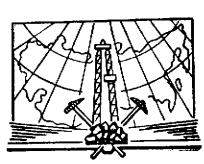
И. О. БРОД, В. Г. ВАСИЛЬЕВ, И. В. ВЫСОЦКИЙ,
К. Н. КРАВЧЕНКО, В. Г. ЛЕВИНСОН, М. С. ЛЬВОВ,
В. Б. ОЛЕНИН, Б. А. СОКОЛОВ

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ ЗЕМНОГО ШАРА

Под редакцией
И. О. БРОДА и И. В. ВЫСОЦКОГО

65 8559

ВНИИГАЗ
Научно-техническая
библиотека



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1965

УДК 553.98 (100)

АННОТАЦИЯ

В книге рассмотрены основные закономерности в распространении скоплений нефти и газа на земном шаре. Дан экономико-статистический обзор развития добычи нефти и газа, выделены крупные пояса нефтегазонакопления и приуроченные к ним известные и возможные нефтегазоносные бассейны земного шара. По каждому бассейну рассмотрены закономерности в распространении основных зон нефтегазонакопления и групп месторождений с их кратким описанием.

Книга рассчитана на широкий круг геологов. Кроме того, она может быть использована студентами геологоразведочных факультетов нефтяных и геологоразведочных институтов и университетов.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефтяная промышленность мира вошла во второе столетие своего существования. Пробурено свыше 2 млн. скважин, открыто около 15 тыс. нефтяных и газовых месторождений, добыто почти 20 млрд. *т* нефти.

Свыше 50 государств добывают в настоящее время нефть и газ.

Последние десятилетия ознаменовались установлением нефтегазоносности крупных территорий в принципиально новых районах земного шара, как, например, на территории Сахары и Ливии, Западно-Сибирской низменности, Австралии, Аляски. В известной степени неожиданным оказалось открытие нефтяных и газовых месторождений в таких промышленно развитых районах, как Парижский и в Баварии. Однако в целом известные нефтегазоносные территории охватывают, вероятно, не более 30% земной поверхности.

Интенсивное развитие нефтяной и газовой промышленности уже давно поставило перед геологической наукой вопрос о прогнозировании размещения нефтяных и газовых месторождений. Возникли понятия нефтегазоносные и перспективно нефтегазоносные провинции, бассейны, области нефтегазонакоплений и др., так или иначе привязанные к крупным тектоническим элементам строения земной коры и особенностям ее развития.

В 1951—1953 гг. И. О. Бродом были сформулированы основные положения учения о нефтегазоносных бассейнах и дано районирование территории СССР с выделением всех известных и основных из возможных нефтегазоносных бассейнов[1].

С целью разработки методики прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности разных типов бассейнов было предпринято изучение обширного материала, характеризующего особенности строения зарубежных нефтегазоносных бассейнов.

На основе собранного материала И. О. Бродом и В. Г. Левинсоном была составлена схема распространения известных и основных возможных нефтегазоносных бассейнов земного шара. Данная схема была представлена И. О. Бродом в докладе на XX сессии Международного геологического конгресса и служила иллюстрацией к коллективной статье (И. Брод,

[1] Уже после окончания работ над настоящей рукописью была посмертно опубликована работа И. О. Брода «Основы учения о нефтегазоносных бассейнах (издательство «Недра», 1964 г.), детально излагающая его представления по этой проблеме.

М. Варенцев, В. Левинсон, В. Васильев, И. Высоцкий, А. Геодекян, К. Кравченко, М. Мирчинк, Д. Несмеянов, Б. Оленин, 1960 г.), опубликованной в материалах XXI сессии Международного геологического конгресса.

В 1959 г. коллектив авторов данной книги под руководством И. О. Бродa приступил к систематизации всех собранных материалов для составления описания нефтегазоносных бассейнов земного шара. Составление плана книги и разработка общетеоретических вопросов выполнены И. О. Бродом при участии авторов всей книги. Авторы благодарны Н. Б. Вассоевичу, М. Ф. Мирчинку, А. А. Трофимуку и В. Е. Хайну, оказавшим помощь в формулировке ряда теоретических положений.

Редакционная работа по всей книге была начата И. О. Бродом и закончена И. В. Высоцким.

Авторы выражают большую благодарность Е. Р. Алиевой, Н. П. Патрикеевой и М. С. Шлейферу, оказавшим большую помощь в работе по подбору и систематизации геологических и других материалов.

ГЛАВА I

КРАТКИЙ ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ МИРА

В августе 1964 г. исполнилось 100 лет со дня основания нефтяной и газовой промышленности в нашей стране. 100 лет назад в Краснодарском крае в долине р. Кудако были получены первые промышленные притоки нефти. С этого времени считается начало развития нефтяной и газовой промышленности России. Нефтяная и газовая промышленность в хозяйственном развитии нашей страны, а также в мировом хозяйстве за последнее десятилетие занимает одно из наиболее ведущих мест. Нефть за последнее десятилетие определяла политику многих государств. Борьба за источники нефтяных ресурсов послужила источником многих войн. Крупные столкновения капиталистических стран были из-за обладания источниками нефти в районах Ближнего Востока, Южной Америки, а в самые последние годы в районах Африки, Дальнего Востока и т. д.

Огромное хозяйственное и политическое значение нефти определяется ее крупной ролью в развитии многих отраслей промышленности — автомобильной, авиационной, морского, речного, железнодорожного транспорта и т. д. Особенно ярко это проявилось в XX веке, когда определилось бурное развитие всех отраслей промышленности. XX век характеризуется именно как век интенсивного роста потребления нефти и ее продуктов и за последние десятилетия — природного и попутного газов. В последнее десятилетие резко определилось повышение удельного веса нефти и газа в общем мировом производстве топлива (табл. 1).

О темпах развития мирового производства нефти и газа, в особенности за последние десятилетия, можно судить по следующим цифрам. В 1859 г., когда впервые из скважин была получена нефть в США, добыча ее составляла не более 3 тыс. *т*. В 1864 г. промышленная добыча нефти началась и в нашей стране. Причем, последние десятилетия XIX века и первое десятилетие XX века характеризовались более бурными темпами развития нефтяной промышленности в России, нежели в США. Так, если в 1901 г. мировая добыча нефти составляла 22,5 млн. *т*, то из них на долю России приходилось 11,3 млн. *т*, на долю США — 9 млн. *т* и на все остальные страны немногим более 2 млн. *т*. Таким образом, Россия по добыче нефти в начале XX века занимала ведущее место, которое, однако, в дальнейшем она сравнительно быстро потеряла и на первое место вышли США.

В табл. 2 и на рис. 1 приведены данные о развитии мировой добычи нефти.

Современное состояние добычи нефти в странах капиталистического мира представлено в табл. 3.

Таблица 1

Структура мирового производства энергетических ресурсов

Годы	Всего млн. *т* условного топлива	Уголь, %	Нефть, %	Природный и попутный газы, %	Гидроэнергия, %
1929	1778	70	16	4	1
1937	1910	74	20	5	1
1949	2365	62	27	9	2
1950	2607	61	27	10	2
1957	3693	54	32	12	2
1958	3861	54	31	13	2
1959	4092	52	32	14	2
1960	4311	51	33	14	2
1961	4420	49	34	15	2
1962	4520	48	34	16	2

Примечание. По данным ООН и А. К Арского («Природный газ в энергетике США», Госэнергоиздат, М.—Л., 1963), 1962 г. дан по предварительной экспертной оценке, так как отчетные материалы еще не публиковались.

Таблица 2

Показатели	1859 г.	1900 г	1920 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1961 г.	1962 г.	1963 г.
Мировая добыча нефти, млн. *т*	Несколько более 3	20,46	99,2	298,4	520,2	1048,6	1115,0	В пределах 1200	Более 1300

Запасы нефти, как видно из данных табл. 3, в капиталистическом мире в настоящее время достигают внушительной величины, почти 40 млрд. *т*, и в среднем превышают уровень текущей добычи 1963 г. почти в 40 раз.

Если за пятидесятилетие — 1901—1951 гг. — прирост мировой добычи нефти был в пределах 500 млн. *т*, то за последнее десятилетие — 1951—1961 гг. — этот прирост достиг 530 млн. *т*, т. е. темпы роста за последние 10 лет резко увеличились. В дальнейшем рост мировой добычи нефти продолжает нарастать. Так, в 1961 г. абсолютный прирост мировой добычи нефти равен 65,2 млн. *т* и в 1962 г. — 70 млн. *т*, а в 1963 г. ~ 100 млн. *т*.

В Советском Союзе добыча нефти развивалась особенно быстрыми темпами.

В настоящее время Советский Союз по уровню добычи нефти вышел на второе место в мире. В 1962 г. добыча нефти в СССР составила 186 237 тыс. *т*, а в 1963 г. она достигла 205,5 млн. *т*.

Советский Союз за последние 10 лет по темпам роста добычи нефти обогнал США как по абсолютным значениям ежегодного прироста добычи, так и по его относительным величинам (табл. 4).

Характерной чертой развития нефтяной промышленности является резкое изменение в географическом размещении добычи нефти. Если в течение длительного времени добыча нефти в крупных масштабах была сосредоточена исключительно в США, то за последние 20 лет резко повысился уровень добычи нефти в странах Ближнего Востока и в самое последнее время в районах Африки.

Повышается роль социалистических стран в добыче нефти. Достаточно указать, что роль Советского Союза за последние 12—13 лет в мировой добыче нефти увеличилась почти в 2 раза. Если в 1950 г. добыча нефти Советского Союза в общем мировом балансе добычи составляла 7,3%, то в 1961 г. она повысилась до 14,9%, а в 1963 г. до 15,9%.

В это же время резко снизилась роль США в общем мировом балансе добычи нефти. Так, если в 1950 г. доля США в общей мировой добыче нефти составляла 51%, то в 1963 г. снизилась до 28,7%. Интересно отметить, что в 1950 г. добыча нефти в СССР по отношению к США составляла 14,2%, а в 1963 г. она составила 55,2%.

Программой Коммунистической партии Советского Союза предусматривается в течение ближайших 20 лет создание материально-технической базы коммунизма. Определяя в связи с этим основные задачи в обеспечении пропорционального развития различных отраслей народного хозяйства, предусматривается дальнейшее увеличение производства химических продуктов, металла и топлива, составляющих фундамент современной промышленности. «Будет последовательно проводиться, — как указано в программе КПСС, — линия на преимущественное развитие добычи нефти и газа с возрастающим их использованием как сырья для химических производств. Добыча угля, газа и нефти должна обеспечить полностью все потребности народного хозяйства».

Успешное решение этой задачи потребует на предстоящее двадцатилетие увеличения в несколько раз добычи нефти и газа по сравнению с достигнутыми уровнями.

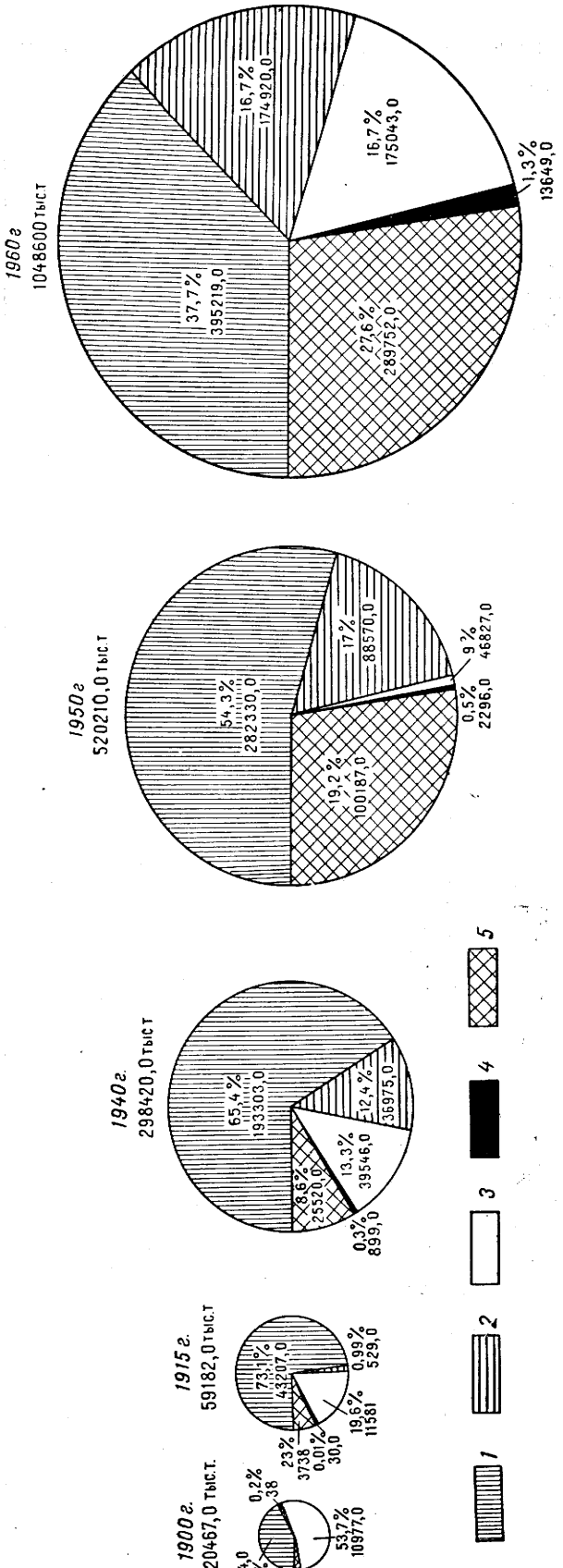


Рис. 1. Мировая добыча нефти и ее распределение по континентам в 1900, 1915, 1940, 1950 и 1960 гг.
1 — Северная Америка; *2* — Южная Америка; *3* — Европа (включая весь СССР); *4* — Африка; *5* — Азия. Площадь круга пропорциональна объему мировой добычи.

Таблица 3

Запасы и добыча нефти в странах мира (без социалистических стран)

	Запасы на 1/I 1963 г. достоверные, млн. *т*	Добыча, млн. *т*			
		1960 г.	1961 г.	1962 г.	1963 г.
Всего	39144,5	882,8	930,7	1003,7	1075,8
В том числе:					
Европа	225,4	13,9	15,0	15,7	16,5
Австрия	34,8	2,5	2,4	2,5	2,6
Великобритания	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1
Италия	47,0	1,9	2,1	1,8	1,7
Нидерланды	35,7	1,9	2,1	2,1	2,2
Франция	31,2	1,9	2,1	2,4	2,5
ФРГ	75,9	5,5	6,2	6,8	7,3
Азия	28366,7	288,9	306,0	336,4	367,4
Бахрейн	33,4	2,0	2,2	2,2	2,2
Бирма	5,4	0,5	0,5	0,6	0,6
Бруней	92,9	4,6	4,1	3,8	3,5
Договорный Оман	714,5	—	Сведений нет	0,8	2,3
Израиль	4,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Индия	67,0	0,4	0,5	0,9	1,3
Индонезия [1]	1359,0	20,8	20,7	22,5	22,8
Ирак	3507,4	47,5	49,0	49,0	55,5
Иран	5028,3	52,0	58,8	65,0	73,0
Катар	405,9	8,2	8,3	8,8	9,1
Кувейт	9002,7	81,9	83,0	93,0	97,5
Нейтральная зона	1071,7	7,3	8,7	12,0	16,4
Пакистан	3,5	0,3	0,4	0,5	0,5
Саудовская Аравия	7035,6	62,0	68,5	75,0	81,0
Сирийская Арабская республика	14,3	—	—	0,8	—
Турция	13,8	0,3	0,4	0,5	0,7
Япония	7,1	0,5	0,7	0,7	0,8
Африка	1676,6	13,6	23,4	38,8	56,8
Алжир	840,5	8,5	16,0	20,4	23,7
Ангола	7,1	0,0	0,1	0,5	1,2
Габон	21,4	0,8	0,8		
Конго (столица Браззавиль)	1,4	0,5	0,1	0,9	1,0
Ливия	643,0	—	0,5	9,2	21,0
Марокко	2,0	0,9	1,0	0,1	0,1
Нигерия	57,2	0,9	2,2	3,3	3,7
ОАР	104,0	3,3	3,7	4,3	6,0
Америка	8868,7	566,4	586,3	622,8	635,1
Аргентина	343,2	9,1	12,5	13,5	13,8
Боливия	15,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Бразилия	41,0	3,9	4,7	4,3	5,0
Венесуэла	2473,5	147,8	151,0	166,5	169,6
Канада	619,2	25,8	30,7	34,0	35,8
Колумбия	121,5	7,8	7,5	7,2	8,3
Мексика	352,0	14,1	15,2	16,2	16,5
Перу	49,9	2,5	2,5	2,9	3,0
США	4758,8	347,1	353,5	359,0	373,5
Тринидад и Табаго	71,6	6,1	6,6	6,9	7,0
Чили	19,2	0,9	1,2	1,5	1,7
Эквадор	3,4	0,3	0,4	0,3	0,3
Австралия	7,1	—	—	—	—

[1] Включая Западный Ириан.

Таблица 4

Годы	Среднегодовой прирост добычи нефти			
	СССР		США	
	тыс. *т*	%	тыс. *т*	%
1951—1955	6 580	12,1	15 250	4,8
1956—1960	15 400	13,4	2 025	0,6
1951—1960	10 990	13,0	8 644	3,8
1961	18 202	12,7	6 400	1,8
1962	19 900	12,8	5 500	1,5
1963	20 000	10,7	14 500	3,8

Наша страна не только достигнет и превзойдет современный уровень добычи нефти и газа наиболее развитой капиталистической страны — США, но и превзойдет уровень добычи, который может быть достигнут США к концу двадцатилетия, т. е. к 1980 г. Такую задачу наша партия могла поставить потому, что по ресурсам нефти и газа Советский Союз является самой богатой страной в мире. Только потенциальные ресурсы природного газа, содержащиеся в недрах нашей страны, оцениваются в первом приближении в 60 триллионов $м^3$.

Реальность применяемых темпов развития нефтяной и газовой промышленности определяется также и тем, что грандиозные задачи семилетнего плана по развитию этих отраслей, утвержденные XXI съездом нашей партии, не только успешно выполняются, но и перевыполняются.

Программа коммунистического строительства, принятая в решениях XXII съезда партии, обеспечивается реальностью наших планов и подготовлена всем ходом исторического развития Советского государства. Характерной чертой роста нефтедобывающей и особенно газодобывающей промышленности нашей страны является то обстоятельство, что они развиваются прогрессивно нарастающими темпами, которые особенно ярко проявляются в последние годы.

XXII съездом КПСС поставлена перед страной грандиозная задача — довести к 1980 г. в среднем уровень добычи нефти до 690—710 млн. *т* и газа до 680—720 млрд. $м^3$.

Столь грандиозная задача перестройки топливного баланса нашей страны за счет увеличения добычи наиболее прогрессивных видов топлива — нефти и газа — имеет исключительно важное значение в деле создания материально-технической базы коммунизма. Эта задача должна решаться с наибольшим экономическим эффектом, в кратчайшие сроки, при наименьших затратах материальных ресурсов, обеспечивая при этом наиболее выгодное для народного хозяйства географическое размещение будущих центров добычи нефти и газа с задачей их приближения к потребителям.

Эта задача в первые пять лет семилетки выполнялась успешно. Так, удельный вес нефти и газа в структуре топливного баланса страны увеличился с 31,8% в 1958 г. до 48% в 1963 г.

Добыча нефти и газа в период генеральной перспективы в уровнях, предусмотренных XXII съездом партии, может быть обеспечена за счет развития существующих нефтедобывающих районов примерно только наполовину, а вторая половина намечаемой добычи нефти и газа должна быть обеспечена за счет интенсивного развития добычи в новых районах, таких, как Западная и Восточная Сибирь, районы Средней Азии, Западного Казахстана и др.

Развитие нефтегазодобывающей промышленности Советского Союза за последнее десятилетие характеризуется крупными открытиями новых нефтегазоносных областей и выявлением новых, промышленно богатых

месторождений в пределах уже известных территорий с развитой добычей нефти и газа.

В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной области важнейшими результатами последнего времени являются открытия богатых залежей нефти в северной части Башкирской АССР (Арлано-Дюртюлинский район), в прикамской части Татарской АССР, в Пермской, Оренбургской и Куйбышевской областях.

Открыты очень крупные залежи нефти и газа в мезозойских отложениях Предкавказья. Крупными открытиями ознаменовались последние годы в Западной Сибири, Азербайджанской, Казахской, Туркменской и Узбекской союзных республиках. Резко возросли разведанные запасы газа на Украине.

В отношении территориального размещения и количественной оценки перспектив развития добычи нефти и газа особое значение имеет:

а) установление региональной промышленной нефтегазоносности в районах Сибири и Западного Казахстана;

б) выявление крупнейших месторождений газа на территории Средней Азии, в Западном Узбекистане, Центральной и Восточной Туркмении.

Общая оценка как уже достигнутых геологоразведочных работ, так и реальных потенциальных возможностей новых обширных территорий СССР выдвигает их в число новых крупных центров добычи нефти и газа Советского Союза.

Мощной базой добычи нефти в разрезе генеральной перспективы остаются районы Урало-Поволжья и в первую очередь Татарской АССР, Башкирской АССР, Куйбышевской и Пермской областей. В меньшей степени перед этими районами стоят задачи по развитию добычи газа, в основном возрастающей в Оренбургской, Саратовской и Волгоградской областях и Коми АССР.

Резкое нарастание добычи нефти и большой суммарный объем ее извлечения из недр предопределяют, в целях восполнения разведанных запасов нефти, значительное развитие объемов геологопоисковых работ и глубокого разведочного бурения на территории Урало-Поволжья.

Одной из ведущих газодобывающих областей в генеральном плане остается Предкавказье, где одновременно предусматривается значительный рост добычи нефти в Чечено-Ингушской, Дагестанской автономных республиках и Ставропольском крае. Общая положительная геологическая оценка перспектив этих обширных областей обосновывает рост объемов всего комплекса геологоразведочных работ, соответствующий развитию добычи нефти и газа.

Крупные задачи поставлены по Украине, но следует подчеркнуть большую напряженность в осуществлении должных приростов разведанных запасов нефти и газа. Это обусловливается тем, что практически предусматривается полный перевод прогнозных запасов нефти и газа в категорию разведанных (А + В).

В связи с высокой эффективностью разведочных работ на нефть морских площадей Азербайджана, в пределах Прикуринской и Западно-Туркменской низменностей определена большая задача по увеличению добычи и прироста разведанных запасов нефти на территории Азербайджана и Туркменистана.

Исходя из общей перспективной оценки газонефтеносности Восточного и Центрального Туркменистана, Узбекистана и других среднеазиатских республик, в генеральной перспективе с этими регионами связываются основные задачи по увеличению добычи природного газа. Восточный и Центральный Туркменистан и Западный Узбекистан станут к 1980 г. самой крупной газодобывающей базой Советского Союза.

Большое развитие получит нефтегазодобывающая промышленность в Западной Сибири, Казахстане и в первую очередь на Южном Мангышлаке.

В связи с этим предусматривается резкое увеличение объемов геологопоисковых и разведочных работ на территории Западной Сибири, Средней Азии и Казахстана, сопровождаемое значительным повышением их удель-

ного веса в общих капитальных затратах на прирост разведанных запасов нефти и газа.

Исключительным по своему экономическому значению является освоение поисками и разведкой на нефть и газ огромных территорий не только Западной, но и Восточной Сибири, а также Дальнего Востока. Во всех нефтегазоносных районах Сибири предусматривается на базе быстрого роста разведанных запасов нефти и газа создание целого ряда новых нефтегазодобывающих центров, которые, помимо решения кардинальных вопросов по обеспечению намечаемых в генеральной перспективе темпов объемов добычи нефти и газа, должны явиться вместе с районами Средней Азии и Казахстана основой для дальнейшего развития нефтегазодобывающей промышленности Советского Союза за пределами генеральной перспективы.

Имея в виду, что создание новых нефтегазодобывающих центров предусматривается в основном в неосвоенных, труднодоступных, очень обширных районах Западной Сибири, Казахстана и Средней Азии, успешное решение этой генеральной задачи потребует крупных капиталовложений, начиная с первого же этапа геологоразведочных работ, т. е. с поисков, строительства дорог, материально-технических баз и пр., значительно превышающих затраты на обустройство разведок в европейской части СССР.

Интенсивное развитие добычи газа по сравнению с ростом добычи нефти началось в более позднее время. До 1940 г. добыча газа в незначительной мере была развита только в США. В 1920 г. добыча газа в США составила 23 млрд. $м^3$, в 1962 г. она достигла 389,4 млрд. $м^3$. По остальным странам мира в сколько-нибудь значительном размере добыча газа началась в последнее десятилетие, в особенности за последние 3—4 года.

Так, прирост добычи природного газа (свободного + попутного) за 1961—1962 гг. составил около 180 млрд. $м^3$, т. е. прирост мировой добычи газа за 2 года превысил рост добычи его за целое 50-летие — 1901—1950 гг.

В 1962 г. мировая добыча газа по капиталистическим странам составила 564 107 млн. $м^3$ и по социалистическим странам больше 100 млрд. $м^3$, в том числе по СССР 73 525 млн. $м^3$, а в 1963 г. добыча природного газа в СССР достигла 91,5 млрд. $м^3$.

В соответствии с темпами роста добычи и потребления нефти и газа изменилось и состояние разведанных запасов нефти и газа. На 1/I 1950 г. запасы нефти по капиталистическому миру составляли 11,2 млрд. $т$, причем на долю США приходилось 31,5%, на районы Ближнего и Среднего Востока 49%. В Африке на эту дату разведанные запасы нефти составляли 26 млн. $т$. По состоянию на 1/I 1963 г. разведанные запасы нефти в капиталистических странах составили 39,144 млрд. $т$ при серьезном изменении географического размещения этих запасов. Доля США с 31,5% снизилась до 11%. Доля Среднего Востока повысилась до 72,8%. И, наконец, удельный вес запасов Африки возрос почти до 3%. Известно, что запасы нефти по месторождениям распределены крайне неравномерно. Основная их доля — 70—80% — приходится на крупные и крупнейшие месторождения нефти и газа. Фактически и по крупным территориям эти запасы также распределяются весьма неравномерно, о чем ярко свидетельствуют приведенные выше цифры.

Данные о добыче газа по странам капиталистического мира неполные и не всегда достоверны, поскольку добыча газа учитывалась не везде, поэтому эти данные в разных источниках разнообразны, но цифры дают правильное представление о порядке величины добычи газа. В табл. 5 приводятся данные об уровне добычи газа в странах мира (без социалистических стран) по данным ВГФ.

Разведанные запасы газа длительное время были в сколько-нибудь существенном размере подготовлены только в Соединенных Штатах Америки.

Запасы природного газа (свободного + попутного) в капиталистических странах по состоянию на 1/I 1963 г. составляют 17847,4 млрд. $м^3$, в том числе на долю свободного газа приходится примерно 42,5%. Запасы свободного газа в Советском Союзе по состоянию на 1/I 1964 г., судя по предвари-

Таблица 5

Запасы и добыча природного газа в странах мира
(без социалистических стран)

	Запасы на 1/V 1962 г. достоверные и вероятные, млрд. $м^3$	Добыча, млн. $м^3$		
		1960 г.	1961 г.	1962 г.
Всего	18122,9	417 454	516 610	528 456
В том числе:				
Европа	617,2	14 713	15 575	17 000
Австрия	25,5	1 468	1 700	1 635
Италия	141,6	7 845	6 796	6 750
Нидерланды	150	317	595	600
Франция	254,8	440	5 563	6 000
ФРГ	42,5	643	708	1 200
Прочие страны	2,8	—	113	315
Азия	5603,9	6 697	37 096	37 461
Бруней	14,2	1 620	566	565
Договорный Оман	85,0	—	—	—
Индия	19,8	—	113	110
Индонезия	56,6	2 452	2 265	2 265
Ирак	637,1	Сведений нет	7 079	7 080
Иран	1840,6	1 028	7 079	7 080
Катар	212,4	Сведений нет	1 416	1 415
Кувейт	934,5	То же	7 787	7 785
Нейтральная зона	56,6	—	538	540
Пакистан	424,7	845	821	1 191
Саудовская Аравия	1274,3	Сведений нет	8 070	8 070
Япония	14,2	731	850	850
Прочие страны	33,9	21	511	510
Африка	1543,3	628	2 300	2 325
Алжир	1415,9	610	1 416	1 450
Ливия	104,8	—	113	110
Нигерия	8,5	—	340	340
ОАР	11,3	Сведений нет	396	395
Прочие страны	2,8	18	35	30
Америка	10358,5	395 416	461 460	471 670
Бразилия	9,9	535	850	850
Венесуэла	934,5	3 244	33 980	34 000
Канада	1019,4	14 284	20 190	28 000
Колумбия	39,6	2 211	2 322	2 320
Мексика	283,2	9 665	10 210	10 500
Перу	19,8	Сведений нет	1 100	1 100
США	7787,3	361 637	382 280	384 200
Тринидад и Тобаго	34	2 765	2 917	2 915
Чили	51	Сведений нет	2 549	2 550
Аргентина	169,9	1 059	4 814	4 810
Прочие страны	9,9	16	428	425

тельным данным, составят около 2,1 триллиона $м^3$ по категориям А + В и около 3,1 триллиона $м^3$ по категориям А + В + С.

Добыча нефти в США обычно базируется на 11—12-кратной обеспеченности разведанными запасами и 20—22-кратной обеспеченности газом. Современное состояние запасов нефти показывает, что достигнутый уровень мировой добычи капиталистических стран обеспечен запасами в среднем на 40 лет и газа на 30 с лишним лет.

За последние 20 лет в мировой нефтяной литературе, в особенности в США, много раз поднимался вопрос об истощении недр. Этот вопрос в весьма острой форме обсуждается и сейчас. Фактически, как указывалось выше, добыча нефти, газа и обеспеченность их запасами непрерывно увели-

чиваются, и пока даже для такой страны, как США, где глубинная геология изучена с наибольшей полнотой, нет оснований для пессимистической оценки. Для иллюстрации можно привести следующие интересные данные (табл. 6).

Таблица 6

Эффективность поисково-разведочного бурения на нефть и газ в США

Показатели	1956 г.	1957 г.	1958 г.	1959 г.	1960 г.	1961 г.	1962 г.
Прирост запасов нефти, млн. *т*	302.9	375,4	5,8	498,8	653,8	301,0	—
Прирост запасов природного и попутного газа, млрд. $м^3$	684,2	551,3	526,5	580,8	394,5	483,9	560,4
Всего прирост запасов нефти, природного и попутного газа, млн. *т*	987,1	926,7	532,3	1079,6	983,5	1137,7	861,4
Объем поисково-разведочного бурения на нефть и газ, тыс. *м*	17562,9	16110,0	13326,9	14781,3	13617,9	12594,3	12235,5
Эффективность запасов на метр проходки (на нефть и газ суммарно), *т*	56,0	57,5	40,0	73,0	72,0	90,5	70,2
Эффективность поисково-разведочного бурения на 1 скважину на нефть и газ суммарно, *т*	77 500	81 300	55 000	108 000	108 000	136 000	110 000
Процент скважин, давших нефть и газ, от общего числа поисково-разведочных скважин	11,4	10,4	10,7	10,9	9,7	9,7	9,5

Из приведенных данных видно, что снижение темпов подготовки запасов в отдельные годы не определяет общего уровня их подготовки. Такая же картина за последние годы имеет место и в Советском Союзе.

Для оценки перспектив развития добычи нефти и газа как в Советском Союзе, так и в США введено понятие о прогнозных запасах.

Если разведанные запасы нефти и газа в США и категорийные запасы в Советском Союзе (А, В, C_1, C_2) связываются с конкретными площадями, то прогнозные запасы — это запасы бассейнов осадочных пород, оценка которых производится по крупным территориям и не привязывается к каждой отдельно взятой площади. Оценка прогнозных запасов — дело весьма сложное и непрерывно совершенствуется.

В Советском Союзе прогнозные запасы нефти и газа оцениваются несколькими методами, что позволяет добиваться наиболее объективных оценок при имеющемся уровне изученности страны геолого-геофизическими методами и глубоким бурением. Для этой цели применяется метод сравнительного геологического анализа (в том числе плотности запасов, приходящихся на 1 $м^2$ перспективных земель или на 1 $км^3$ осадочных образований), объемно-генетический метод в двух вариантах: исходя из гипотезы нефтематеринских свит и допущения генерации углеводородов с разной степенью интенсивности всем комплексом осадочных образований и др. Потенциальные ресурсы газа в Советском Союзе в первом приближении оценены в 60 триллионов $м^3$, т. е. значительно большей величиной, нежели аналогичные запасы США по наиболее достоверным оценкам.

В США оценка потенциальных (прогнозных) запасов нефти и газа производилась неоднократно. По данным журнала Petroleum Engineer (№ 10, 1962 г.), примерно за последние 10—12 лет эти запасы увеличились с 14,5 триллиона $м^3$ почти до 45 триллионов $м^3$. Такая же тенденция увеличения оценки потенциальных ресурсов имеется и для нефти. Так, главный геолог «Стэндард ойл компани оф Нью-Джэрси» Л. Уикс в 1948 г. на основании изучения геологических характеристик осадочных бассейнов США

оценил ресурсы нефти в объеме 15 млрд. *т*. Спустя 4 года, в 1952 г. он же определил запасы нефти США в 22 млрд. *т*, а с учетом морских месторождений — в 27 млрд. *т*.

По данным подсчетов Горного бюро (Бюро оф Майн), потенциальные ресурсы США (извлекаемые) оценены в 41 млрд. *т* нефти.

В последнее время имеется существенно более оптимистическая оценка потенциальных ресурсов нефти и газа в США. Так, в упомянутом журнале приводятся данные вероятных запасов природного газа в необнаруженных еще месторождениях США и Канады, определяемые в 85 142 млрд. $м^3$. Нам представляется, что для США оценка потенциальных ресурсов нефти порядка 40—41 млрд. *т* (извлекаемых) и газа 37—40 триллионов $м^3$ является вполне обоснованной.

Таблица 7

Прогнозная оценка потенциальных запасов природного газа США

Дата опубликования, годы	Потенциальные запасы природного газа, триллионов, $м^3$
1950	14,45
1954	16,60
1956	24,80
1956	20,55
1956	16,15
1956	20,80
1957	34,00
1958	34,00
1958	40,00
1958	31,15—43,90

Извлеченные запасы газа по состоянию на 1/I 1964 г. в США могут быть оценены в пределах 7,2 триллиона $м^3$ и извлеченные запасы нефти в 16,5 млрд. *т*. С учетом наличных разведанных запасов и расчетами будущей добычи приведенные цифры выглядят весьма достоверно.

Изменение представлений на оценку прогнозных запасов газа приведено в табл. 7 (по данным журнала «Инженер-нефтяник» № 10, 1962 г., стр. 18).

По последним расчетам, опубликованным в январе 1960 г., вероятные запасы природного газа в необнаруженных еще месторождениях США и Канады предполагаются в 85—142 триллиона $м^3$.

В печати перспективными нефтегазоносными землями считают примерно 30 млн. $км^2$ всего земного шара. На долю капиталистических стран приходится примерно 18,5 млн. $км^2$ со следующим распределением по странам мира:

В Северной Америке	7166 тыс. $км^2$ (в том числе США без Аляски 4,63 млн. $км^2$)
В Южной Америке	3521 тыс. $км^2$
На Ближнем и Среднем Востоке .	3477 » »
На Дальнем Востоке	727 » »
В других капиталистических странах	3531 » »
Всего . .	18 422 тыс. $км^2$

Площадь перспективных нефтегазоносных земель Советского Союза оценивается (вместе с морской акваторией) в 11 875 тыс. $км^2$. Таким образом, примерно одна треть перспективных нефтегазоносных земель приходится на Советский Союз.

По состоянию на 1/I 1964 г. мировые извлеченные запасы нефти (суммарная добыча) достигли 17 млрд. *т* и газа около 9 триллионов $м^3$. Считая, что приведенные выше оценки запасов нефти и газа в недрах являются скорее минимальными, нежели оптимальными, на сегодняшний день мировые остаточные извлекаемые запасы нефти по данным Л. Г. Унксу и Дж. М. Хэнту в недрах будут составлять 630 млрд. *т* и газа по различным источникам 170—190 триллионов $м^3$.

В данном случае для оценки извлекаемых запасов нефти принят средний коэффициент извлечения, равный 0,5, так как есть все основания полагать.

что в ближайшие годы, учитывая рост научных достижений, этот коэффициент будет серьезным образом повышен и в среднем для него может быть принята указанная выше величина.

На извлечение 17 млрд. *т* нефти потребовалось 100 лет развития нефтяной промышленности и для извлечения 9 триллионов *м*³ газа более 50 лет развития газовой промышленности.

Следовательно, мировые остаточные запасы нефти при среднем уровне добычи, превышающем в два раза современный уровень добычи нефти, обеспечиваются запасами в оптимальном варианте оценки запасов на несколько сот лет и для газа при среднем уровне его добычи 1—1,5 триллиона *м*³, т. е. в 2—3 раза больше, чем современный уровень добычи газа, обеспечивается на 110—170 лет. Учитывая, что здесь средняя потребность в нефти и газе принята, видимо, несколько завышенной, можно считать, что ресурсами нефти и газа мировое хозяйство будет обеспечено по нефти, видимо, на 130—150 лет, а по газу на еще большее время.

При оценке перспектив добычи нефти и удовлетворения нужд промышленности, транспорта и населения, безусловно, следует считаться с фактом как неравномерности распределения ресурсов нефти и газа по странам мира, так и со степенью извлечения ресурсов нефти и газа из недр. Так, если Соединенные Штаты Америки по добыче нефти и газа по существу находятся в зените своей славы, то Советский Союз является светилом восходящим и, безусловно, что по ресурсам (остаточным запасам в недрах) Советский Союз занимает сейчас ведущее место в мире и обладает существенно большими запасами по сравнению с США.

По существу только что начато изучение нефтегазоносности Африки.

В Советском Союзе до 1980 г. будет извлечено за оставшиеся 16 лет нефти свыше 7,0 млрд. *т* и газа около 6,5 триллиона *м*³.

Уровень добычи нефти на 1980 г. в Соединенных Штатах Америки разными экономистами оценивается в 550—650 млн. *т* и газа 500—600 млрд. *м*³.

Таким образом, остаточные запасы нефти и газа обеих стран позволяют на последующие годы планировать дальнейший рост добычи нефти и газа. Однако следует подчеркнуть, что у Советского Союза в этом отношении перспективы существенно лучше по сравнению с США. Уже итоги разведочных работ на нефть и газ в последнее пятилетие показывают, что в Советском Союзе в ближайшем будущем будут созданы новые мощные нефтедобывающие базы в районах Западной Сибири и Средней Азии, что вполне подтверждает те оценки прогнозных запасов нефти и газа, которые сделаны советскими геологами несколько лет назад.

Главный резерв в увеличении запасов и добычи нефти заложен в увеличении добычи нефти за счет повышения коэффициента извлечения, так как до сих пор в недрах в среднем остается больше половины запасов этого ценнейшего сырья. Кроме того, видимо, серьезным резервом будут в дальнейшем растворенные газы в пластовых водах, запасы которых исчисляются очень большой цифрой. В целом можно считать, что на ближайшее 100-летие потребности промышленности, транспорта и бытового потребления на земном шаре могут быть обеспечены в полной мере нефтью и газом.

Для решения грандиозных задач, стоящих по развитию нефтяной и газовой промышленности, необходимо серьезное повышение эффективности поисково-разведочных работ. За последние годы, в особенности по разведке газовых месторождений, имеет место снижение эффективности разведочных работ на газ. Не рассматривая все стороны вопроса, связанные с вопросами повышения эффективности этих работ, укажем, что одной из важнейших задач является быстрейшее выявление закономерностей распространения нефтяных и газовых ресурсов в недрах земной коры. В этом направлении проделана большая работа, однако многие вопросы до сих пор не решены, в частности, до сих пор неясны причины преимущественного накопления газовых или нефтяных месторождений в тех или иных бассейнах.

ГЛАВА II

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. РАЗВИТИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

При систематизации материалов, характеризующих распространение скоплений нефти и газа на самых ранних этапах исследований, учитывались в основном географические структурно-геоморфологические признаки. Позднее все больше и больше внимания в распространении скоплений нефти и газа стало уделяться роли тектоники, палеогеографии и условиям седиментации, а также особенностям геологического развития. В последнее время при выделении нефтегазоносных территорий и их районирования важное значение приобретает региональный гидрогеологический анализ с учетом всех других геологических предпосылок.

Первые попытки осмысливания закономерностей пространственного распространения скоплений нефти и газа относятся еще к XIX в. Так, во второй половине прошлого столетия Лидс в США (Leeds, 1865), Г. Романовский (1877) и С. О. Гулишамбаров (1883) в России предпринимали попытки районирования нефтегазоносных территорий на основании физико-географических признаков. В это же время Г. Абих (1847), а несколько позже Д. И. Менделеев (1877), констатируя линейное распространение нефтяных месторождений, высказали предположение об их приуроченности к зонам крупных разломов, по которым происходит приток углеводородов с больших глубин.

Представление о наличии в природе «нефтяных линий», приуроченных к глубинным разломам, получило широкое распространение не только в России (А. П. Иванов, 1905), но также в США (Leeds, 1865), Германии (Bunsen, 1839), Румынии (Mrazec, 1902) и некоторых других странах. Отражением взглядов, связывающих распространение нефти и газа в основном с миграцией углеводородов из подкоровых масс, являются и современные представления Н. А. Кудрявцева (1955), П. Н. Кропоткина (1955), В. Б. Порфирьева (1955, 1958) и некоторых других исследователей.

В практике поисково-разведочных работ возможность связи залежей нефти с разломами учитывалась лишь на самых ранних этапах развития нефтегазодобывающей промышленности, когда предполагалось, что нефть добывается из скважин, пересекших трещину, по которой она поступает из глубоких недр. Эти представления были вскоре отвергнуты, так как бурение показало, что нефть залегает, насыщая поры и трещины хорошо проницаемых пород.

Начиная с конца XIX в., основное внимание в процессе поисков, разведки и разработки месторождений было обращено на выявление и изучение структурных изгибов горных пород, определяющих образование внутри природных резервуаров ловушек, в которых могло бы происходить накопление нефти и газа. Было выяснено, что природные резервуары насыщены на всем их протяжении водой, обладающей большим удельным весом по сравнению с нефтью и газом, что и определяет их выделение и накопление в ловушках. При изучении как условий образования ловушек, так и геологической обстановки, определяющей заполнение ловушек нефтью и газом, было установлено, что разрывы сплошности горных пород являются лишь частными элементами, играющими обычно относительно небольшую роль в общем процессе перемещения и дифференциации веществ внутри природных резервуаров.

Основным представлением о закономерности распространения скоплений нефти, определявшим долгое время направление их поисков и разведки, являлась, как это не раз отмечал И. М. Губкин, антиклинальная теория, впервые сформулированная Хантом и разработанная Уайтом (Y. White, 1910). Исходя из положений антиклинальной теории, выделялись и группировались структурные элементы, с которыми связывалось распространение как известных месторождений, так и площадей, благоприятных для разведки.

Уже в начале XX в. Мразек (Mrazec, 1902) рассматривает расположение нефтегазоносных зон в Румынии в связи с крупными стратиграфическими комплексами, входящими в состав толщ, образующих сложно построенные передовые складки Карпат. Геологическими исследованиями, направленными на выделение всевозможных антиклинальных поднятий, были покрыты обширные территории Северо-Американского континента. В России исследования с целью изучения распространения нефтяных месторождений на Кавказе, в Средней Азии и в Прикаспии были предприняты с начала XX в. Геологическим комитетом.

Геологический материал, полученный в процессе поисково-разведочных работ, был обобщен в классификациях, характеризующих как региональные, так и отдельные структурные поднятия, с которыми связаны скопления нефти и газа Наиболее известны: ранняя классификация Г. Гефера (Höfer, 1888), классификация Ф. Клаппа (Clapp, 1910—1930), Е. Блюмера (Blumer, 1919) и И. М. Губкина (1932), посвященные описанию и систематизации данных, характеризующих условия залегания нефти и газа и распространения их месторождений.

В 1910 — 1912 гг. И. М. Губкиным было обращено внимание на возможность образования разнообразных по форме залежей нефти и газа на моноклиналях, что нашло отражение в опубликованной им классификации структурных форм, характерных для нефтегазоносных площадей, в книге «Учение о нефти» (1932). А. И. Леворсен в речи, произнесенной им при избрании его президентом американской ассоциации геологов-нефтяников в 1936 г., сформулировал принцип закономерного зонального распространения скоплений нефти и газа на бортах крупных областей прогибания земной коры в связи со стратиграфическими и литологическими ловушками (Levorsen, 1936).

В СССР значение поисков и разведки подобных скоплений нефти и газа отмечалось вслед за И. М. Губкиным Н. Ю. Успенской (1934, 1946, 1952), И. О. Бродом (1935, 1948, 1951), В. А. Гориным (1940), М. Ф. Мирчинком (1941, 1943), А. Г. Габриэльяном (1948, 1949), Г. А. Хельквистом (1944), А. А. Бакировым, С. Т. Коротковым, а в дальнейшем и многими другими исследователями.

Рассматривая связь многих месторождений нефти и газа с антиклинальными зонами, И. М. Губкин назвал прилегающие к ним синклинальные участки нефтегазосборными площадями (1940), т. е. площадями, из которых собираются углеводороды к залежам. Для характеристики закономерного

ВНИИГАЗ

распространения многих месторождений нефти и газа в связи с линейно-вытянутыми зонами несколько позже в литературу был введен термин зона нефтегазонакопления (Успенская, 1946; Брод, 1946, 1948). Таким образом, была сформулирована ранее отмеченная связь многих залежей нефти и газа с зонами нефтегазонакопления, отделенными друг от друга питающими их нефтегазосборными площадями.

Рассмотрение условий формирования антиклинальных зон нефтегазонакопления показало, что они характеризуются обычно двусторонним питанием. В зонах нефтегазонакопления, объединяющих месторождения и залежи, возникшие в связи с выклиниванием и срезанием нефтегазоносных толщ, нефтегазосборными площадями служат прилегающие вниз по наклону части моно- и гомоклиналей (Брод, 1947). Изучение соотношения месторождений с питающими их нефтегазосборными площадями показывает, что в платформенных условиях месторождения группируются часто в азональные площади нефтегазонакопления, питание которых происходит из окружающих их со всех сторон прогибов.

Работы по выяснению соотношения нефтегазоносных зон, с которыми связаны многочисленные месторождения друг с другом, начали появляться с 1919—1920 гг., когда накопился обширный материал, характеризующий геологическое строение крупных территорий Северо-Американского континента. К этому времени относится появление в геологической литературе термина нефтегазоносная провинция (petroliferous province, oil and gas province), примененного В. Вудрофом (Woodruff, 1919), Шухертом (Schuchert, 1919) и Е. Р. Лиллеем (Lilley, 1923). Е. Р. Лиллей на территории Северной Америки выделил 5 нефтегазоносных провинций, понимая под провинциями такие крупные территории, как Скалистые горы, Кордильеры, центральную часть Северо-Американского континента, побережье Мексиканского залива.

В составе провинций Лиллеем были выделены регионы (regions), переведенные на русский язык как нефтегазоносные области. В качестве последних в горных провинциях Лиллей рассматривал межгорные впадины и группы связанных друг с другом антиклинальных зон. На платформах им выделялись внутриплатформенные впадины и своды. В пределах нефтегазоносных областей он рассматривал нефтегазоносные районы (oil and gas district), объединяющие месторождения нефти и газа, приуроченные к единому структурному элементу.

Несколько позже Вер-Вибе (Ver-Wiebe, 1930) предложил более дробное геолого-тектоническое районирование территории Северной Америки с точки зрения нефтегазоносности. Понятие «нефтегазоносная провинция» понимается им для структурных элементов, выделенных Лиллеем в качестве нефтегазоносных областей. В остальных элементах классификации нефтегазоносных территорий расхождений между Лиллеем и Вер-Вибе практически нет.

Общие принципы классификации нефтегазоносных провинций были сформулированы Н. Ю. Успенской (1946, 1947). Так же, как и Вер-Вибе, она принимает в качестве нефтегазоносной провинции территорию распространения нефтяных и газовых скоплений, приуроченных к единому крупному геоструктурному элементу. Н. Ю. Успенская создала классификацию нефтегазоносных провинций, которую она применяла в дальнейшем сначала для районирования Североамериканской и Русской платформы, а затем и для других континентов (1952).

В работе А. Я. Кремса (1954) и в совместной книге А. В. Ульянова и Г. А. Хельквиста (1955) в отличие от Н. Ю. Успенской под нефтегазоносной провинцией так же, как и у Лиллея, понимается территория распространения ряда нефтегазоносных областей, связанных с такими крупными геотектоническими элементами, как Крымско-Кавказское сооружение. Территории, выделяемые Н. Ю. Успенской в качестве провинций, рассматриваются упомянутыми авторами в качестве нефтегазоносных областей.

В последние годы вопрос о соотношении нефтегазоносных провинций и областей рассмотрен в ряде работ А. А. Бакирова, предложившего развернутую классификацию нефтегазоносных территорий (1948, 1951, 1958, 1959). Применение этой классификации на практике проведено А. А. Бакировым в книге «Нефтегазоносные области Северной и Южной Америки» (1959). В данной книге, так же как и в предыдущих работах, А. А. Бакиров выделяет в качестве основных категорий районирования районы, области, провинции и пояса регионального нефтегазонакопления. При этом в качестве основного подразделения крупных территорий им взята нефтегазоносная область. Под этим термином им понимаются крупные геоструктурные элементы, рассматриваемые Н. Ю. Успенской в качестве нефтегазоносных провинций.

Исследования, проведенные с целью выявления закономерной связи в распространении месторождений нефти и газа с эпохами крупных подвижек земной коры, позволили Делонэ (De Launey, 1913) и К. И. Богдановичу (1921) еще во втором десятилетии XX в. сделать ряд крупных обобщений. В работах упомянутых исследователей выделяются крупные пояса распространения скоплений нефти и газа, формирование которых они связывали с основными эпохами крупных подвижек земной коры. Делонэ выделял территории преимущественно палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления. Аналогичным образом на новом большом материале пояса распространения скоплений нефти и газа на земном шаре в связи с третичными, мезозойскими и палеозойскими отложениями рассмотрены В. А. Успенским и О. А. Радченко (1952).

Территории палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления упоминаются и в работе И. О. Брода, в которой сделана попытка придать понятию о нефтегазоносной провинции генетический смысл (1947, 1951; Брод и Еременко, 1950). Было предложено понимать под нефтегазоносной провинцией участок земной коры, представляющий собой в течение длительного геологического времени единый седиментационный бассейн, характеризующийся общностью условий битумообразования и региональных процессов нефтегазонакопления. Предусматривалось, что на одном и том же крупном участке земной коры должны выделяться отдельно провинции палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления. Опыт применения на практике данного районирования показал, что подобные провинции очень часто накладываются друг на друга.

При накоплении осадочных пород, происходящем при преобладании погружения в процессе колебательных движений земной коры, значительную роль играют отложения, в которых рассеянное органическое вещество преобразовалось в восстановительной среде. Преобладание погружения благоприятствует захоронению углеводородов, а также образованию и сохранению залежей нефти и газа. Использование упомянутых выше генетических положений при изучении распространения нефтегазоносных площадей показало их вполне закономерную связь с современными прогибами земной коры, заполненными мощными толщами осадочных пород.

Замкнутые и частично замкнутые впадины, разнообразные по размерам, строению и истории геологического развития, содержащие в разрезе осадочной толщи свиты, заключающие залежи нефти и газа, были названы нефтегазоносными бассейнами (Брод, 1953, 1955; Вассоевич и Успенский, 1954; Высоцкий, 1954; Хаин, 1951, 1954). Было показано, что каждый нефтегазоносный бассейн может рассматриваться в качестве артезианского бассейна, состоящего из целого ряда водонапорных комплексов, среди которых имеются нефтегазоносные толщи. Распространение залежей нефти и газа в подобных бассейнах определяется тем, что составляющие их подвижные углеводороды находятся в определенных соотношениях с водой, насыщающей все поры и трещины горных пород. Поэтому выявление закономерностей распространения залежей нефти и газа непосредственно связано с изучением

закономерностей в жизни водных растворов, насыщающих горные породы нефтегазоносных бассейнов.

Было показано, что закономерное изменение физико-химической обстановки в толще пород, слагающих каждый нефтегазоносный бассейн, позволяет судить и о некоторых особенностях распространения связанных с ним скоплений нефти и газа. Исходя из упомянутых положений, была сделана попытка выделения на земном шаре как всех известных, так и основных возможно нефтегазоносных бассейнов (Брод, 1953, 1957).

И. О. Брод и В. Г. Левинсон составили схематическую карту распространения известных и возможных нефтегазоносных бассейнов на земном шаре. Эта карта, неоднократно дополнявшаяся, была опубликована в различных советских и зарубежных изданиях (Брод, 1958, 1960, 1961; Еременко, 1961). Критические замечания, касавшиеся различных упущений в выделении и наименовании тех или иных бассейнов, помогли внести в карту ряд изменений.

Из рассмотрения данных, характеризующих нефтегазоносные бассейны, был сделан вывод, что они в одних случаях представляют собой относительно просто построенные гомогенные в тектоническом отношении прогибы, а в других случаях — весьма сложные, гетерогенные по своему тектоническому строению участки прогибания земной коры.

В 1959—1962 гг. было опубликовано краткое описание многих нефтегазоносных бассейнов с их предварительным районированием как для СССР, так и для зарубежных территорий (Брод и Мирчинк, 1959; Брод 1960; Воробьев и Патрикеева — 1961; Варенцов и Кравченко — 1961; Годин и др., 1960; Левинсон, 1960; Оленин и Соколов, 1960; Соколов, 1961; Высоцкий, 1962) и др.

В опубликованных описаниях нефтегазоносных бассейнов при их районировании выделяются нефтегазоносные области (Брод и др., 1960), именуемые иногда нефтегазоносными районами (Мирчинк и Бакиров, 1957), объединяющие целый ряд соседних зон и площадей нефтегазонакопления. Если принципы выделения нефтегазоносных бассейнов сформулированы в опубликованных работах достаточно определенно, то вопрос об их районировании требует дальнейшей разработки.

В 1960—1961 гг. было произведено группирование нефтегазоносных бассейнов, выделенных ранее на схематической карте земного шара (Брод, 1960, 1961). Соседние, родственные по геотектоническому положению, нефтегазоносные бассейны объединены в группы, в составе которых выделены подгруппы относительно сходных по их строению бассейнов. Большинство межгорных и предгорных бассейнов приурочены к крупным поясам складчатых и глыбовых гор, обрамляющих Тихий океан с запада и востока, и к горному поясу, пересекающему все Восточное полушарие. Платформенные нефтегазоносные бассейны были сгруппированы на северном полушарии в связи с Североамериканской, Русской и Восточносибирской платформами и на южном полушарии в связи с Южноамериканской, Африкано-Аравийской, Индостанской и Австралийской платформами.

Проводящиеся в последние годы исследования, посвященные изучению отдельных бассейнов, их групп и подгрупп, направлены на выявление основных закономерностей в формировании и распространении скоплений нефти и газа на земном шаре.

§ 2. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ И ПРИНЦИПЫ ИХ РАЙОНИРОВАНИЯ

В качестве нефтегазоносных бассейнов рассматриваются разнообразные по геотектоническому положению и размерам впадины, выраженные в современной структуре земной коры, выполненные относительно мощной осадочной толщей неметаморфизованных пород, содержащей скопления нефти и

газа. Распространение последних контролируется геологическим строением и гидрогеологической обстановкой бассейна.

Структурно-седиментационные прогибы, в которых пока неизвестны скопления нефти и газа, но где их можно предполагать, исходя из общегеологических предпосылок, рассматриваются в качестве возможно нефтегазоносных бассейнов.

При рассмотрении территорий, с которыми связаны известные и возможные нефтегазоносные бассейны, различают, с одной стороны, осадочное выполнение бассейна и, с другой, — фундамент бассейна и его обрамление. В отличие от полностью консолидированных пород фундамента, а часто и обрамления в строении слагающих бассейн образований большую роль играют глины, мергели и другие породы, не потерявшие своей пластичности.

В тех случаях, когда в единое прогибание вовлечены разнородные по своей тектонической природе участки земной коры, они рассматриваются в качестве гетерогенных — сложно построенных бассейнов в отличие от относительно однородных по строению — гомогенных бассейнов.

Нефтегазоносные (и возможно нефтегазоносные) бассейны отличаются друг от друга по их геотектоническому положению, особенностям геологического строения и истории геологического развития, по характеру и морфологии обрамления. При всем многообразии нефтегазоносных бассейнов возникновение и сохранение скоплений нефти и газа прежде всего связано с физико-химической обстановкой, существовавшей в современной толще пород, слагающих бассейн.

В каждой нефтегазоносной свите, распространенной на всем протяжении бассейна или в какой-то его части, углеводороды, составляющие нефть и газ, находятся в закономерных соотношениях с водой, насыщающей все пустоты пород. По характеру пустот и условиям перемещения в них подвижных веществ особое место занимают коллекторские породы; перемещение и разделение подвижных веществ — воды, нефти и газа — совершаются в них относительно свободно — по закону гравитации.

Как известно, лучшими коллекторами являются пески, песчаники и трещиноватые известняки и доломиты. Коллекторами могут служить также алевролиты и всевозможные трещиноватые и кавернозные породы как осадочные, так и магматического происхождения. Такие породы, как глины, пластичные мергели, соль, ангидриты, являются слабопроницаемыми породами и не допускают свободного перемещения подвижных веществ, заполняющих имеющиеся в них мельчайшие, преимущественно субкапиллярные, поры. В слабопроницаемых породах перемещение подвижных веществ может происходить лишь по законам молекулярной физики. Слабопроницаемые породы являются разделами между коллекторскими слоями.

Как ныне, так и в процессе предыдущего геологического развития, перемещение воды в коллекторских породах, слагающих природные резервуары, осуществляется путем свободной передачи напора. Выделение из воды, заполняющей природные резервуары, различных солей и связанных с ней углеводородов совершается в результате изменения физико-химической обстановки. В природных резервуарах все соотношения подвижных веществ определяются в основном гравитационным фактором и изменением температуры. В глинистых, глинисто-алевритовых и мергельных породах, не потерявших своей пластичности и обладающих субкапиллярными порами в перемещении и дифференциации подвижных веществ, температура также имеет значение, но здесь основная роль принадлежит геостатическому, т. е. горному, давлению. Геостатическое давление, определяющее напор, под которым находятся подвижные вещества, заполняющие субкапиллярные поры слабопроницаемых пород, определяется весом вышезалегающих пород.

Поскольку удельный вес пород значительно выше удельного веса воды, геостатическое давление всегда выше гидростатического давления, с которым связаны напоры в подстилающих и покрывающих коллекторских породах. При уменьшении размеров субкапиллярных пор в результате геостати-

ческого давления из них удаляется слабосвязанная вода, растворенные в ней соли и углеводородные соединения. Поскольку напор в породах, обладающих субкапиллярными порами, всегда больше, чем в коллекторских породах, залегающих примерно на той же глубине, основное перемещение подвижных веществ из слабопроницаемых пород идет как в подстилающие, так и покрывающие их природные резервуары, сложенные хорошо проницаемыми породами. Свободное перемещение подвижных веществ из природных резервуаров сквозь пачки и толщи слабопроницаемых пород может совершаться лишь при наличии перепада давления, т. е. при появлении в слабопроницаемых породах открытых сверхкапиллярных трещин. Открытая же трещиноватость свойственна лишь породам, не обладающим пластичностью. Все горные породы теряют пластичность в процессе их уплотнения и консолидации. Среди слабопроницаемых пород раньше всего консолидируются карбонатные породы и позже всего хорошо отсортированные глины. В глинах открытая трещиноватость появляется лишь при их превращении в аргиллиты и глинистые сланцы.

Вся толща осадочных пород, слагающих бассейн, может быть разделена на ряд литологических комплексов, относительно однородных по соотношению в них природных резервуаров со слабопроницаемыми породами. В тех случаях, когда комплексы эти совпадают с единым стратиграфическим интервалом разреза, они именуются литолого-стратиграфическим комплексом. Примерами терригенных литолого-стратиграфических комплексов могут служить песчано-глинистые толщи средней юры, нижнего мела и среднего миоцена, или в основном глинистая толща олигоцена, выдерживающиеся по литологическому составу на значительном протяжении в ряде районов юга СССР. В качестве примеров карбонатных литолого-стратиграфических комплексов можно привести известняковые толщи верхнего мела, нижние части мела и верхней юры, сохраняющие свой характер также на значительном протяжении многих районов юга СССР, или известняково-доломитовые толщи верхнего девона, нижней части карбона и верхнего карбона, широко распространенные на Русской платформе.

В терригенных комплексах, состоящих из ряда пластовых природных резервуаров, отделенных друг от друга слабопроницаемыми породами, миграция и дифференциация подвижных веществ происходят совершенно иначе, чем в мощной толще трещиноватых пород, являющихся единым массивным резервуаром. Вместе с тем как те, так и другие комплексы, переслаивание песчаников с глинами или мощные толщи трещиноватых карбонатных пород должны в целом рассматриваться в качестве водонапорных комплексов, так как напор, определяемый гидростатическим давлением, передается в них свободно.

Примерами терригенных водонапорных комплексов могут быть мощные песчано-глинистые толщи нижнего и нижней части верхнего мела на юге СССР, среднего и нижней части верхнего девона на Русской платформе и многие другие. Примерами карбонатных водонапорных комплексов могут служить известняковые толщи верхнего мела — нижнего палеогена в Предкавказье, верхней юры — нижнего мела в Предкавказье и в Аквитанском бассейне, известняково-доломитовая толща верхнего девона — нижнего карбона на Русской платформе, олигоцен-миоценовая свита асмари в Иране и др.

В водонапорных комплексах пластичные водоупорные породы, служащие разделами между природными резервуарами, играют подчиненную роль. Поэтому в водонапорных комплексах основное значение имеет свободная передача напоров с перемещением веществ по закону линейной фильтрации, сопровождаемой их дифференциацией внутри каждого природного резервуара. При подчиненном значении и неповсеместном распространении прослоев и пачек слабопроницаемых пород внутри водонапорного комплекса можно считать, что изменение физико-химической обстановки в общем происходит для комплекса в целом, относительно сходно на всем его протяжении в бассейне.

Иной характер соотношения слабопроницаемых пород с коллекторскими породами наблюдается в толщах, сложенных преимущественно слабопроницаемыми породами. Подобные толщи надо рассматривать в качестве водоупорных. Заключенные в водоупорных толщах линзы и выклинивающиеся пласты коллекторских пород играют подчиненную роль. В большинстве случаев они не связаны как друг с другом, так и с залегающими ниже и выше водонапорными комплексами. Поэтому в природных резервуарах, замкнутых литологически со всех сторон, заключенных внутри водоупорных комплексов, напор обычно выше гидростатического, что связано с распространением геостатического давления из прилегающих слабопроницаемых пород. В водоупорных комплексах, состоящих в основном из слабопроницаемых глинистых, глинисто-алевритовых пород, пластичных мергелей или галогенных осадков, процессы перемещения подвижных веществ протекают в виде сложного движения молекул. Подобная молекулярная миграция всегда сопутствует уплотнению пластичных пород.

Из сказанного следует, что водонапорные и водоупорные комплексы охватывают крупные объемы пород. В состав единого водонапорного комплекса в вертикальном разрезе и тем более на протяжении нефтегазоносного бассейна входит часто целый ряд литолого-стратиграфических комплексов. Шире всего распространены песчано-глинистые, карбонатные и галогенно-терригенные комплексы. Песчано-глинистые комплексы чаще всего встречаются в нефтегазоносных бассейнах предгорных впадин. Для бассейнов внутриплатформенных впадин характерно сочетание карбонатных с песчано-глинистыми комплексами. Галогенно-терригенные комплексы особенно широко распространены в бассейнах, развившихся в связи с предгорными прогибами палеозойских сооружений, а иногда и в бассейнах, связанных с предгорными прогибами молодой складчатости. Значительно реже залежи нефти и газа встречаются в связи с эффузивно-терригенными комплексами и в различных выступах изверженных и метаморфизованных пород, слагающих фундамент нефтегазоносных бассейнов. Подобные нефтяные месторождения известны в Марокко, Калифорнии, Мексике, Венесуэле и в некоторых других местах.

Различные типы нефтегазоносных бассейнов и отдельные бассейны отличаются друг от друга по сочетанию в их разрезе разных литолого-стратиграфических комплексов и по соотношению водонапорных и водоупорных комплексов. Сходными чертами обладают прежде всего группы бассейнов, близкие по их геотектоническому положению. В качестве примера можно привести нефтегазоносные бассейны, связанные с предгорными прогибами и охватывающие край эпигерцинской платформы юга СССР — вдоль Крыма, Кавказа и Копет-Дага. Во всех этих бассейнах наиболее широко распространена нефтегазоносность в терригенной толще нижнего мела и нижней части верхнего мела. В ряде районов в тех же бассейнах залежи нефти и газа связаны и с вышележащей карбонатной толщей, охватывающей большую часть верхнего мела, а иногда и нижнюю часть палеогена.

В полосе краевых платформенных бассейнов Европы — Северо-Каспийском и Северо-Европейском — широко распространена галогенно-карбонатно-терригенная пермская толща. Эта толща часто служит водоупорной покрышкой для подстилающих палеозойских пород. При наличии в верхней ее части терригенных пачек, а также за счет повышенной трещиноватости доломитов она является регионально нефтегазоносной. Пластичность соли создает благоприятные условия для образования в покрывающих ее слоях структурных поднятий, способствующих нефтегазонакоплению, что определяет нередко региональное распространение залежей нефти и газа в покрывающих ее мезозойских отложениях. Сходные условия нефтегазонакопления наблюдаются и в толще пород, слагающих такие бассейны, как Восточно-Венесуэльский и Западно-Венесуэльско-Колумбийский, составляющих северную часть предандийской полосы нефтегазоносных бассейнов. Большое сходство ряда литолого-стратиграфических нефтегазоносных комплексов

наблюдается и в бассейнах Мичигэнском, Иллинойском и Аппалачском, связанных с восточным обрамлением Канадского щита.

В то же время нефтегазоносные бассейны, заполненные сходными литолого-стратиграфическими комплексами, могут в значительной мере различаться между собой по условиям формирования химического состава и по режиму подземных вод, а следовательно, и по условиям образования месторождений нефти и газа. Так, например, сходные по геотектоническому положению и по слагающим их литолого-стратиграфическим комплексам Азово-Кубанский, Среднекаспийский и Каракумский нефтегазоносные бассейны в значительной мере отличаются друг от друга по региональной гидрогеологической обстановке. Сказанное связано с совершенно различными соотношениями в них областей питания и разгрузки вод даже для однотипных водонапорных комплексов. Сильно отличаются по этим условиям нередко даже разные части одного и того же бассейна, как это имеет, например, место для мезозойских отложений, слагающих Среднекаспийский бассейн, в котором по региональной гидрогеологической обстановке западная часть бассейна сильно отличается от восточной.

С другой стороны, нередко наблюдается много общего между нефтегазоносными бассейнами, географически весьма удаленными, но сходными по своему геотектоническому положению и структурной характеристике. В качестве примера можно привести бассейны Северо-Каспийский и Мексиканского залива. В литературе неоднократно отмечалось много сходных черт этих бассейнов как по слагающим их литолого-стратиграфическим комплексам, так и по распространению сходных типов скоплений нефти и газа.

Условия образования и сохранения залежей нефти и газа в природных резервуарах водонапорных комплексов отличны от условий их возникновения и существования внутри водоупорных комплексов. Тем не менее нельзя отрывать друг от друга отдельные водонапорные и водоупорные комплексы, слагающие области прогибаний, которые могут рассматриваться в качестве сложно построенных артезианских бассейнов.

Общей чертой как всех водонапорных, так и водоупорных комплексов, входящих в состав единого артезианского бассейна, является нарастание напоров и температур, а следовательно, и минерализации вод от краев бассейна к его наиболее прогнутой части. Различие заключается лишь в том, что в коллекторских породах упомянутое изменение происходит в связи с линейной фильтрацией и свободной передачей напоров, а в слабопроницаемых породах — в связи с изменением геостатического давления. Внутри всей толщи пород или между рядом различных водонапорных комплексов возможна гидравлическая связь по разрывам сплошности пород, осложняющим антиклинальные поднятия, флексуры и другие структурные формы, в которые смяты породы на бортах, а иногда и в центральных частях региональных прогибов.

Наличие подобной связи, а главное закономерные изменения в напорах и физико-химической обстановке, существующей в толще пород, слагающей относительно замкнутые впадины, несмотря на перемежаемость природных резервуаров со слабопроницаемыми породами, дает возможность рассмотреть каждую подобную область прогибания как артезианский бассейн в широком понимании этого термина, т. е. как единую водонапорную систему. Исходя из ранее данных определений, такая система при наличии залежей нефти и газа, связанных с несколькими, а иногда и с одним из входящих в ее состав литолого-стратиграфических комплексов, рассматривается в качестве нефтегазоносного бассейна.

Нефтегазоносный бассейн соответствует, однако, лишь только той части артезианского бассейна, где отсутствует интенсивное движение подземных вод, приводящее к промыванию всех возможных ловушек.

Границы артезианского бассейна охватывают значительно бóльшую площадь по сравнению с входящим в его состав нефтегазоносным бассейном. Артезианский бассейн включает площади питания всех водонапорных ком-

плексов. Можно считать, что каждый водонапорный комплекс нефтегазоносного бассейна является лишь частью водоносного комплекса, распространенного в артезианском бассейне и включающего его области питания и части, подвергнутые дренажу. В состав нефтегазоносного бассейна могут входить лишь те части водоносных комплексов, которые находятся под напором и характеризуются восстановительной обстановкой.

При обнажении в обрамлении бассейна полностью консолидированных пород, слагающих его фундамент, граница артезианского бассейна совпадает с границей распространения осадочных пород, содержащих глины, не потерявшие своей пластичности. В этом случае граница нефтегазоносного бассейна отодвигается внутрь артезианского бассейна и может быть проведена условно по линии, ограничивающей возможное распространение нефтегазоносности в толще пород, слагающей бассейн.

При наличии погребенного структурного раздела между двумя соседними бассейнами, являющегося одновременно погребенным барьером для ряда водонапорных комплексов, по ним может происходить перелив из одного бассейна в другой. Подобные артезианские бассейны, разделенные друг от друга погребенными барьерами, должны рассматриваться в качестве частично замкнутых бассейнов, в отличие от бассейнов, полностью замкнутых со всех сторон, т. е. не сообщающихся друг с другом.

Соотношения между переливами по отдельным водоносным пластам и комплексам, входящим в состав соседних, частично замкнутых бассейнов, могут быть довольно сложными, что зависит от гипсометрии областей их современного питания, от величины погружения наиболее прогнутых частей бассейнов и от ряда других факторов. Не исключено, что по одним водоносным пластам и комплексам может происходить приток артезианских вод в рассматриваемый бассейн, а по другим отток из него.

Раздел двух артезианских бассейнов, проходящий по погребенному барьеру, может являться одновременно и границей двух соседних нефтегазоносных бассейнов. Часто к таким погребенным барьерам приурочены месторождения нефти и газа. В качестве примера можно привести вал Карпинского, с которым связан погребенный барьер, разделяющий Среднекаспийский бассейн от Северо-Каспийского. С мезозойскими толщами, слагающими этот вал, связаны многочисленные месторождения газа и нефти. К погребенному барьеру, образованному западной приподнятой частью Ставропольского выступа, отделяющего Среднекаспийский бассейн от Азово-Кубанского, приурочены крупные газовые месторождения, связанные с палеогеновыми отложениями. Многочисленные, богатые по запасам месторождения нефти известны в связи с Цинцинатским сводом, отделяющим Мичигэнский и Иллинойский бассейны от Аппалачского.

Много небольших месторождений нефти и газа связаны и со сводом Бенд, отделяющим Пермский бассейн от бассейна Мексиканского залива. Для одного или нескольких водоносных комплексов, входящих в состав артезианского бассейна, существуют области современной инфильтрации и создания напора, области разгрузки и распространения напорных вод, а также зоны, характеризующиеся разной гидродинамической и гидрохимической обстановкой. В то же время совокупность гидрогеологических условий, характеризующих отдельные водоносные комплексы, определяет общие гидрогеологические закономерности, присущие нефтегазоносному бассейну в целом.

В каждом нефтегазоносном бассейне процессы формирования месторождений нефти и газа и последующее сохранение залежей являются результатом известного равновесия в соотношении скоплений нефти и газа с напором и движением подземных вод в ходе истории геологического развития данного участка земной коры, элементом которого является рассматриваемый бассейн.

Процессы образования битумов, из которых выделяются углеводороды, составляющие залежи нефти и газа, связаны чаще всего с глинами,

глинистыми алевритами и мергелями. Процесс битумообразования и дифференциации битумов с выделением углеводородных соединений свойственен для пород, слагающих многие водоупорные комплексы. Аналогичный процесс происходит и во многих слабопроницаемых породах, служащих разделами между природными резервуарами водонапорных комплексов.

Залежи нефти и газа формируются в основном за счет углеводородов, выделяющихся из воды, заполняющей природные резервуары. Процесс нефтегазонакопления может совершаться как в тех же толщах, в которых происходит образование битумов, так и в толщах, лишенных битумопроизводящих пород.

Изложенные представления о процессе нефтегазонакопления кладутся в основу выделения сингенетично и эпигенетично нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов. Первые из них обычно представлены терригенными или терригенно-хемогенными образованиями, возникающими и существовавшими в восстановительной обстановке. Эпигенетически нефтегазоносные комплексы, как правило, сложены преимущественно песчаными или трещиноватыми карбонатными, либо вулканогенными породами, образующими один или несколько природных резервуаров, которые могут заполниться нефтью и газом лишь при геологических условиях, позволяющих проникновение в них углеводородов из битумопроизводящих пород, входящих в состав других комплексов.

Примером сингенетично нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов могут служить среднемиоценовые и палеогеновые отложения Предкавказья, нижнемеловые отложения юга СССР, целый ряд горизонтов девона, карбона и перми на Русской платформе и песчано-глинистые толщи юры и нижнего мела, содержащие залежи нефти и газа, в Голландии и ФРГ. В качестве битумопроизводящих пород в упомянутых толщах рассматриваются отложения, образовавшиеся из субаквальных тонкозернистых некарбонатных и карбонатных осадков в условиях преобладания прогибания, так как именно эти особенности определяют наличие восстановительной среды как в процессе осадконакопления, так и при всех последующих преобразованиях. Процесс битумообразования протекает в этих породах лишь в тех случаях, когда среди минеральных частиц находятся в рассеянном состоянии органические вещества, дающие в процессе распада и преобразования, с одной стороны, углистые, а с другой, — битуминозные, в том числе и углеводородные образования. Последним Н. Б. Вассоевичем было присвоено наименование микронефти (Вассоевич и Успенский, 1954).

Битумопроизводящих пород почти нет в таких эпигенетично-нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексах, как верхнемеловые известняки, с которыми связаны крупные скопления нефти и газа в Терско-Сунженской и Дагестанской областях восточной части северного склона Кавказа и в Западной Германии. Подобные известняковые толщи подстилаются и покрываются слабопроницаемыми пластичными битумопроизводящими породами, которые питают их углеводородами.

Как с сингенетично-, так и с эпигенетично-нефтегазоносными комплексами, выделяющимися в составе пород, слагающих каждый бассейн, связаны обычно многочисленные залежи нефти и газа.

Месторождения распространяются обычно в связи с более крупным структурным элементом — антиклинальной зоной, антиклинальным блоком, а иногда и частью моноклинали, на которой нефтегазонакопление контролируется выклиниванием или срезанием нефтегазоносной толщи вверх по ее наклону. Месторождения, связанные единством распространения и формирования с линейно вытянутым структурным элементом, следует рассматривать в качестве зон нефтегазонакопления. Месторождения, группирующиеся в связи с блоками различных форм и размеров или в связи с соляными куполами, можно рассматривать в качестве азональных площадей нефтегазонакопления.

Месторождения и объединяющие их площади нефтегазонакопления как зональные, так и азональные могут в пространстве частично накладываться друг на друга, а иногда и пересекаться. Подобное их распространение связано с тем, что месторождения и площади нефтегазонакопления составляются залежами, объединяемыми структурными элементами, часто контролирующими нефтегазонакопление не во всех литолого-стратиграфических комплексах толщи пород, а лишь в некоторых, а иногда даже только в одном из них.

При сложном многоярусном строении крупной антиклинальной складки образование залежей может происходить самостоятельно в каждом структурном ярусе. В качестве примера можно привести Терскую и Сунженскую антиклинальные зоны в передовой складчатости восточной части северного склона Кавказа. В обоих упомянутых антиклинальных зонах мезозойские отложения образуют относительно просто построенные коробчатые складки, в сводовых частях которых известны пластовые залежи в песчано-глинистой толще нижнемеловых отложений и массивные залежи нефти и газа в мощной известняковой толще верхнего мела. Залежи обоих упомянутых литолого-стратиграфических комплексов образуют единую зону нефтегазонакопления.

В тех же антиклинальных складках залежи нефти и газа связаны, кроме того, и с вышезалегающими среднемиоценовыми чокракско-караганскими отложениями. Эти отложения образуют в сводовой части антиклинали самостоятельный структурный ярус, отличающийся от мезозойского яруса сложностью своего строения. В связи с системой разрывов, затухающих в глинистой толще палеогена, миоценовые отложения образуют многочисленные, сложно построенные структурные изгибы. К этим изгибам, имеющим характер небольших по размеру брахиантиклиналей, куполов и отсеченных разрывами моноклинальных и периклинальных секторов, приурочены многочисленные ловушки, благоприятные для накопления нефти и газа. Каждый из таких структурных элементов контролирует существование в связи с ним месторождения, состоящего из нескольких залежей, приуроченных к отдельным песчаным пластам сингенетично-нефтегазоносной среднемиоценовой толщи.

Нефтегазопитающими или нефтегазогенерирующими площадями, т. е. площадями, откуда собираются углеводороды к залежам, входящим в состав как мезозойской, так и среднемиоценовой зон нефтегазонакопления, служат синклинальные впадины, примыкающие к Терской и Сунженской антиклинальным зонам. Углеводороды, перемещающиеся из битумопроизводящих пород в природные резервуары, подымаются в процессе гравитационной дифференциации самостоятельно в каждом из вышеупомянутых литолого-стратиграфических комплексов к сводам антиклиналей, где и заполняют разнообразные по форме ловушки.

При наличии выклинивания или срезания сингенетично-нефтегазоносных толщ на крыльях подобных антиклинальных складок возможно образование в связи с ними самостоятельных моноклинальных зон нефтегазонакопления. Подобный случай имеет место в передовых складках северо-западного Кавказа, с которыми связаны многочисленные месторождения нефти. Особенно наглядно видно соотношение антиклинальной и моноклинальной зон нефтегазонакопления в Северском районе. Здесь залежи нефти и газа в песчаных пластах нижнепалеогеновых отложений приурочены к сводовым частям сложно построенных антиклинальных складок, образующих единую крупную Калужскую антиклинальную зону нефтегазонакопления.

В более молодых олигоцен-миоценовых отложениях майкопской серии прослеживается на протяжении более 100 *км* другая зона нефтегазонакопления, связанная с выклиниванием песчаных пластов, образованная многочисленными, литологически экранированными, фестонообразными по форме залежами. Данная зона нефтегазонакопления, начинающаяся на западе

в Нефтяно-Ширванском районе, в Северском районе располагается на северном крыле Азовской антиклинальной зоны. Нефтегазопитающие площади для обоих упомянутых зон нефтегазонакопления расположены в глубоком синклинальном прогибе, примыкающем к ним с севера.

В Калифорнии в бассейне Сан-Хоакин с антиклинальной зоной Мидуэй-Сансет связаны также две различные по строению зоны нефтегазонакопления. Нижняя зона нефтегазонакопления антиклинального типа перекрывается моноклинальной зоной нефтегазонакопления с залежами в миоценовых слоях, срезанных несогласно залегающими плиоценовыми отложениями, в которых также известны залежи, экранированные поверхностью несогласия.

В Маракаибском бассейне, в Прибрежном районе Боливар также наблюдается сходное соотношение разных по типу зон нефтегазонакопления. Залежи нефти в нижней части эоцена связаны со сводами брахиантиклинальных поднятий, осложняющих антиклинальную зону. Выше расположены многочисленные залежи в верхнем эоцене, олигоцене и миоцене, приуроченные к моноклинали, срезанной несогласием.

На Русской платформе крупнейшее Ромашкинское месторождение нефти, содержащее ряд залежей в песчаниках девонской терригенной толщи, можно рассматривать одновременно в качестве единой азональной площади нефтегазонакопления, для которой питающей площадью служит прогиб, смежный с Татарским сводом. Выше в отложениях каменноугольного возраста известны многочисленные месторождения нефти с залежами в терригенных отложениях нижнего карбона, связанные с отдельными небольшими поднятиями, осложняющими южную вершину Татарского свода. По существу все эти месторождения с залежами в нижнекаменноугольных отложениях могут быть объединены в общую азональную площадь нефтегазонакопления, располагающуюся над девонской площадью нефтегазонакопления. Обе упомянутые площади нефтегазонакопления отличаются друг от друга по условиям образования и сохранения залежей нефти и газа.

Залежи нефти и газа, входящие в состав месторождений, объединяемых в площади нефтегазонакопления, представляют собой разные по масштабу категории скоплений нефти и газа. Каждая высшая категория объединяет в общем скопления более низших категорий. Но при этом не исключено, что месторождение может состоять из одной залежи. В приведенном выше примере показано, что крупнейшее по запасам Ромашкинское месторождение девонской нефти следует рассматривать одновременно в качестве самостоятельной азональной площади нефтегазонакопления. Следовательно, хотя упомянутые категории скоплений отличаются качественно друг от друга, но могут быть случаи, когда одно и то же скопление объединяет одновременно черты низшей и высшей категории. Понятие о скоплениях нефти и газа неразрывно связано с понятием о нефтегазопитающих или нефтегазогенерирующих площадях, откуда поступают запасы углеводородов к площадям нефтегазонакопления.

Из рассмотрения отличительных черт, характеризующих толщи пород, слагающие нефтегазоносные бассейны, и принципов ограничения бассейнов следует, что при выделении территорий, которые должны рассматриваться в качестве известных или, возможно, нефтегазоносных бассейнов, в основу кладется совокупность геологических и гидрогеологических признаков, связанных как с современной структурой, так и с историей геологического развития данного участка земной коры. Аналогичные признаки должны быть использованы и для районирования отдельных нефтегазоносных бассейнов.

При районировании нефтегазоносных бассейнов необходимо учитывать прежде всего особенности геологического строения их различных частей, связанные с особенностями истории геологического развития данного участка земной коры. В пределах бассейнов необходимо выделять части, отличающиеся друг от друга по структуре, истории их геологического развития

и по условиям нефтегазонакопления. Примерами таких сложно построенных гетерогенных бассейнов могут служить бассейны Южно-Каспийский, Среднекаспийский, Северо-Каспийский, бассейны Мексиканского и Персидского заливов и ряд других.

Бассейны, подобные Северо-Каспийскому и Мексиканского залива, объединяют территории, различные по их геотектонической природе. В их состав входят части, подстилаемые разнородно построенным и разновозрастным фундаментом.

Предгорные бассейны типа Среднекаспийского, Азово-Кубанского и Персидского залива охватывают области распространения передовой складчатости молодого горного сооружения, собственно предгорный прогиб и обширную территорию примыкающего к ним разнородно построенного склона платформы, втянутого в общее прогибание.

Несмотря на разнородность строения упомянутых бассейнов, каждый из них представляет собой в современной структуре земной коры единую впадину, с которой связана сложно построенная, но все же единая водонапорная система. При районировании этих бассейнов стоит задача выделения в каждом из них относительно однородных частей, отличающихся друг от друга по строению и возрасту фундамента и по особенности строения осадочной толщи, содержащей нефтегазоносные литолого-стратиграфические комплексы.

Основным элементом районирования сложно построенных бассейнов должны быть области, каждая из которых характеризуется относительно однородным тектоническим строением и присущими ей сходными условиями нефтегазонакопления. Подобным областям может быть присвоено широко распространенное наименование нефтегазоносных областей. Таковыми для Северо-Каспийского бассейна будут Волго-Уральская область, охватывающая северную часть бассейна, подстилаемую докембрийским фундаментом, Прикаспийская солянокупольная область, представляющая собой прогиб, образовавшийся в связи с позднепалеозойским горообразованием.

Кроме упомянутых областей, в Северо-Каспийском бассейне может быть выделен еще ряд других областей, меньших по размеру, но также отличающихся друг от друга как по своему геологическому строению, так и по условиям формирования скоплений нефти и газа. В Среднекаспийском бассейне и его южном складчатом борту обычно выделяются Терско-Сунженская и Дагестанская нефтегазоносные области, значительно отличающиеся друг от друга. Несколько областей, отличных друг от друга, может быть выделено также и на платформенном склоне этого бассейна.

В составе значительных по размеру нефтегазоносных областей, при наличии в их пределах частей, несколько отличающихся друг от друга по характеру структурных элементов и по стратиграфическому диапазону нефтегазоносности, выделяются нефтегазоносные районы.

Каждый нефтегазоносный район объединяет одну, а чаще несколько смежных площадей нефтегазонакопления и примыкающих к ним нефтегазосборных площадей.

В тех случаях, когда нефтегазоносные бассейны связаны с относительно просто в целом построенными гомогенными прогибами или грабенами, выделение в их пределах нефтегазоносных областей не рационально. Примерами могут служить Сылвинский, Рейнский, Мичигэнский и им подобные бассейны. В таких бассейнах могут выделяться нефтегазоносные районы по тому же принципу, по которому они выделяются в нефтегазоносных областях сложно построенных бассейнов.

Из сказанного следует, что в качестве элементов районирования нефтегазоносных бассейнов надо рассматривать нефтегазоносные области и районы, являющиеся частями бассейнов для всей толщи выполняющих их пород.

§ 3. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Классификация нефтегазоносных бассейнов направлена на сопоставление и сравнение бассейнов друг с другом с целью выявления закономерностей в распространении скоплений нефти и газа и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности разных бассейнов.

Сравнительная оценка перспектив как нефтегазоносных бассейнов в целом, так и отдельных их частей друг с другом возможна лишь при учете всех изменений, пережитых данным участком земной коры в процессе истории его геологического развития. Однако при всех изменениях, происходивших в геологическом прошлом на участках, где ныне расположены известные скопления нефти и газа, решающее значение для существования последних имеет их структурное положение в области прогибания, рассматриваемое вместе с ее склонами и внутренними поднятиями в качестве нефтегазоносного бассейна.

Углеводороды, отделяющиеся при изменении напоров и температур от подземных вод, заполняющих природные резервуары, накапливаются в ловушках, не допускающих ныне ухода из них нефти и газа. Региональные и местные наклоны слоев, определяющие закономерное распределение площадей нефтегазонакопления в каждом бассейне, определяются его современной структурой. Особенности геологического строения бассейна вместе с морфологией его обрамления обусловливают создание напора подземных вод, направление их движения и температурный режим.

В связи с изложенным в основу классификации нефтегазоносных бассейнов кладутся как структурно-геологические, так и геоморфологические признаки. По их совокупности различается три типа нефтегазоносных бассейнов (см. классификационные табл. 8—10 на стр. 35—38).

I. К платформенным нефтегазоносным бассейнам относятся бассейны, находящиеся в настоящее время в платформенной фазе развития. Эти бассейны характеризуются в основном выравненным обрамлением, представленным выведенными на поверхность или погребенными выступами фундамента платформы. На отдельных участках в обрамлении крупных равнинных платформенных бассейнов типа Северо-Каспийского и Западно-Сибирского участвуют сохранившиеся на поверхности сглаженные докайнозойские сооружения, подобные Уралу или Тиману. В обрамлении платформенного бассейна Мексиканского залива участвуют втянутые в глубокое погружение молодые складчатые сооружения. С погребенными выступами фундамента в осадочной толще связаны сводовые или валообразные поднятия, служащие барьерами для подземных вод. Для некоторых водонапорных комплексов наблюдается перелив подземных вод через барьеры из одного бассейна в другой. Поэтому платформенные нефтегазоносные бассейны чаще всего являются лишь частично замкнутыми. Осадочные толщи, слагающие бассейны данного типа, отлагались и образовывали различные структурные изгибы целиком в платформенных условиях.

II. К предгорным нефтегазоносным бассейнам относятся бассейны, связанные с областями прогибания, расположенными на стыке платформы и складчатого горного сооружения. Предгорные нефтегазоносные бассейны охватывают часто не только собственно предгорные прогибы в узком понимании этого термина, но включают часто обширный платформенный склон, втянутый в погружение, сопровождающее подъем горного сооружения. Собственно предгорный прогиб образует тогда лишь осевую часть бассейна, прижатую к его складчатому борту. Бассейны этого рода ограничены с одной стороны горным сооружением, а с другой — выходящим на поверхность или приближенным к поверхности выступом фундамента платформы. Последний отделяет на платформенном борту соседние предгорный и платформенный бассейны друг от друга.

Предгорные бассейны по своему простиранию обычно отделяются погребенными пережимами от соседних предгорных бассейнов. Основной чертой,

характеризующей бассейны этого типа, является их асимметрия, так как их борт, примыкающий к горному обрамлению, относительно узкий, обычно крутой, а противоположный, платформенный — равнинный — широкий и пологий. По своему геологическому строению горный борт чаще всего характеризуется структурными формами, присущими передовой складчатости горных сооружений. Для равнинного борта свойственны пологие платформенные поднятия и структурные террасы, нередко крупные дизъюнктивные, осложняющие общее гомоклинальное залегание слоев, связанные часто с разломами и ступенчатым опусканием по ним фундамента. В предгорных бассейнах наблюдается главным образом одностороннее питание водоносных горизонтов и формирование напоров на горном борту.

На платформенном борту и на поперечных перемычках, отделяющих предгорные бассейны друг от друга, происходит иногда перелив вод по ряду водонапорных комплексов в соседние бассейны. На платформенном борту осадочные толщи отлагались и образовывали различные дислокации в условиях платформенного развития, а на складчатом борту — в условиях краевых геосинклинальных впадин.

III. К межгорным нефтегазоносным бассейнам относятся бассейны, разнообразные по их геотектоническому положению, геологическому строению и истории геологического развития, обрамленные со всех сторон склонами горных сооружений. Шире всего распространены бассейны межгорных впадин послепалеозойских складчатых горных сооружений разного возраста и современных геосинклинальных областей. Широко распространены также межгорные бассейны, приуроченные к впадинам, обрамленным глыбовыми горами, возникшими на активизированных, докембрийских платформах. Значительно менее многочисленны басейны внутренних впадин палеозойских складчатых сооружений, выраженных на поверхности горами. Межгорные нефтегазоносные бассейны в большинстве случаев связаны с полностью замкнутыми артезианскими бассейнами. В краевых частях этих бассейнов нередко образуются прогибы, сходные по структурным формам и условиям формирования скоплений нефти и газа с предгорными бассейнами.

Перечисленные три типа нефтегазоносных бассейнов подразделяются на подтипы и виды бассейнов в зависимости от возраста и строения их фундамента и обрамления и особенностей тектоники осадочных толщ, слагающих бассейны.

Среди платформенных бассейнов по возрасту фундамента выделяются два подтипа бассейнов. Первый подтип объединяет бассейны, связанные со впадинами платформ, подстилаемых докембрийским фундаментом. Ко второму подтипу относятся бассейны, подстилаемые палеозойским, послепалеозойским или различным по возрасту фундаментом. Типичными примерами платформенных бассейнов, связанных с докембрийскими платформами, могут служить Среднерусский, Мичигэнский, Иллинойский, Нижнеамазонский и Паранский. Во втором подтипе платформенных бассейнов основную роль играют сложнопостроенные бассейны с различным по возрасту фундаментом. Примерами могут служить Северо-Каспийский, Северо-Европейский, Западно-Сибирский бассейны в Евразии и бассейн Мексиканского залива на Северо-Американской платформе.

Предгорные нефтегазоносные бассейны разделяются на два подтипа бассейнов в зависимости от возраста складчатого горного сооружения, с предгорным прогибом которого связано их образование. Примером подтипа бассейнов, образовавшихся в связи с предгорными прогибами палеозойских горных сооружений, могут служить Сылвенский бассейн, связанный с Предуральским прогибом, и Предаппалачский, связанный с Предаппалачским прогибом. Значительно многочисленнее предгорные бассейны второго подтипа, окаймляющие послепалеозойские горные складчатые сооружения. В Америке примерами подобных бассейнов могут служить Западно-Канадский, Восточно-Венесуэльский, Центрально- и Южно-Прендандийский. В Европе к этому подтипу относятся бассейны Аквитанский, Ронский,

Среднеевропейский, Предкарпатско-Балканский, Азово-Кубанский, Среднекаспийский. В Азии бассейны Каракумский, Персидского залива и рек Инд и Ганг.

Классификация межгорных бассейнов производится прежде всего в зависимости от общего геотектонического положения впадины, а затем уже по особенностям строения их фундамента, обрамления и выполнения. В зависимости от геотектонического положения межгорные бассейны подразделяются на три подтипа: 1) бассейны межгорных впадин докембрийских активизированных платформ; 2) бассейны межгорных впадин палеозойских горных сооружений; 3) бассейны межгорных впадин послепалеозойских складчатых систем и современных геосинклиналей. Бассейны первого подтипа встречаются на докембрийских активизированных платформах в Африке и Китае, характеризуются горным глыбовым обрамлением. Примерами могут служить бассейны Конго, Калахарский и другие в Африке, Ордос, Сычуань и ряд других в Китае.

Бассейны второго подтипа немногочисленны. Они связаны с межгорными впадинами, возникшими внутри палеозойских складчатых систем, либо не утративших своей подвижности, либо активизированных после консолидации и выравнивания. Примерами могут служить бассейны: Кузнецкий, Минусинский и Сунляо в Азии, Шотландский и Рейнский в Западной Европе. Бассейны третьего подтипа распространены чрезвычайно широко внутри послепалеозойских складчатых сооружений и современных мобильных частей Америки и Евразии. Таковы, например, в Северной Америке бассейны Скалистых гор и Калифорнийские, в Южной Америке — бассейны Маракаибский и Колумбийский, в Европе — Паннонский, Трансильванский и Венский, в Азии — Южно-Каспийский, Ферганский, Афгано-Таджикский, Зондские, Охотский и многие им подобные бассейны.

Каждый из упомянутых подтипов бассейнов подразделяется в зависимости от степени сложности строения на два вида: 1) относительно просто построенные — гомогенные и 2) относительно сложно построенные — гетерогенные.

Подобное разделение несколько субъективно. В большинстве случаев все же разделение на упомянутые два вида бассейнов может быть проведено довольно отчетливо. К относительно сложно построенным отнесены бассейны, обширные по площади, отчетливо расчленяющиеся на различные по строению нефтегазоносные области.

Для платформенных равнинных бассейнов докембрийской платформы примерами гетерогенных бассейнов с докембрийским фундаментом могут служить бассейны оз. Чад и Нижнеамазонский. Наиболее сложно построенные платформенные бассейны известны среди бассейнов с разновозрастным фундаментом, примером которых могут служить бассейны Северо-Каспийский и Мексиканского залива, фундаменты которых включают ряд крупных разнородных и разновозрастных тектонических элементов, втянуты в общее погружение в современной структуре земной коры. Сложное глубинное расчленение фундамента подобных бассейнов обычно отражено в той или иной мере и в строении осадочного выполнения. Нефтегазоносные области, на которые может быть разделен сложно построенный бассейн, часто сильно отличаются друг от друга по мощностям и стратиграфическому интервалу осадочного выполнения и стратиграфическому диапазону нефтегазоносности.

Примерами гомогенных, т. е. относительно просто построенных, докембрийских платформенных равнинных бассейнов, могут служить бассейны Среднерусский, Паранский и Мичигэнский. Такие платформенные бассейны как Белорусско-Украинский (Днепровско-Донецкий) по сложности своего строения являются переходными между упомянутыми видами.

Для предгорных бассейнов разделение на относительно просто и сложно построенные связано в основном с большим или меньшим охватом платформенного склона и сложностью его строения. Гомогенные предгорные, просто построенные бассейны связаны с предгорными прогибами, в узком смысле

этого термина. Примером таких бассейнов могут служить Сылвенский и Ронский бассейны в Европе. Широкий платформенный борт гетерогенных предгорных бассейнов чаще всего включает структурные элементы, подстилаемые разнородно построенным фундаментом. Типичными примерами этого вида предгорных бассейнов могут служить Среднекаспийский, Каракумский, Восточно-Венесуэльский и ряд других подобных им бассейнов. Переходными между гомогенными и гетерогенными являются предгорные бассейны, обладающие хотя и обширным, но слабо расчлененным платформенным бортом, подобные Западно-Канадскому.

При наличии очень широкого и весьма сложно построенного платформенного борта и при втягивании в общее погружение не только крупных платформенных элементов, но и обрамляющего платформу складчатого сооружения бассейны в целом утрачивают черты, характерные для предгорных бассейнов. Поэтому бассейны, подобные Северо-Каспийскому, Северо-Европейскому, Ливийскому и Мексиканского залива, относятся в классификации не к предгорным, а к равнинным — платформенным, характеризующимся разновозрастным сложно построенным фундаментом.

Гетерогенные и гомогенные бассейны выделяются и для всех подтипов межгорных нефтегазоносных бассейнов. Наиболее сложно построены межгорные бассейны, в центральной части которых расположены срединные массивы. В таких бассейнах выделяется центральная, относительно приподнятая область, и краевые, относительно опущенные области, прилегающие к горному обрамлению. По типу структурных элементов и условиям формирования скоплений нефти и газа центральные области подобных межгорных бассейнов сходны с платформенными бассейнами. В краевых областях гетерогенных межгорных бассейнов создаются условия формирования нефтегазовых скоплений, сходные с предгорными прогибами. На горном борту часто развиты структурные формы типа передовых складок, а на склоне срединного массива — структурные элементы, типичные для платформенного борта предгорных прогибов.

Примерами гетерогенных межгорных бассейнов послепалеозойских систем могут служить бассейны Таримский, Деште-Кевир и Паннонский. Примерами гетерогенных, относительно сложно построенных межгорных бассейнов докембрийских платформ могут служить бассейны Ордосский, Сычуань, р. Конго и другие, сходные с ними, характеризующиеся тем, что при активизации древних платформ в общее погружение в современной структуре оказывались втянутыми довольно разнородные крупные структурные элементы.

Гомогенные, относительно просто построенные межгорные бассейны широко распространены в основном среди межгорных бассейнов послепалеозойских горных сооружений и современных геосинклиналей. Примерами подобных бассейнов, связанных с отдельными как обширными, так часто и небольшими синклинориями или грабенами, могут служить бассейны Венский, Ирравадийско-Андаманский, бассейны Скалистых гор, калифорнийские, колумбийские и ряд им подобных бассейнов.

Гомогенность или гетерогенность бассейнов рассматривается в качестве черты, характеризующей строение бассейна в целом с точки зрения его геоструктурного районирования. В то же время в любом, относительно просто построенном бассейне, связанном с синклинорием или грабеном, нерасчленяемом на отдельные области, структурные элементы, входящие в их состав, могут быть построены весьма сложно. Подобные, сложные по строению антиклинали, с которыми связано нефтегазонакопление, известны в таких бассейнах, как калифорнийские, Колумбийский, Зондских островов и ряд других, относимых по их общему характеру к гомогенным бассейнам.

Как среди гомогенных, так и гетерогенных бассейнов разных видов выделяются разновидности, отличающиеся друг от друга по степени выраженности их обрамления на поверхности. Для платформенных бассейнов и для платформенных бортов предгорных бассейнов различается погребенное и

выведенное на поверхность обрамление. Кроме того, специально выделяется частично подводное обрамление, что имеет в основном значение для межгорных и предгорных бассейнов.

В качестве погребенного обрамления рассматриваются погребенные барьеры, через которые могут происходить переливы для ряда водонапорных комплексов, известных в качестве нефтегазоносных или перспективных для поисков в связи с ними залежей нефти и газа. Выше отмечалось, что подобные водонапорные системы и связанные с ними нефтегазоносные бассейны рассматриваются в качестве частично замкнутых.

Типичными примерами платформенных бассейнов с преимущественно погребенным обрамлением могут служить бассейны Мичигэнский, Иллинойский, Среднерусский и Устюртский. Примерами платформенных бассейнов с обрамлением, преимущественно выведенным на поверхность, — бассейны Западно-Сибирский, оз. Чад и Паранский. Для предгорных бассейнов с погребенным обрамлением на платформенном борту могут служить бассейны Аппалачский и Сылвенский. Примерами предгорных бассейнов с преимущественно выведенным на поверхность обрамлением платформенного борта являются бассейны Западно-Канадский, Персидского залива и Азово-Кубанский.

Бассейны с частично подводным обрамлением весьма многочисленны и характеризуются срезанием их борта современной береговой линией на значительном протяжении. Лишь в редких случаях, как, например, для бассейнов Южно-Кубинского и р. Токуйо, подводное обрамление может быть довольно уверенно намечено по гипсометрии морского дна. Гораздо чаще подводное замыкание бассейна остается неясным. У таких бассейнов, как Сержипе-Алагоас, Лос-Анжелос, Суматры и Явы, Мадагаскарский, Южно-Предандийский, береговая линия обрезает впадину почти продольно.

Среди прибрежных межгорных бассейнов выделяются по количеству иногда небольшие по размерам, но нередко весьма богатые бассейны, связанные с современными геосинклинальными областями. Примерами могут служить такие бассейны, как южно-аляскинские, калифорнийские, Гуайякильский, Анадырский и Восточно-Камчатский, которые располагаются в чрезвычайно мобильных поясах земной коры вдоль побережья Тихого океана. Сюда же должны быть отнесены грандиозные по площади Охотский бассейн, к окраинам которого приурочены Восточно-Сахалинская и Западно-Камчатская нефтегазоносные области, и бассейн Японского моря, к восточной окраине которого приурочены нефтегазоносные области западного побережья Японских островов. Бассейны, подобные Сицилийскому и Ирравадийско-Андаманскому, связаны с центральной подвижной частью Средиземноморской геосинклинальной области. Бассейны Зондских островов расположены на стыке упомянутых весьма подвижных геотектонических поясов. Для перечисленных бассейнов характерно как продольное, так и поперечное разрезание их современной береговой линией. Бассейны данной разновидности находятся в чрезвычайно сложной тектонической обстановке, причем доступны непосредственному изучению на суше часто лишь обрывки отдельных структурных элементов. Большинство их следует, видимо, рассматривать в качестве межгорных. Не исключено, что некоторые из этих бассейнов, такие, как бассейны Суматры и Явы, следует рассматривать в качестве предгорных.

Платформенные прибрежноокеанские бассейны с частично подводным обрамлением в большинстве случаев генетически связаны в формированием прибрежных впадин, располагающихся вдоль зон раздробления Гондваны. Примерами подобных бассейнов могут служить Сержипе-Алагоас, Байия и Эспирито Санто-Кампос, расположенные на восточной окраине Южноамериканской платформы; таков же, видимо, бассейн Гвинейского залива, связанный с западной окраиной Африкано-Аравийской платформы, бассейн Мазамбикский и Мадагаскарский, расположенные на ее восточной окраине, и прибрежные бассейны Индостанского полуострова.

В классификационных таблицах большинство выделенных на прилагаемой карте (рис. 2) нефтегазоносных бассейнов даны в соответствующей последовательности. На карте выделены известные нефтегазоносные бассейны земного шара с систематически ведущейся добычей и большинство впадин, которые следует рассматривать в качестве возможно нефтегазоносных бассейнов.

Таблица 8

I. ПЛАТФОРМЕННЫЕ РАВНИННЫЕ БАССЕЙНЫ[1]

1. Бассейны с докембрийским фундаментом

А. Относительно просто построенные (гомогенные)

а) С обрамлением, преимущественно выведенным на поверхность:

(*68*) Среднерусский **Pz** (Mz)

(*69*) *Мезенско-Камский* |Pz|, Mz

(*73*) *Белорусско-Украинский* |Pz|, Mz

(*91*) Тунгусский **Pz**

(*40*) Паранский **Pz**, (Mz)

(*170*) Доллолбосский **Pz**

(*171*) Оз. Чад **Pz**

(*173*) Верхненильский **Pz**

(*172*) р. Вольта **Pz**

(*93*) *Иркутский* |Pz|

б) С обрамлением, в значительной мере погребенным:

(*12*) *Мичигэнский* |Pz|

(*13*) *Восточный внутренний Иллинойский* |Pz|

в) С обрамлением, в значительной степени подводным (прибрежно-океанические):

(*18*) Прибрежно-Атлантический Pz, **Mz, Kz**

(*90*) Анабаро-Ленский **Pz, Mz**

(*36*) *Баийя* |Mz|

(*35*) *Сержипе-Алагоас* |Mz|

(*34*) Северо-восточный прибрежный **Mz**, (Kz)

(*37*) Эспирито Санто-Кампос **Mz**, (Kz)

(*117*) *Восточно-Средиземноморский* Pz, |Mz|, **Kz**

(*165*) Западно-Африканский **Mz**, (Kz)

(*175*) *Гвинейского залива* |Mz|, |Kz|

(*178*) Восточно-Африканский **Mz**

(*180*) Мозамбикский Pz, **Mz**

(*182*) Мадагаскарский Pz, **Mz**

(*124*) *Камбейский* Mz, |Kz|

(*125*) Малабарский **Mz, Kz**

(*126*) Коромандельский **Mz, Kz**

(*156*) Западно-Австралийский Pz, (Mz)

Б. Относительно сложно построенные (гетерогенные)

а) С преимущественно выведенным на поверхность обрамлением:

(*32*) Нижне-Амазонский **Pz**, (Kz)

(*33*) Мараньяо **Pz**, (**Mz**)

(*169*) Эльджуфский **Pz**, Mz

б) С обрамлением, в значительной мере погребенным или подводным:

(*11*) *Западный внутренний* |Pz|, (Mz)

(*16*) *Пермский* |Pz|

(*167*) *Ливийский* |Pz|, |Mz|, **Kz**

2. Бассейны с палеозойским и разновозрастным фундаментом

А. Относительно просто построенные (гомогенные)

а) С обрамлением, преимущественно выведенным на поверхность:

(*79*) *Кызылкумский* |Mz|, Kz

(*87*) Чу-Сарысуйский **Pz**, (Mz)

б) С обрамлением, в значительной мере погребенным или подводным:

(*78*) Устюртский **Pz, Mz, Kz**

Б. Относительно сложно построенные (гетерогенные)

а) С обрамлением, преимущественно выведенным на поверхность:

(*48*) *Северо-Европейский* |Pz|, |Mz|, Kz

(*89*) *Западно-Сибирский* |Mz|, Kz

б) С обрамлением, в значительной мере погребенным или подводным:

(*17*) *Мексиканского залива* |Pz|, |Mz|, |Kz|

(*72*) *Северо-Каспийский* |Pz|, |Mz|, Kz

[1] Бассейны перечислены в пределах каждой графы таблицы в той последовательности, в которой они приведены в тексте при описании закономерностей распространения нефтегазоносных бассейнов на земном шаре. Индексами показан возраст осадочных отложений, выполняющих бассейн. В скобки заключены индексы толщ, имеющих подчиненное значение. Толщи, мощность которых составляет менее 200—300 *м*, не показаны. Полужирным шрифтом даны названия промышленно и установленно нефтегазоносных бассейнов. Обведены квадратом индексы толщ, с которыми связана основная промышленная нефтегазоносность. Подчеркнуты индексы основных перспективных толщ в возможно нефтегазоносных бассейнах. В скобках перед названием бассейна стоит номер, под которым этот бассейн значится на карте нефтегазоносных бассейнов земного шара.

II. ПРЕДГОРНЫЕ БАССЕЙНЫ

1. Бассейны, связанные с предгорными прогибами палеозойских сооружений

А. Относительно просто построенные

а) С обрамлением платформенного борта, преимущественно выведенным на поверхность

б) С обрамлением платформенного борта, преимущественно погребенным:
(*14*) *Предаппалачский* |Pz|
(*71*) Сылвинский **Pz**

Б. Относительно сложно построенные

а) С обрамлением платформенного борта, преимущественно выведенным на поверхность:
(*70*) *Тимано-Печорский* |Pz|, (Mz, Kz)
(*166*) *Сахарский* |Pz|, Mz
(*157*) Средне-Австралийский **Pz**, (Mz)

б) С обрамлением платформенного борта, преимущественно погребенным или в значительной мере подводным.

2. Бассейны, связанные с предгорными прогибами послепалеозойских горных сооружений

А. Относительно просто построенные

а) С обрамлением платформенного борта, преимущественно выведенным на поверхность:
(*62*) *Ронский* |Mz|, Kz
(*58*) *Северо-Предкарпатский* Pz, Mz, |Kz|
(*131*) *Преднаньшанский* **Pz**, **Mz**, |Kz|

б) С обрамлением платформенного борта, преимущественно погребенным или в значительной мере подводным:
(*11а*) *Денвер* |Mz|, (Pz)
(*43*) *Неукен* |Mz|, (Kz)
(*44*) *Патагонский* Pz, |Mz|, (Kz)
(*45*) *Южно-Предандийский* Mz, |Kz|

Б. Относительно сложно построенные

а) С обрамлением платформенного борта, преимущественно выведенным на поверхность:
(*92*) *Приверхоянско-Вилюйский* **Pz**, |Mz|
(*60*) *Аквитанский* |Mz|, Kz
(*53*) *Среднеевропейский* Mz, |Kz|
(*59*) *Предкарпатско-Балканский и Северо-Черноморский* Pz, |Mz|, |Kz|
(*74*) *Азово-Кубанский* |Mz|, |Kz|
(*80*) Каракумский **Mz**, **Kz**
(*118*) *Персидского залива* Pz, |Mz|, |Kz|
б) С обрамлением платформенного борта, преимущественно погребенным:
(*75*) *Среднекаспийский* |Mz|, |Kz|

(*120*) *Индский* **Mz**, |Kz|
(*121*) Гангский (Mz) **Kz**
(*155*) *Арафурский* (Pz), Mz, |Kz|
(*4*) *Западно-Канадский* |Pz|, |Mz|
(*10*) *Уиллистонский* |Pz|, |Mz|, (Kz)
(*29*) *Восточно-Венесуэльский* (Mz), |Kz|
(*28*) *Западно-Венесуэльско-Колумбийский* (Mz), |Kz|
(*31*) *Верхнеамазонский* Pz, |Mz|, Kz
(*39*) *Центрально-Предандийский* |Pz|, Mz, Kz

в) С обрамлением платформенного борта, в значительной мере подводным:
(*122*) *Бенгальский* (Mz), |Kz|
(*1*) *Северо-Аляскинский* |Mz|

III. МЕЖГОРНЫЕ БАССЕЙНЫ

1. Бассейны межгорных впадин докембрийских активизированных платформ

А. Относительно просто построенные

а) С наземным обрамлением:

(168) Красного моря Pz, |Mz|, |Kz|
(177) Рифтовых долин Восточной Африки **Kz**
(132) Чжаошуй Pz, |Mz|, Kz
(133) Алашань Pz, **Mz**, (Kz)
(145) Дунтинху **Mz**, Kz
(143) Сянь-Фань **Mz**, Kz
(146) Юаншуй **Mz**, Kz
(41) Мендоса |Mz|, Kz

б) С частично подводным обрамлением:

(174) Аденского залива **Mz**

Б. Относительно сложно построенные

а) С наземным обрамлением:

(176) р. Конго **Pz**, **Mz**, Kz
(179) Калахари **Pz**, **Mz**
(181) Карру **Pz**
(135) Ордосский **Pz**, |Mz|, (Kz)
(144) Сычуань |Pz|, |Mz|, (Kz)
(149) Гуанси-Гуйчжоу **Pz**, **Mz**, **Kz**
(141) Северо-Китайский **Pz**, **Mz**, **Kz**

б) С частично подводным обрамлением:

(142) Восточно-Китайский **Pz**, **Mz**, **Kz**

2. Бассейны межгорных впадин палеозойских горных сооружений

А. Относительно просто построенные

а) С наземным обрамлением:

(49) Англо-Парижский |Mz|
(50) Лиманский **Kz**
(51) Рейнский |Mz|, |Kz|
(52) Тюрингский |Mz|
(94) Кузнецкий **Pz**
(95) Минусинский **Pz**
(96) Рыбинский **Pz**
(97, 98, 99) Прибайкальские **Mz**
(85) Илийский **Mz**, **Kz**
(88) Балхашский **Pz**, Mz
(105) Среднеамурский (Трехречье) **Mz**, **Kz**
(102) Ушумунский **Mz**
(100) Верхнезейский **Mz**
(101) Удский Mz
(104) Буреинский **Mz**
(106) Имано-Бикимский **Mz**
(107) Даубихинский **Mz**
(108) Суйфунский **Mz**
(139) *Сунляо* |Mz|, Kz
(140) Фусинь Mz
(86) Восточно-Чуйский **Mz**, **Kz**
(83) Нарынский **Mz**, **Kz**
(84) Иссыккульский Mz, **Kz**
(129) Турфанский (Pz), |Mz|, Kz
(134) Миньхэ |Mz|, |Kz|
(136) Западно-Гобийский **Mz**
(137) Восточно-Гобийский (Дзунбаинский) |Mz|
(138) Тамцакско-Хайларский **Mz**
(103) Зея-Буреинский **Mz**

б) С частично подводным обрамлением:

(15) Восточно-Канадский |Pz|
(46) Шотландский |Pz|
(47) Западно-Английский |Pz|
(158) Южно-Австралийский Pz, Mz, |Kz|
(61) Из бассейнов Пиренейского полуострова Португальский **Mz**

Б. Относительно сложно построенные

а) С наземным обрамлением:

(127) Таримский **Pz**, |Mz|, **Kz**
(128) Джунгарский |Mz|, |Kz|, (Pz)
(130) Цайдамский **Mz**, |Kz|

б) С частично подводным обрамлением.

3. Бассейны межгорных впадин послепалеозойских складчатых систем и современных геосинклиналей

А. Относительно просто построенные

а) С наземным обрамлением:

(61) Пиренейского полуострова (кроме Португальского) **Mz**, **Kz**
(63) Вале Латина |Kz|
(163) Центрально-Атласский Mz, |Kz|
(54) Венско-Моравский |Kz|

б) С частично подводным обрамлением:

(64) Сицилийский |Mz|, Kz
(162) Северо-Атласский Mz
(164) Восточно-Атласский Mz, Kz (Тунисский)
(76) Восточно-Черноморский **Mz**, |Kz|

(57) *Центрально-Карпатский* | Kz |
(66) Фракийский Mz, **Kz**
(67) Фессалийский Mz, **Kz**
(56) *Трансильванский* | Kz |
(119) Из бассейнов Иранского нагорья:
Исфаханский **Mz, Kz**
Джезмуриан **Mz, Kz**
Оманско-Мекранский **Mz**, Kz
(82) *Ферганский* | Mz | , | **Kz** |
(123) *Ассамский* (Mz), | Kz |
(112) Пенжинский **Mz, Kz**
(114) Центрально-Камчатско-Олюторский **Kz**
(2) Центрально-Аляскинские, кроме Селавик, Нортон-Бетел и Нушагак **Kz**
(8) *Скалистых гор* | Pz | , | Mz | , | Kz |
(7) *Паско* | Kz |
(9) *Сан Хоакин* из числа Калифорнийских Mz, | Kz |
(27) Каука Mz, **Kz**
(24) *Маракаибский* | Mz | , | Kz |
(38) Титикакский **Mz**, Kz

(116) *Аданский* | Kz |
(113) Анадырский Mz, **Kz**
(115) Восточно-Камчатский **Kz**
(109) { Западно-Камчатский **Kz**
{ *Сахалинский* | Kz |
(148) *Японских островов* (Mz), | Kz |
(147) *Тайваньский* | Kz |
(150) *Ирравадийско-Андиманский* | Kz |
(152) *Зондских островов* | Kz |
(154) Северо-Новогвинейские (Mz), Kz
(159) Новокаледонский **Kz**
(160) Новозеландский **Kz**
(2) Селавик, Нортон-Бетел и Нушагак из Центрально-Аляскинских **Kz**
(3) *Южно-Аляскинские* | Kz |
(5) Фрейзер | Kz |
(6) Прибрежно-Тихоокеанский **Kz**
(9) *Калифорнийские* (кроме Сан Хоакин) (Mz), | Kz |
(19, 20) *Северо-Кубинский* и *Южно-Кубинский* | Mz | , Kz
(21) *Гаитийский* | Kz |
(22) Прибрежно-Карибский **Kz**
(23) *Колумбийский* | Mz | , | Kz |
(25) р. Токуйо **Kz**
(26) Туй-Кариако **Kz**
(42) Центральной (Продольной) долины **Kz**

Б. Относительно сложно построенные

а) С наземным обрамлением:

(55) *Паннонский* **Kz**, | Mz |
(77) *Южно-Каспийский* **Mz**, | Kz |
(119) Из бассейнов Иранского нагорья:
Дешт-е-Кевир Mz, | Kz |
Дешт-е-Лут **Mz, Kz**
Гильменд **Mz, Kz**
Харан **Mz, Kz**
(81) *Афгано-Таджикский* | Mz | , | Kz |
(111) Колымский **Pz, Mz**, Kz
(110) Индигиро-Хромский **Pz, Mz, Kz**
(151) Индосинийский Pz, **Mz**

б) С частично подводным обрамлением:

(65) *Адриатический* Mz, | Kz |
(161) Западно-Атласский **(Марокканский)** | Pz | , | Mz | , **Kz**
(153) *Вогелкоп* **Pz**, (Mz), | Kz |
(30) *Гуаякильский* Mz, | Kz |

ГЛАВА III

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ ЕВРАЗИИ

§ 4. ОБЗОР РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

В Евразии все бассейны могут быть объединены в 32 группы, включающие различное количество бассейнов. Некоторые крупные бассейны или бассейны, не имеющие аналогов по строению, являются самостоятельными элементами группирования.

В Европе выделяется 12 групп бассейнов; некоторые из них частично заходят и в Азию. Северо-Европейский бассейн располагается в пределах Англии, Голландии, Дании, ФРГ, ГДР, Польши и СССР; он рассматривается в качестве самостоятельного элемента группирования. Этот бассейн занимает юго-западную часть платформенного обрамления Балтийского щита.

Северо-Европейский бассейн является главным бассейном по добыче и запасам нефти и газа в западной и центральной Европе. На его долю приходится около 10 млн. *т* нефти, добытой в 1963 г. В его пределах сконцентрированы все основные месторождения Англии, Голландии и ФРГ. В 1960—1961 гг. нефть и газ в промышленных количествах получены в ГДР, у г. Штральзунд, на месторождении Райнкенхаген и под Берлином, на месторождении Штааков. В польской части того же бассейна в 1961 г. нефть получена на месторождении Рыбаки, на границе с ГДР.

Подавляющая часть нефти, добываемой в бассейне, поступает из мезозойских отложений. Добыча газа ведется как из палеозойских пород (верхняя пермь), так и из мезозоя. Добыча нефти из палеозоя осуществляется в английской части бассейна и не превышает 200 тыс. *т*.

В пределах послепалеозойской платформы Западной Европы, где располагается бо́льшая часть территории Франции и Англии, южная часть Западной Германии и юго-западная часть ГДР, выделяется шесть небольших нефтегазоносных бассейнов с весьма ограниченной добычей нефти и газа и незначительными запасами. Бассейны связаны с грабенами или грабен-синклинориями, образовавшимися в теле молодой послепалеозойской платформы.

В пределах Великобритании выделяются два бассейна — Шотландский и Западно-Английский — с добычей из пород карбона и триаса, не превышающей несколько тысяч тонн в год. Наиболее крупным является Англо-Парижский бассейн, в котором добыча осуществляется из юрских отложений. Все наиболее крупные месторождения группируются около Парижа. Добыча бассейна в 1960 г. составила около 470 тыс. *т*. В Рейнском бассейне, расположенном как во Франции, так и ФРГ, нефтегазоносны отложения мезозоя, палеогена и неогена. Добыча бассейна в 1960 г. составила около 280 тыс. *т*, из них 213 тыс. *т* приходится на долю ФРГ, а остальное — на долю Франции.

В Тюрингском бассейне, расположенном в пределах ГДР, в основном нефтегазоносны пермские отложения, добыча из которых очень незначительна.

В самостоятельную группу объединены бассейны, образованные на базе предгорных прогибов Пиренеев, Альп и Карпат. В их строении имеется много общего. Они выполнены мезозойскими и более молодыми осадками, которые заключают нефть и газ. Наиболее перспективными из них являются бассейны, имеющие широкий платформенный борт, к которому приурочены основные месторождения. Аквитанский бассейн, целиком находящийся во Франции, имеет годовую добычу порядка 2 млн. *т*. Нефтеносны мезозойские отложения. В Ронском бассейне Франции, где платформенный борт почти целиком выведен на поверхность, крупных месторождений не известно. Нефтеносны мезозойские отложения с ничтожной годовой добычей.

Среднеевропейский (или Молассовый) бассейн располагается в пределах Франции, Швейцарии, ФРГ и Австрии. Однако месторождения известны только в ФРГ и Австрии. В основном нефтеносны отложения палеогена и неогена. В 1960 г. установлена нефтеносность юрских отложений в ФРГ. Добыча бассейна в 1962 г. главным образом за счет месторождений ФРГ составила около 200 тыс. *т*.

Предкарпатско-Балканский бассейн располагается на территории Румынии, Польши, Болгарии и СССР. Он является наиболее крупным бассейном данной группы. Годовая добыча бассейна в 1962 г. составила 12 млн. *т*. Из них на долю румынской части бассейна приходится около 11,5 млн. *т*. Нефтеносны отложения неогена, палеогена и мезозойские слои.

Бассейны Пиренейского полуострова, за исключением Португальского, находятся на территории Испании. Несмотря на более чем 100-летние поиски, наличие благоприятных геологических предпосылок и обилие нефтепроявлений, промышленных месторождений не обнаружено.

Самостоятельную группу образуют Адриатический и Сицилийский бассейны. Оба бассейна связаны с развитием средиземноморской геосинклинальной области. Большие центральные части бассейнов опущены под воды моря. На поверхность выходят только самые краевые, примыкающие к обрамлению, части бассейнов. Адриатический бассейн, центральная часть которого занята водами Адриатического моря, заходит в пределы Италии, Югославии и Албании. Нефтеносны мезозойские и более молодые слои. Газоносны плиоценовые отложения в долине р. По. Добыча нефти в 1962 г. достигала 0,8 млн. *т* главным образом за счет месторождений Албании. Добыча газа почти полностью за счет месторождений долины р. По превысила 6 млрд. $м^3$.

В Сицилийском бассейне нефтеносны отложения триаса. Можно предположить, что Сицилийский бассейн образует вместе с Тунисским единый крупный бассейн, центральная, наиболее прогнутая часть которого занята в настоящее время водами Средиземного моря.

В связи с альпийской складчатой системой центральной и южной Европы выделяются несколько групп бассейнов, связанных с межгорными впадинами. Группа бассейнов, связанная с прогибами Балканского полуострова, изучена слабо. В них известны пока только нефтепроявления.

Два небольших бассейна — Венский, или Венско-Моравский и Центрально-Карпатский — объединены в группу внутренних бассейнов Альп и Карпат. Нефтеносны главным образом отложения неогена и палеогена, в меньшей степени мезозоя. Особенно интересен Венско-Моравский бассейн, в котором, несмотря на ограниченные его размеры, в 1963 г. добыто было около 2,5 млн. *т*, а за все время эксплуатации свыше 40 млн. *т*.

Паннонский и Трансильванский бассейны объединены в группу центральных внутриальпийских бассейнов. Бассейны образованы на базе срединных массивов. Нефтегазоносны отложения неогена, палеогена и мезозоя. Добыча нефти Паннонского бассейна, расположенного преимущественно в пределах Венгрии и Югославии, в 1962 г. достигла 3,2 млн. *т*.

В Трансильванском бассейне, целиком попадающем в пределы Румынии, осуществляется добыча газа.

В пределах европейской части СССР и советского Закавказья выделяются 11 нефтегазоносных бассейнов, на долю которых приходится значительная часть добычи нефти и газа Советского Союза.

Часть бассейнов, объединенных в две группы, располагаются в центральной и восточной частях Русской платформы. В группу внутренних бассейнов Русской платформы включены Средне-Русский, Мезенско-Камский бассейны, в группу южных окраинных бассейнов Русской платформы — бассейны Северо-Каспийский и Белорусско-Украинский. Два последних бассейна имеют наибольшее значение. Северо-Каспийский является крупнейшим по добыче бассейном Советского Союза. Бассейн объединяет нефтегазоносные районы Татарской, Башкирской АССР, Куйбышевской, Оренбургской, Саратовской, Волгоградской областей РСФСР и западного Казахстана. Нефтегазоносны главным образом палеозойские и в значительно меньшей степени мезозойские отложения.

В Средне-Русском бассейне промышленные скопления нефти и газа пока неизвестны. Перспективны отложения палеозоя. В Мезенско-Камском бассейне добыча за 1959 г. равнялась 1,7 млн. *т*.

На стыке Русской платформы и Урала расположены два предгорных бассейна: Тимано-Печорский и Сылвинский, объединяемых в самостоятельную группу предуральских бассейнов. Нефтяные месторождения известны только в первом бассейне. Нефтеносны и газоносны палеозойские отложения на платформенном борту бассейна.

Большее значение в добыче нефти и газа имеют предгорные бассейны Кавказа и Копет-Дага. Это Азово-Кубанский, Среднекаспийский и Каракумский бассейны. Каракумский бассейн, целиком расположенный в азиатской части СССР, по основным характерным чертам очень близок к предкавказским бассейнам и поэтому рассматривается с ними совместно. Перечисленные три бассейна приурочены к предгорным прогибам и обширным платформенным склонам. Наиболее прогнутые части Азово-Кубанского и Среднекаспийского бассейнов заняты водами Азовского и Каспийского морей. Бассейны обладают протяженным платформенным бортом. Нефтегазоносны отложения мезозоя, палеогена и неогена. Наиболее богатым нефтью является Среднекаспийский бассейн. На территории бассейна базируется нефтяная промышленность Чечено-Ингушской, Дагестанской, Калмыкской АССР и Ставропольского края.

В Азово-Кубанском бассейне сосредоточена нефтегазодобывающая промышленность Краснодарского края. Для бассейна характерны газоконденсатные месторождения, расположенные на платформенном борту.

Каракумский бассейн, расположенный в Туркменской и Узбекской ССР, известен своими богатейшими запасами газа. Основным месторождением является Газли в Узбекистане. Месторождения расположены на платформенном борту бассейна. Газоносны отложения мезозоя.

В Закавказье имеются два межгорных бассейна — Восточно-Черноморский и Южно-Каспийский. В Восточно-Черноморском, попадающем в пределы Грузинской ССР, Краснодарского края и Турции, промышленная добыча ничтожна и осуществляется из неогена. Основные перспективы связываются с мезозойскими слоями.

Южно-Каспийский бассейн находится в пределах Азербайджанской, Туркменской и Грузинской ССР. Нефтеносны неогеновые отложения и в значительно меньшей степени палеогеновые. Общая добыча бассейна в 1958 г. составляла 21 млн. *т*, из которых 4,5 приходилось на Туркмению.

В азиатской части СССР, к востоку от Уральского хребта, в границах Западносибирской платформы располагается грандиозный одноименный бассейн, рассматриваемый в качестве самостоятельного элемента группирования. В этом бассейне открыт ряд высокодебитных нефтяных месторождений, например Шаимское, Мегионское, Усть-Балыкское и др. Вблизи

Мегиона и в Березовском районе разведан ряд газоносных площадей. Продуктивны отложения мезозоя. Перспективы Западно-Сибирского бассейна оцениваются очень высоко.

Ряд бассейнов, различных по размерам, строению и перспективам, в азиатской части СССР связан с Восточносибирской платформой. Во-первых, это обширный Тунгусский бассейн, расположенный на месте одноименной синеклизы, на западной окраине которого известны многочисленные нефтепроявления. Промышленная нефтеносность установлена в Иркутском бассейне, расположенном на юге платформы.

К склонам Восточносибирской платформы приурочены Анабаро-Ленский и Приверхояно-Вилюйский бассейны. Последний бассейн является предгорным и обрамлен с северо-востока Верхоянским мезозойским складчатым сооружением. В Приверхояно-Вилюйском бассейне разведаны крупные газовые месторождения в Усть-Вилюе и на Собо-Хаинской площади. На Бергеинской площади получены также небольшие притоки нефти. Продуктивны юрские и меловые породы. Анабаро-Ленский бассейн является возможно нефтегазоносным.

В области палеозойской складчатости, обрамляющей Восточносибирскую платформу с юга, расположены два межгорных бассейна — Минусинский и Кузнецкий, объединяемые в западную группу южносибирских бассейнов.

Минусинский бассейн является нефтегазоносным. Кузнецкий бассейн является возможно нефтегазоносным. Перспективы связывают с отложениями палеозоя.

Восточная группа южносибирских возможно нефтегазоносных бассейнов объединяет прибайкальские и забайкальские межгорные бассейны, приуроченные к небольшим впадинам в области протерозойской складчатости. Эти впадины выполнены отложениями мезозоя. Перспективы их весьма незначительны.

Группа бассейнов Колымы включает два возможных нефтегазоносных бассейна — Колымский и Индигиро-Хромский. Оба они являются межгорными и располагаются в области мезозойской складчатости. Изучены эти бассейны очень слабо.

В группу бассейнов крайнего северо-востока Азии входят четыре возможных нефтегазоносных бассейна межгорных впадин области послепалеозойской складчатости — Анадырский, Пенжинский, Хатырский и Олюторский. Эти бассейны мало исследованы.

Группа бассейнов тихоокеанских островных дуг располагается в области кайнозойской складчатости и современной геосинклинали. Она включает межгорные бассейны Камчатки, Охотский и другие, к которым относятся нефтегазоносные области Тайваня и Японских островов. Все они связаны с межгорными впадинами, за исключением Тайваньского, который приурочен к предгорному прогибу кайнозойского складчатого сооружения.

Камчатские бассейны являются возможно нефтегазоносными. В Сахалинской, Тайваньской и Японских нефтегазоносных областях ведется промышленная добыча нефти и газа из кайнозойских осадков. Наиболее крупные месторождения разведаны в северо-восточной части Сахалина. В нефтегазоносных областях японских островов эксплуатируются многочисленные, но небольшие месторождения нефти и газа. В Японии добыча в 1963 г. составила 0,8 млн. *т*.

На территории Советского Дальнего Востока и сопредельных территорий КНР и МНР располагается группа монгольских и приамурских бассейнов. Это Сун-Ляо, Фусинь, Зея-Буреинский, Ушумунский, Верхнезейский, Верхнебуреинский, Дзунбаинский, Среднеамурский, Восточно-Гобийский и другие бассейны, связанные с межгорными впадинами области палеозойской складчатости, активизированной мезозойским тектогенезом. Среднеамурский бассейн в своей восточной части имеет мезозойский фундамент. Во всех этих впадинах добыча и перспективы связаны с отложениями мезозоя.

Наибольшее значение из всех указанных бассейнов имеет Сун-Ляо, в котором ведется промышленная добыча нефти в значительных количествах из пород мелового возраста. Промышленно нефтеносным является один из монгольских бассейнов — Восточно-Гобийский, в котором имеются два небольших месторождения. Доказана нефтеносность незначительного по размерам бассейна Фусинь в КНР. Притоки нефти здесь были получены из пород юры. Остальные бассейны этой группы являются возможно нефтегазоносными. За исключением Зея-Буреинского и Среднеамурского бассейнов, глубинное строение Приамурских бассейнов почти не изучено.

В Китайской Народной Республике, помимо Сун-Ляо, выделяются две крупные группы бассейнов востока и юго-востока страны и западно-китайские бассейны.

Первая группа объединяет десять бассейнов межгорных впадин в докембрийской Китайской платформе, активизированной мезозойской складчатостью. Сюда относятся крупные по площади бассейны Ордос, Северо-Китайский, Сычуань, Гуанси-Гуйчжоу и Восточно-Китайский, а также несколько небольших бассейнов.

В Западном Китае расположены бассейны межгорных впадин в области палеозойской складчатости — Таримский, Цайдамский, Джунгарский и значительно меньшие по размерам Турфанский и Миньхэ.

Наибольшее экономическое значение в настоящее время имеют Джунгарский и Цайдамский бассейны, заключающие ряд месторождений, на которых добыча нефти ведется из кайнозойских пород. В Джунгарском бассейне нефтеносны также отложения триаса. В Таримском и Турфанском бассейнах открыто несколько месторождений, заключающих залежи в породах юры. В Миньхэ промышленная нефть получена из юрских и кайнозойских пород.

Среди бассейнов востока и юго-востока КНР Ордос и Сычуань являются промышленно-нефтегазоносными. Продуктивны породы мезозоя. В Сычуани промышленно газоносны слои пермо-триаса. В бассейнах Гуанси-Гуйчжоу и Чжаошуй получены промышленные притоки нефти из палеозойских, юрских и неогеновых отложений. Остальные бассейны являются возможно нефтегазоносными. В Восточно-Китайском и Северо-Китайском бассейнах наиболее перспективны породы палеозоя-мезозоя. В бассейнах Дунтинху, Сяньфань, Юаньшуй и Алашань наиболее вероятно обнаружение нефти и газа в отложениях мезозоя, а в некоторых из них также и кайнозоя.

В виде самостоятельного элемента группирования выделяется Предналшаньский бассейн, который связан с предгорным прогибом послепалеозойского складчатого сооружения. Бассейн является одним из крупнейших в стране. Уже в 1958 г. добыча нефти превысила здесь 1 млн. *т*. Нефтеносны отложения миоцена.

К области, заключающей западно-китайские бассейны с запада и северо-запада, примыкает территория, в которой находятся среднеазиатские бассейны, разделяющиеся на три группы.

Восточно-среднеазиатская группа включает Восточно-Чуйский, Балхашский, Илийский, Иссык-Кульский и Нарымский бассейны, связанные с межгорными впадинами палеозойских складчатых сооружений.

К западно-среднеазиатским относятся Устюртский, Кызылкумский и Чу-Сарысуйский бассейны, приуроченные к эпигерцинской платформе.

В особую группу южно-среднеазиатских межгорных бассейнов в пределах послепалеозойских складчатых сооружений входят сложно построенные Ферганский и Афгано-Таджикский.

Западно-среднеазиатские и восточно-среднеазиатские бассейны являются возможно нефтегазоносными.

Отложения палеозоя наиболее перспективны в Кызылкумском, Чу-Сарысуйском и Балхашском бассейнах, мезозоя — во всех них и кайнозоя — в Восточно-Чуйском и Илийском бассейнах.

В Афгано-Таджикском бассейне ведется добыча нефти из меловых и палеогеновых пород.

В Ферганском бассейне в 1960 г. было добыто 1,8 млн. *т* из пород мелового, палеогенового и неогенового возраста.

На юге Евразии почти все выделенные бассейны связаны с Альпийско-Гималайской кайнозойской складчатостью.

На крайнем юго-западе Евразии располагаются группы бассейнов Ближнего Востока: Восточно-Средиземноморский и Персидского залива. Оба они являются предгорными, приурочены к склонам Африкано-Аравийской платформы и обрамлены горными складчатыми сооружениями Тетиса. Бассейн Персидского залива заключает богатейшие месторождения нефти Кувейта, Ирана, Ирака и Саудовской Аравии. Он занимает также территорию нейтральной зоны, п-ова Катар, о-вов Бахрейн, часть Турции и Сирийской Арабской Республики. Добыча в бассейне в 1962 г. достигла 305 млн. *т*. На платформенном борту основные продуктивные горизонты заключены в разрезе юры и мела. На складчатом борту в Иране и Ираке нефть добывается из отложений кайнозоя и в гораздо меньшей степени из меловых пород.

В Восточно-Средиземноморском бассейне добыча еще очень невелика. Эксплуатируются нефтеносные горизонты мезозоя.

Группа бассейнов Иранского нагорья располагается на территории Ирана, Афганистана и Западного Пакистана. Она включает ряд бассейнов, связанных с межгорными прогибами в области альпийской складчатости. Все они, за исключением Деште-Кевир, являются возможно нефтегазоносными. Перспективны в первую очередь отложения палеогена и неогена, а также мезозойские породы. В бассейне Деште-Кевир открыты одно высокодебитное нефтяное месторождение и одно газоконденсатное. Продуктивны породы олигоцена-миоцена.

В Пакистане и Индии располагается группа предгималайских бассейнов. Для всех них горным обрамляющим бортом служат Гималаи или ветви этого альпийского складчатого сооружения. Индский, Бенгальский и Гангский бассейны, входящие в эту группу, являются типичными предгорными, приуроченными к передовым прогибам кайнозойского складчатого сооружения.

Роль платформенных бортов играют склоны Индостанской платформы. В данную группу включен также Ассамский бассейн. Это объединение несколько условно, так как он обладает всесторонним горным обрамлением и является межгорным.

Бассейн р. Ганг — возможно нефтегазоносный. Перспективны в первую очередь отложения кайнозоя. В Бенгальском бассейне нефть некоторое время добывалась из кайнозойских пород в очень ограниченном объеме. Индский и Ассамский бассейны являются промышленно-нефтегазоносными. В первом из них на территории Пакистана нефть и газ получали из пород палеогена и неогена. За 1962 г. в бассейне было добыто около 470 тыс. *т* нефти. В Ассамском бассейне добыча за тот же год равнялась примерно 800 тыс. *т*. Нефтеносны отложения неогена.

В Индии располагается группа платформенных бассейнов Индостанского полуострова, приуроченных к краевым, погруженным участкам Индостанской платформы. Здесь известны Камбейский, Коромандельский и Малабарский бассейны. Первый из них промышленно-нефтеносен, остальные — возможно нефтеносные. Перспективны отложения мезозоя и кайнозоя.

На крайнем юго-востоке Азиатского континента выделяется группа бассейнов Индо-Китайского полуострова. Она включает Ирравадийско-Андаманский и Индо-Синийский бассейны межгорных прогибов послепалеозойских складчатых сооружений. Первый из них расположен в Бирме и на Северной Суматре и эксплуатируется с очень давних пор.

Группа бассейнов Зондского архипелага и Западной Новой Гвинеи включает ряд бассейнов межгорных впадин в области интенсивного современного тектогенеза. Во всех них добыча ведется из отложений кайнозоя.

На территории Индонезии наибольшее количество нефти добывается в бассейне Суматры. Значительно меньше добыча в бассейнах Явы и Восточно-Калимантанском. В 1960 г. в бассейне Суматры добыча составила более 12 млн. *т*, в Восточно-Калимантанском — 0,9 млн. *т* и в бассейне Явы — 0,2 млн. *т*. На территории Северо-Западного Борнео располагается Северо-Калимантанский бассейн, в котором за 1962 г. было получено около 4 млн. *т* нефти.

Удельный вес перечисленных бассейнов в мировой и евразиатской добыче весьма различен.

Добыча нефти в странах Европы и Азии в 1962 г. составила около 500 млн. *т*. Из этого количества около 80% было получено всего в двух бассейнах — Северо-Каспийском и Персидского залива. Кроме них, еще в трех бассейнах — Южно-Каспийском, Предкарпатско-Балканском и Средней Суматры—добыча за 1962 г. превысила 10 млн. *т*. Добыча перечисленных пяти крупнейших бассейнов составила за 1962 г. также около 500 млн. *т*.

В Северо-Каспийском бассейне почти вся нефть добывается из отложений палеозоя. В Южно-Каспийском, Предкарпатско-Балканском бассейнах и бассейне Средней Суматры нефтеносны преимущественно породы кайнозоя. В бассейне Персидского залива из 305 млн. *т* примерно 200 млн. *т* получены из мезозойских отложений, а остальные из кайнозойских.

За пятью главными бассейнами Евразии следуют Азово-Кубанский, Среднекаспийский, Северо-Европейский и Северо-Калимантанский, в которых добыча за 1962 г. равнялась примерно 5 млн. *т* в каждом или несколько превышала эту цифру.

На долю пяти крупнейших и указанных второстепенных бассейнов приходится примерно 95% добычи нефти Евразии.

Остальные 5% добычи распределяются между значительным количеством бассейнов. Среди них добыча на уровне 1—3 млн. *т* в 1962 г. производилась в Аквитанском, Сицилийском, Венско-Моравском, Ирравадийско-Андаманском, Сахалинском, Ферганском и других бассейнах.

§ 5. СЕВЕРО-ЕВРОПЕЙСКИЙ БАССЕЙН

Северо-Европейский нефтегазоносный бассейн занимает обширные низменные пространства центральной и северной Европы, примыкающие к Северному и Балтийскому морям. Бассейн в основном расположен на территории Польши, ФРГ, ГДР и Нидерландов и лишь незначительные периферийные его участки попадают в пределы Советского Союза, Дании и Великобритании (рис. 3).

Бассейн представляет собой крупную, сложно построенную впадину широтного простирания с разновозрастным фундаментом и обрамлением, выполненную мощными толщами верхнего палеозоя и мезозоя, а также палеогена и частично неогена.

Бассейн по своему строению относится к сложно построенным равнинным платформенным нефтегазоносным бассейнам. Северные и восточные склоны в отличие от южных и западных построены более просто. Это подчеркивается и рельефом обрамления. На юге и западе оно образовано различно выраженными на поверхности, часто сглаженными глыбовыми горами, сложенными палеозоем, в то время как с других двух сторон обрамлением служат слабо всхолмленные области неглубокого залегания или выходов на поверхность пород фундамента.

С севера и северо-востока ограничением служат докембрийские породы Балтийского щита, обнажающиеся на поверхности на о-ве Борнхольм и в Скандинавии или неглубоко залегающие под маломощным осадочным чехлом на Ютландском п-ове и в Прибалтике.

Северная граница бассейна проводится вдоль края Балтийского щита, обрамленного структурными элементами, возникшими в мезозое и кайнозое, которые в наиболее отчетливой форме проявляют себя в восточной части

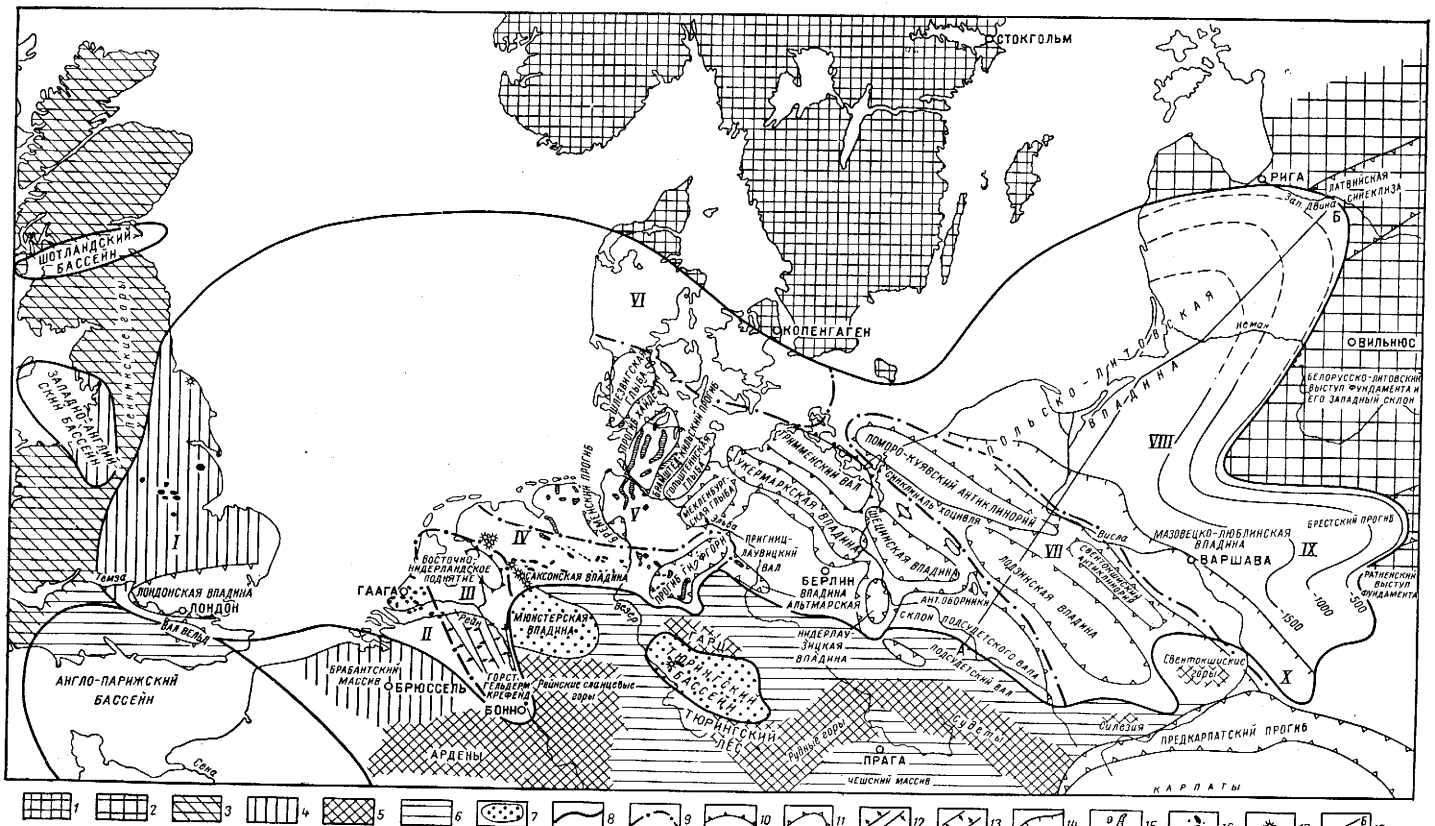


Рис. 3. Карта Северо-Европейского и Западно-Английского бассейнов.

1 — Балтийский щит с развитыми на поверхности докембрийскими породами; *2* — то же — под маломощной толщей палеозоя; *3* — низкогорная область нижнепалеозойской складчатости с выходом фундамента на поверхность; *4* — то же — с фундаментом, перекрытым верхним палеозоем и мезозоем; *5* — среднегорная область верхнепалеозойской складчатости с выходами фундамента на поверхность; *6* — то же — с фундаментом, покрываемым верхнепалеозойскими и мезозойскими отложениями; *7* — отдельные прогибы внутри палеозойской складчатой области; *8* — граница нефтегазоносного бассейна; *9* — граница нефтегазоносной области; *10* — мезозойские погребенные поднятия и отдельные крупные антиклинали; *11* — мезозойские впадины и прогибы; *12* — горсты; *13* — грабены; *14* — разломы фундамента; *15* — соляные купола и валы; *16* — нефтяные месторождения; *17* — газовые месторождения; *18* — линия профиля.

Нефтегазоносные и перспективно нефтегазоносные области: *I* — Восточно-Английская; *II* — Западно-Нидерландская; *III* — Центрально-Нидерландская; *IV* — Нижнесаксонская; *V* — Северо-Германская; *VI* — Датская; *VII* — Среднепольская; *VIII* — Польско-Литовская; *IX* — Мазовецко-Люблинская; *X* — Львовская.

бассейна. К ним приурочено выклинивание различных свит мезозоя и третичных.

С востока граница бассейна проводится по западному склону Белорусско-Литовского и Ратненского выступов фундамента. Ратненский (или Влодавский) выступ является западным окончанием Украинского кристаллического массива. От расположенного на юго-западе Предкарпатского прогиба бассейн отделен разломом.

Южная граница Северо-Европейского бассейна отличается весьма прихотливой конфигурацией и проводится по северным склонам сложно построенных палеозойских поднятий, разделенных участками опускания, где складчатый фундамент покрыт мезозойскими и частично третичными отложениями. Южное обрамление бассейна представляет собой систему горстов и грабенов. В пределах этой системы отдельные крупные тектонические элементы обладают преимущественно простиранием СЗ — ЮВ или реже ЮЗ — СВ, в связи с чем граница в плане имеет зазубренный, или фестонообразный вид. Структурные элементы обрамления создают выступы, образующие при их погружении в бассейн погребенные валы.

На юго-востоке в Польше в бассейн в виде выступа вдаются Свентокшисские горы (Келецко-Сандомирский кряж). Западнее расположены поднятие Верхнеселезского каменноугольного бассейна и Восточные Судеты. Еще западнее, в Западной Германии и Нидерландах, протягиваются Лаузицкий массив, называемый обычно Западными Судетами, и расположенный на его западном продолжении Флехтингенский вал, затем горы Гарц, среднегерманские горы, северные склоны Рейнских сланцевых гор и Ардены.

С юго-запада бассейн ограничен кембро-силурийским Брабантским массивом, погружающимся на СЗ в сторону Англии и перекрытым с поверхности маломощным палеогеном. Западная граница в Великобритании образована невысокими горными хребтами Уэльса и Пеннинских гор, сложенных породами нижнего палеозоя и докембрия. В Южной Англии Северо-Европейский бассейн отделяется от смежного Англо-Парижского валом Вельд, сложенным мезозоем.

Основные области питания и создания напоров Северо-Европейского бассейна, который можно рассматривать в качестве артезианского бассейна с преобладающими направлениями движения вод на север, северо-восток и северо-запад, расположены на юге, а также на востоке в пределах СССР и на западе в Англии.

Фундамент бассейна вскрыт в Восточной Польше и Прибалтике, где он имеет докембрийский возраст, и в Англии, где его возраст устанавливается как нижнепалеозойский. На остальной большей части бассейна фундамент опущен местами на глубину до 5—10 *км* и, по-видимому, сложен разнородной по возрасту складчатостью, преимущественно ранне- или позднепалеозойской. Древние складчатые элементы, насколько об этом можно судить по данным геофизических исследований, вытянуты в основном в широтном направлении.

Поверхность фундамента сильно расчленена, что связано с блоковым его строением. Отдельные блоки на протяжении мезозойской и кайнозойской эр вели себя различно, что приводило к образованию впадин, разделенных валами и сводовыми поднятиями (рис. 4). Большую роль в образовании структуры фундамента играют взаимно-перпендикулярные субмеридиональные и субширотные системы разломов. Разломы проявляют себя на различных этапах геологического развития с различной интенсивностью, но особенно большое значение для современного строения бассейна сыграли мезозойские и кайнозойские движения.

В самой восточной части бассейна осадочная толща общей мощностью до 2500 *м* представлена всеми системами и ярусами палеозоя и мезозоя, за исключением карбона. Наибольшей мощности — 900 *м* — достигают отложения силура и вслед за ним девона, превышающего 500 *м*. Отложения мезозоя обладают очень небольшой мощностью.

В западной части бассейна в Англии осадочная толща, достигающая нескольких тысяч метров, начинается континентальными образованиями девона (мощностью более 100 *м*), залегающими на сильно дислоцированных кембро-силурийских породах фундамента. Наибольшей мощностью — 3 *км* — характеризуются отложения каменноугольной системы. Мезозой и особенно третичные развиты в очень ограниченных пределах.

В центральной части бассейна пока вскрыты лишь пермские отложения. Нижняя пермь (Красный лежень) представлена преимущественно конгломератами, песчаниками, красноцветными глинами континентального происхождения. В районе нижнего течения Эльбы широкое развитие приобретают мощные скопления соли. Мощность нижней перми колеблется от нескольких сот метров до 1800 *м* в наиболее глубоких частях бассейна, расположенных в ФРГ. Верхняя пермь (цехштейн) представлена огромным, свыше 1000 *м*, накоплением галогенных и карбонатных пород. Этот верхнепермский комплекс является регионально-газоносным и нефтеносным.

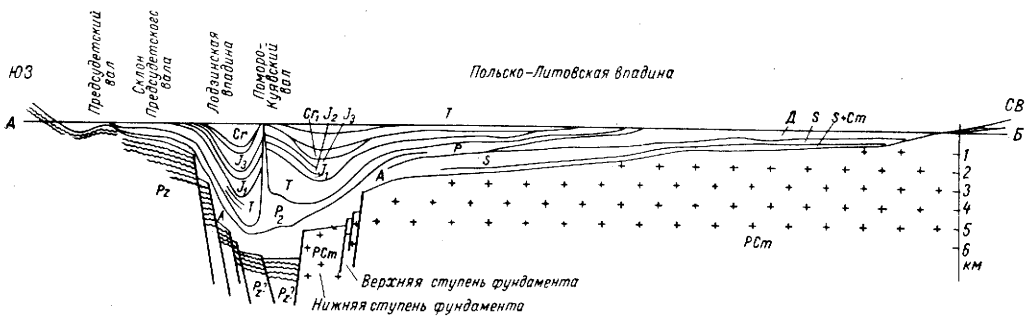


Рис. 4. Схематизированный профильный разрез через восточную часть Северо-Европейского бассейна.

Наличие пермской соли способствовало образованию более 300 соляных поднятий.

Отложения триаса представлены как лагунно-континентальными, так и морскими образованиями. Нижний триас — Пестрый песчаник сложен в Западной Польше морскими глинами с прослоями песчаников, мергелей и доломитов. В Западной Германии и Нидерландах он представлен песчаниками, глинами, солью, ангидритами и доломитами преимущественно лагунно-континентального происхождения. Мощность нижнего триаса достигает 1300 *м*. Средний триас (раковинный известняк) обладает мощностью 250—300 *м*. В толще известняков имеются прослои доломитов, мергелей и соли. Верхний триас (кейпер) почти повсеместно лагунно-континентальный и выражен песчано-глинистыми образованиями с прослоями солей и ангидритов. В Западной Германии в верхах кейпера развиты морские битуминозные глины рэта мощностью 60—140 *м*. Общая мощность кейпера колеблется от нескольких десятков метров в Западных Нидерландах до 1000 *м* в Центральной Польше и 1200 *м* в Западной Германии. Широкое и повсеместное развитие получили юрские отложения, представленные морскими песчано-глинистыми образованиями в нижнем и среднем ее отделах и карбонатно-терригенными толщами в ее верхнем отделе. Мощность юры колеблется в очень больших пределах. Особенно значительной мощности — 2—3 *км* — юра достигает в отдельных узких прогибах — трогах. В более приподнятых блоках (пороги), окружающих прогибы, мощность юры сокращается в несколько раз. Юрские прогибы имеют первостепенное значение для нефтегазонакопления, так как большинство известных месторождений связано с ними.

Юрские литолого-стратиграфические комплексы являются регионально нефтегазоносными. Регионально сингенетично-нефтегазоносными являются

отложения верхнего лейаса и особенно доггера. Мощные песчаные горизонты (до 150 *м*) доггера β и ε — одни из самых продуктивных интервалов мезозойского разреза. В мальме распространение нефтеносности носит более локальный характер.

Меловая система представлена в нижней части песчано-глинистыми, а в верхней — карбонатными породами. Районы накопления максимальных мощностей нижнего мела обычно не совпадают с таковыми для верхнего мела. Для первых максимальные мощности наблюдаются в южной части, где они совпадают с юрским прогибом и достигают мощности 2000 *м* в Западной Германии и 1000 *м* в Западных Нидерландах. В остальных районах их мощность не превышает 100—200 *м*. Максимальные мощности 1000—1500 *м* для верхнего мела наблюдаются в Центральной Польше и Дании и в отдельных прогибах Западной Германии. Для разреза меловых отложений характерным является наличие большого количества внутриформационных перерывов и выпадение отдельных горизонтов и ярусов.

В меловых отложениях (особенно в нижнем отделе) имеется ряд песчаных пластов и пачек, служащих хорошими природными резервуарами. Нефтяные и газовые залежи связаны как с песчаными пластами, так и массивами трещиноватых карбонатных пород.

Отложения кайнозоя, не имеющие большого значения для нефтегазоносности, представлены песчано-глинистыми породами, мощность которых к востоку от р. Эльбы не превышает 100—200 *м*, а западнее — большей частью 200—500 *м*, иногда свыше 1000 *м*. В отложениях кайнозоя пока не встречено промышленных залежей нефти и газа.

Схематический сводный разрез для центральной части бассейна приведен в табл. 11.

Современная внутренняя структура бассейна, определяемая строением и возрастом фундамента и строением осадочного чехла, имеет сложный характер.

На востоке на склонах Балтийского щита, Белорусско-Литовского выступа и Украинского массива выделяются Польско-Литовская и Мазовецко-Люблинская впадины, разделенные западным погребенным продолжением Белорусско-Литовского выступа, и Львовская впадина, заключенная между западным склоном Украинского кристаллического щита, Предкарпатским прогибом и ограниченная с северо-запада крупным Владимиро-Волынским разломом. В строении впадин принимают участие полого залегающие мощные слои палеозоя и породы мезозоя и кайнозоя, мощность которых, за исключением западных участков впадин, незначительна. Резкое увеличение мощностей мезозоя в западных частях впадин обусловлено наличием крупного разлома, секущего фундамент в северо-западном направлении. Этот разлом в структуре фундамента образует ступень, а в надразломной зоне проявляет себя, вероятнее всего, образованием структур типа пологих, линейно вытянутых антиклиналий. Антиклинали платформенного типа известны в западных частях обеих впадин.

На юго-западе протягивается крупный структурный элемент, пересекающий бассейн с СЗ на ЮВ и получивший название Среднепольского антиклинория. Среднепольский антиклинорий состоит из двух частей, по-видимому, с разнородно построенным фундаментом. Северо-западная его часть, именуемая Поморо-Куявской антиклинальной зоной, в южной части приобретает почти широтное построение. Геофизические данные свидетельствуют о наличии в ядре этой зоны погребенного древнего, возможно, раннепалеозойского сооружения. Южная часть Среднепольского антиклинория, именуемая Свентокшисской антиклинальной зоной, располагается на продолжении Свентокшисских гор. Однако нельзя считать, что фундамент Светокшисской и Поморо-Куявской антиклинальных зон имеет однородную и одновозрастную структуру. Положение этих структурных элементов в одной общей полосе определяется, вероятнее всего, тем, что она образована крупными разломами, секущими различные по возрасту элементы фундамента.

Таблица 11

Схематический сводный разрез центральной части Северо-Европейского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Толща, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	—	—	—	Пески, глины, ледниковые и озерные отложения	15—25	—
Неогеновая	Плиоцен	—	—	Пески, глины	50—100	—
	Миоцен	—	—	Пески, песчаники, глины	300—600	—
Палеогеновая	Олигоцен Эоцен Палеоцен	—	—	Глины, пески, песчаники Песчанки, глины, пески Глины, мергели, песчаники	200—250 900 100	Признаки нефти и газа
Меловая	Верхний	Маастрихт, кампан, сантон, коньяк, турон, сеноман	—	Известняки, мел, мергели с прослоями глин и песчаников	До 2000	Признаки нефти и газа
	Нижний	Альб, апт, баррем готерив, валанжин, вельд	—	Глины, мергели Известняки, глины с прослоями песчаников Глины, песчаники » » » » Битуминозные глины, песчаники	70—600 До 150 » 200 » 300 » 200 » 600	Промышленная нефтеносность
Юрская	Верхний (мальм)	Портланд	Серпулитовые слои, мюндерский мергель	Мергели, глины Известняки	100—1000 —	Промышленная нефтеносность
		Кимеридж		Известняки, мергели, ангидриты, песчаники	До 170	То же
		Оксфорд	Коралловый оолит	Известняки, глины	» 190	»
	Средний (доггер)	Келловей, бат, байос, аален	Корнбраш	Песчаники, глины, известняки	До 600	Промышленная нефтеносность
	Нижний (лейас)	—	—	Песчаники и битуминозные сланцы	До 1500	Промышленная нефтеносность
Триасовая	Верхний (кейпер)	—	—	Песчаники, конгломераты битуминозные сланцы	До 1200	Промышленная нефтеносность
	Средний	—	—	Мергели, известняки, доломиты	200	—
	Нижний	—	—	Песчаники, глины, соль	До 1000	—
Пермская	Верхний (цехштейн)	—	—	Доломиты, известняки, ангидриты, соль	1500	Промышленная газоносность
	Нижний (красный лежень)	—	—	Песчаники, конгломераты, соль	1000	

Представление о Среднепольском антиклинории как единой структурной зоне связано с тем, что этот антиклинорий возник на месте осевой части крупного мезозойского прогиба, получившего от В. Пожарыского название Датско-Польского. Последний возник в связи с движениями фундамента по крупным разломам. Опускание фундамента по разломам привело к накоплению в мезозое мощной толщи осадков. Центральная часть прогиба, испытавшая складчатость, соответствует Среднепольскому антиклинорию. Мезозойские осадки, принимающие участие в его строении, смяты в линейно вытянутые антиклинали, некоторые из которых осложнены соляным диапиризмом. Восточная часть входит в состав Польско-Литовской и Мазовецко-Люблинской впадин.

Западная часть прогиба принимает участие в строении крупной Лодзинской впадины и ее северо-западного продолжения — синклинали Хоцивля. Эти прогибы с востока ограничены Среднепольским антиклинорием. Западная граница имеет более расплывчатый характер. На уровне фундамента ей, по-видимому, соответствует линия разломов, а в осадочном чехле — антиклинальная зона, к которой приурочены отдельные антиклинали: Оборники (у Познани), Старгарда, наиболее приподнятая часть вала Гриммен.

Полоса распространения Среднепольского антиклинория и сопряженных с ним с юго-запада впадин может рассматриваться в качестве Среднепольской возможно нефтегазоносной области.

Для части бассейна, расположенной еще западнее, характерна отчетливо выраженная глыбовая тектоника, связанная с подвижками блоков палеозойского фундамента. Погружение отдельных систем блоков привело к крайне неравномерному и неодновременному накоплению осадков в мезозое и кайнозое. Указанное обстоятельство сыграло большую роль как для образования соляных куполов и антиклиналей, так и связанных с ними месторождений нефти и газа. Наиболее приподнятый участок бассейна связан с крупной меридиональной волной подъема фундамента, проходящей через Гарц и Флехтингенский вал на юге и через Ютландский полуостров на севере. Эта полоса в какой-то степени может сопоставляться с так называемым валом Помпецкого, местоположение которого не определено и понимается различными исследователями по-разному.

Для упомянутой полосы характерным является приподнятое залегание триаса, незначительная мощность верхнего мезозоя, выпадение из разреза отдельных стратиграфических подразделений юры и нижнего мела. В северной части рассматриваемой полосы известны крупные положительные магнитные аномалии. Вся полоса в целом состоит из отдельных крупных приподнятых блоков, разделенных сравнительно узкими грабенообразными участками опускания (впадинами), простирающимися как с ЮЗ на СВ, так и с ЮВ на СЗ, т. е. параллельно системе разломов. На юге выделяется Пригниц-Лаузицкий вал, отделяемый от Флехтингенского вала Альтмарской впадиной. Далее к ССЗ выделяются Мекленбургская, Гольштейнская, Рендсбургская и Шлезвигско-Датская глыбы, разделенные Гамбургским, Кильским и Хайдским структурными прогибами, выполненными мощной юрой. К северу от Шлезвигско-Датской глыбы, на самом севере Ютландского полуострова, расположена Датская впадина, заполненная мощным нижним триасом, лейасом и мелом. В пределах этой полосы широкое развитие имеют соляные купола и валы.

С востока и северо-востока рассматриваемый меридиональный подъем ограничен Укермаркской и Нижнелаузицкой (Восточно-Бранденбургской) впадинами, заполненными меловыми и юрскими отложениями. Впадины одна от другой отделены зоной антиклиналей и соляных куполов, протягивающейся на СВ до р. Одер (к востоку от Берлина). На юге Нижнелаузицкая впадина переходит в Предсудетскую мульду, расположенную за пределами бассейна. Укермаркская впадина с востока ограничена Гримменским валом, который, в свою очередь, отделяется от Поморо-Куявского антиклинория узкой депрессионной полосой.

К югу от Гримменского вала расположена Щецинская мульда; она сложена на поверхности верхнемеловыми отложениями. Ее южный борт служит северным склоном массивов, являющихся элементами позднепалеозойских сооружений, обрамляющих Северо-Европейский бассейн. Северо-восточный борт мульды ограничен уже упоминавшейся зоной антиклинальных поднятий, ограничивающих Среднепольскую возможно нефтегазоносную область. На западе и юго-западе мульда переходит в Укермаркскую и Нижнелаузицкую впадины [1].

Щецинская мульда, как и большинство других структурных элементов, расположенных между р. Эльбой и Датско-Польским прогибом, в мезозое, особенно в нижнем, представляла приподнятый район. Мощности среднего и верхнего отделов юры и нижнего отдела мела резко сокращены — вплоть до полного отсутствия.

Территория, расположенная к западу от Эльбы и вплоть до района р. Эмс и далее до Северного моря, по своему строению может быть подразделена на две части — северную и южную (нижнесаксонскую). Граница раздела, имеющая субширотное простирание, в большинстве случаев носит отчетливо выраженный тектонический характер. Северная часть мало чем отличается по своему строению от рассмотренного выше района, расположенного к востоку от Эльбы. Она также характеризуется полным или частичным отсутствием отложений юры и нижнего мела и широким развитием мощных толщ верхнего мела и кайнозоя. Осадочные слои характеризуются спокойным пологим залеганием даже в случае, когда слои прорваны соляными диапирами. Исключение составляют только отдельные грабенообразные участки, в пределах которых развиты юрские отложения значительно бо́льших мощностей. В пределах этих прогибов, также разделяющих отдельные блоки, соляно-купольные поднятия отличаются значительной сложностью.

Вся рассмотренная выше территория глыбового строения, нефтяные месторождения которой приурочены только к узким прогибам, объединяется, с некоторой долей условности, в единую Северо-Германскую нефтегазоносную область. Участок, соответствующий Датской впадине, выделяется в самостоятельную Датскую возможно нефтегазоносную область.

Южная часть территории бассейна с глыбовой тектоникой между Эльбой и Эмсом у немецких геологов получила название «Нижнесаксонский бассейн». В современной структуре эта область представляет собой впадину, выполненную мощной толщей верхнего палеозоя и мезозоя, верхней юры и нижнего мела, и незначительной мощностью осадков верхнего мела и третичных. Впадина характеризуется сложным и неоднородным строением, позволяющим в ее пределах выделить несколько самостоятельных тектонических районов. В восточной части расположен прогиб Гифхорн, имеющий простирание с СВ на ЮЗ. Прогиб Гифхорн представляет собой грабенообразную впадину, выполненную мощной серией юры и нижнего мела, которые выклиниваются или трансгрессивно срезаются по бортам прогиба. В краевых частях прогиба, как и в центральной его части, развиты соляные купола, образующие протяженные вытянутые зоны, ориентированные вдоль оси прогиба, т. е. с СВ на ЮЗ. Соляные купола отличаются сложным тектоническим строением, перебитостью и нарушенностью. Породы в межкупольном пространстве смяты в пологие антиклинали и брахиантиклинали, нарушенные разрывами.

Следующий район — Аллерский — расположен между прогибом Гифхорн (зона соляных куполов Айклинген — Лерте) и Везером. Этот район по характеру строения представляет также прогиб, аналогичный Гифхорнскому, но вытянутый уже с ЗСЗ на ВЮВ, почти под прямым углом к последнему. Здесь также выделяется несколько зон распространения соляных куполов,

[1] По последним данным бурения, эти впадины расчленяются на несколько отдельных впадин с простиранием с СЗ на ЮВ. Поэтому непосредственного перехода от Щецинской впадины нет.

ориентированных в субширотном направлении, между которыми развиты антиклинальные складки.

Нижнесаксонская впадина к западу от Везера отличается от вышеразобранных своих частей отсутствием солянокупольных поднятий. Здесь породы смяты в антиклинальные складки, осложненные в основном сложной системой продольных нарушений, группирующиеся в параллельные антиклинальные зоны, особенно хорошо выраженные к западу от Эмса. Наблюдается несовпадение структурных планов по горизонтам нижнего мела и верхне- и среднеюрским отложениям.

Для этой части Нижнесаксонской впадины (между Везером и Эмсом) характерной особенностью является значительная мощность верхней юры.

Нижнесаксонскую впадину, в пределах которой расположены все основные нефтяные и газовые месторождения бассейна, можно рассматривать как самостоятельную нефтегазоносную область.

Нижнесаксонская впадина с запада в пределах Нидерландов ограничена крупным структурным элементом, пересекающим весь бассейн в субмеридиональном направлении, получившим название Нидерландского вала. Вал сложен отложениями триаса, перекрытого верхним мелом и более молодыми осадками. Размеры и положение Нидерландского вала во времени и пространстве не оставались постоянными, а изменялись. Вследствие этого по краям вала неоднократно наблюдается выклинивание мезозойских отложений и изменение их мощностей.

В строении Нидерландского вала и примыкающей к нему с запада территории большое значение имеют разломы, простирающиеся с СЗ на ЮВ или в близком к меридиональному направлении. Эти разломы привели к образованию системы чередующихся горстов и грабенов. В пределах грабенов мощность мезозоя возрастает во много раз. На юге выделяется Нижнерейнский грабен и горсты Гельдерн-Крефельд и Пел. Границы между горстами и грабенами носят ступенчатый характер. Эти нарушения, происхождение которых связано с герцинскими движениями, омоложены в раннетретичное и более позднее время. Движение по разломам продолжается и до настоящего времени.

В пределах рассмотренной территории не обнаружено месторождений нефти или газа, поэтому она может быть выделена как возможно Центрально-Нидерландская нефтегазоносная область.

К западу от развития горстов и грабенов (от горста Пел) расположена крупная впадина, ограниченная с запада склонами Брабантского массива, на юге переходящая в центральный грабен, а на севере открывающаяся в Северное море. Эта Западно-Нидерландская впадина, включая Центральный грабен, соответствует одноименной нефтегазоносной области.

Западно-Нидерландская впадина выполнена осадками мезозоя и кайнозоя, смятыми в целый ряд параллельных друг другу антиклинальных складок, образующих сравнительно протяженные анктиклинальные зоны с простиранием с СЗ на ЮВ. Отдельные антиклинали осложнены сбросами. Складчатость отчетливо выражена в слоях мезозоя. Третичные породы имеют пологое залегание.

В пределах впадины известны скопления нефти и газа в отложениях нижнего мела, приуроченные к антиклинальным поднятиям.

Северо-западная часть Северо-Европейского бассейна, расположенная в пределах Великобритании, представляет собой западное крыло сравнительно просто построенной впадины платформенного типа, открывающейся в Северное море. Для строения этой впадины характерно наличие раннепалеозойского складчатого основания, широкое развитие верхнепалеозойских отложений и ограниченное развитие мезозойских и более молодых осадков (табл. 12).

Отложения карбона, образующие нижний структурный этаж, смяты в систему пологих антиклиналей и синклиналей, унаследующих простирание структурных элементов фундамента, образовавшихся под воздействием

Таблица 12

Схематический сводный разрез Восточной Англии

Система	Отдел	Ярус	Толща, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Нефтегазоносность	Примечание
Палеогеновая	—	—	—	Песчано-глинистые породы	—	—	—
Меловая	Верхний	—	—	Мел, известняки	600	—	По естественным обнажениям —
	Нижний	—	—	Глины, песчаники, мергели	80—90	—	
Юрская	Верхний (мальм)	—	—	Глинистая толща в кровле континентальных образований	—	—	—
	Средний (доггер)	—	—	Преимущественно оолитовые известняки	150—300	—	—
	Нижний (лейас)	—	—	Глины, в нижней части известняки и мергели	400	—	—
Триасовая	Верхний (кейпер)	—	—	Вверху красные мергели	150—240	—	—
				Внизу пестрый песчаник	30—75		
	Нижний и средний	—	—	Красноцветные песчаники	60—150	—	—
Пермская	—	—	—	Лагунные галогенные образования, доломитовые известняки, мергели по окраинам бассейна переходят в континентальные пермотриасовые	100—300	Газ в известняках на месторождении Эскдэйл	Аналог цехштейна
Каменноугольная	Верхний		Угленосная свита	Континентально-пресноводные серые аргиллиты, песчаники, угли и редко морские глинистые сланцы и известняки, основные эффузивы и интрузии	200—500	Нефть на месторождениях Ботсемсам Саут Ливертон, Икринг, Кэлхэм, Коринтэм	В северной части уничтожены эрозией
			Свита жерновых песчаников	Дельтовые образования, аргиллиты, алевролиты, угольные пласты, песчаники, периодически появляются морские образования. В низах встречаются глины	До нескольких тысяч метров	Нефтеносны линзообразные горизонты песчаников. Проницаемость от 1 до 1000 *мд*. М-ние Геинсборо	

Система	Отдел	Ярус	Толща, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Нефтегазоносность	Примечание
Каменноугольная	Нижний	—	—	Известняки, переходящие в верхней части по простиранию в глинистые фации. Встречаются одновозрастные эффузии и интрузии В нижней части конгломераты с прослоями известняков	150—1000 600	Известняки нефтеносны в месторождениях Хардстофт, Икринг, Ноктон и Плунгар	—
Девон	—	—	Олд рэд	Континентальные песчано-конгломератовые образования с прослоями мергелей и сланцев	До нескольких тысяч метров	—	
Кембро-силур	—	—	—	Складчатые метаморфизованные породы фундамента	—	—	

более ранних и сильных движений. Складки простираются в южной части области с ЮВ на СЗ, в северной — в направлении, близком к меридиональному. Крупные антиклинали имеют амплитуду в 300—600 *м* и плохо выражены на поверхности. Они обычно асимметричны: западные и юго-западные крылья более крутые. Складки осложнены сбросами, амплитуда которых достигает 150 *м*. Вышележащие пермские и мезозойские отложения образуют следующий структурный этаж. В центральной части области, в Восточном Мидленде, для него характерно пологое моноклинальное падение пород на восток под углами, не превышающими нескольких градусов. В отличие от этого на севере и юге области мезозойские отложения смяты в складки и здесь выражены на поверхности замкнутые структурные поднятия, простирание которых близко к таковому нижнего структурного этажа.

Палеогеновые и отчасти неогеновые слои образуют верхний структурный этаж, для которого свойственно очень пологое моноклинальное залегание с падением на восток и северо-восток. В южной части Восточно-Английской впадины выделяется Лондонская синклиналь, именуемая английскими геологами Лондонским бассейном. Синклиналь выполнена палеогеновыми и мезозойскими отложениями, залегающими непосредственно на нижнем палеозое. Отложения верхнего палеозоя, севернее — нефтеносные, здесь отсутствуют. Территория бассейна, расположенная в пределах Англии, выделяется в самостоятельную Восточно-Английскую нефтегазоносную область.

Таким образом, в Северо-Европейском нефтегазоносном бассейне в зависимости от основных черт региональной тектоники, типов структурных форм и стратиграфического интервала нефтегазоносности выделяется восемь нефтегазоносных областей: Восточно-Английская, Западно-Нидерландская, Центрально-Нидерландская, Нижнесаксонская, Северо-Германская, Датская, Среднепольская и Балтийско-Карпатская.

Восточно-Английская нефтегазоносная область соответствует выделяемым английскими геологами нефтеносным провинциям Восточный Мидленд и Северо-Восточный Иоркшир, а также так называемому Лондонскому бассейну (рис. 5).

В пределах области выделяются несколько антиклинальных зон нефтегазонакопления, в пределах которых расположены небольшие нефтяные месторождения — Икринг (открыто в 1939), Дьюкс-Вуд (1941), Келхем

(1941), Каунтон (1943), Эгмантон (1955), Плунгар (1953), Ботсемсалл (1958), Саут Ливертон (1960), Гленвуорт (1961) и другие и одно газовое (Эскдэйл).

Месторождения антиклинального типа с пластовыми сводовыми залежами. Нефтеносны песчаные горизонты угленосной свиты карбона и свиты жерновых песчаников. Мощность песчаных коллекторских горизонтов быстро меняется —от 0 до 90 *м* и имеет пористость 10—15% и проницаемость— 1—100 *мд*. Удельный вес нефти колеблется от 0,85 до 0,90. В месторождении Плунгар нефтеносны трещиноватые известняки карбона. Особенностью этого месторождения является то, что перекрывающая нефтесодержащую толщу угленосная свита, достигающая 300 *м*, иногда содержит в своем составе до 80% интрузивных и эффузивных пород.

В месторождении Эскдэйл газоносны доломитизированные трещиноватые известняки перми. Начальные суточные дебиты — 1000 $м^3$ газа.

Основные перспективы Восточно-Английской нефтеносной области, оценивающиеся не достаточно высоко, связываются с отложениями в первую очередь нижнего карбона в погребенных антиклинальных зонах в центральной части области.

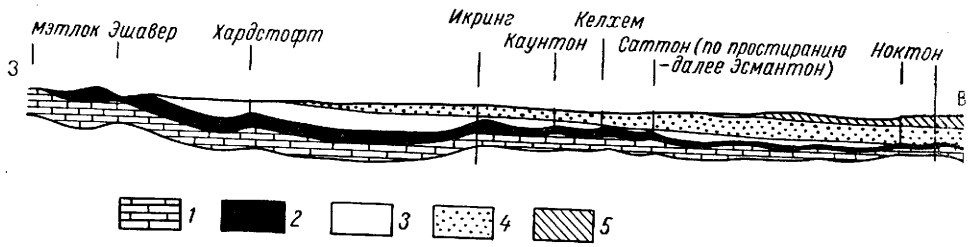


Рис. 5. Схематизированный профильный разрез через нефтяные месторождения Восточно-Английской нефтеносной области.

1 — свита известняков карбона; *2* — свита жерновых песчаников; *3* — угленосная свита; *4* —пермо-триас; *5* — юра.

Западно-Нидерландская нефтегазоносная область, получившая у голландских геологов название бассейна Северного моря, или Западно-Нидерландского. В северо-западной части области известно около пяти почти параллельно расположенных антиклинальных зон нефтегазонакопления. Месторождения антиклинального типа с преимущественно пластовыми сводовыми залежами.

Основными нефтегазоносными являются песчаные горизонты верхнего готерива и баррема, а также вельда, валанжина, альба. Баррем и альб газоносны. Кроме того, небольшие притоки нефти встречены из песчаных горизонтов средней юры (корнбраш). Песчаные горизонты известны в верхней юре. Нефтематеринскими породами могут служить глинисто-аргиллитовые образования нижней и средней юры мощностью до 1,5 *км* и глинистые толщи, развитые в нижнем мелу (в основном баррема-апта) мощностью до 1000 *м*.

Первые нефтяные месторождения были открыты здесь после 1953 г. (Риисвик и Андел). В настоящее время известно 11 нефтяных и одно газовое месторождения. Удельный вес нефтей колеблется от 0,845 до 0,946.

Центрально-Нидерландская возможно нефтеносная область в своих опущенных участках имеет много общего со строением Западно-Нидерландской области. По аналогии с последней перспективы нефтеносности можно связывать с мезозойскими отложениями в пределах отдельных грабенов.

Нижнесаксонская нефтегазоносная область является на данном этапе основной нефтедобывающей областью бассейна. На ее долю приходится $^9/_{10}$ добычи нефти 1959 г. Эта область расположена большей частью в Западной Германии и частично в Нидерландах. В пределах области развито несколько типов зон нефтегазонакопления. В западной ее части распространены антиклинальные зоны нефтегазонакопления, вытянутые в широтном

направлении. Месторождения антиклинального типа и осложнены нарушениями. Залежи пластовые, сводовые и реже стратиграфически экранированные. Газовые скопления, приуроченные к карбонатному комплексу верхней перми, образуют массивные залежи в структурных выступах.

К западу от р. Эмс в ФРГ и в Восточных Нидерландах нефтеносны трещиноватые мергелистые аргиллиты портланда (верхняя юра) с горизонтами мощностью в 0,5 до 6 *м*, ракушняковые слои вельда (нижний мел) с мощностью отдельных нефтеносных горизонтов до 12 *м*, пористостью 15—40% и проницаемостью 10—9000 *мд* и песчаники валанжина. Основным нефтесодержащим горизонтом является горизонт бентхейм (валанжин), сложенный тонкозернистым песком и песчаником мощностью до 90 *м*, пористостью до 30% и проницаемостью 10—20 *мд*. Небольшое количество нефти получено из готерива и апта. В Восточных Нидерландах, кроме того, газоносны горизонты баррема.

В этой части области первые нефтяные месторождения были открыты в 1942—1943 гг. (Линген —ФРГ, Шонебек — Нидерланды), а газовое — Бентхейм в 1938 г. Основные месторождения были открыты после 1948 г. В настоящее время в этом районе известно в пределах ФРГ 15 нефтяных и газовых месторождений, а в пределах Нидерландов одно нефтяное и свыше 10 газовых месторождений.

В 1960 г. на севере в районе Гронингэма было открыто крупнейшее в Европе газовое месторождение Слхтерен с залежью в пермских отложениях, с запасами в 1,1 триллиона $м^3$; установлена была также газоносность о-ва Амеланд [глубина залежи —3350 *м*]. В связи с этим развернулись поисковые работы на акватории.

В Нижнесаксонской нефтегазоносной области между р. Эмсом и Везером диапазон нефтеносности увеличен по сравнению с предыдущим районом. Здесь нефтеносны главным образом песчаные горизонты доггера, мальма и нижнего мела, а также лейаса. Газоносны доломиты цехштейна. В пределах этого района также развиты антиклинальные зоны нефтегазонакопления. Месторождения антиклинального типа с пластовыми сводовыми и литологически и стратиграфически экранированными залежами. Первое месторождение было открыто в 1950 г. (Квакенбрюк). В настоящее время известно 21 нефтяное и несколько газовых, крупнейшими из которых являются Дюсте, Хеммельте-Вест и др.

К востоку от Везера, в долине р. Аллер и в Гифхорнском прогибе основную роль играют зоны нефтегазонакопления, связанные с линейно вытянутыми цепочками соляных куполов (около восьми зон). Эти зоны расположены как по бортам впадины, так и в ее центральных частях. С этими зонами связаны месторождения солянокупольных поднятий, заключающие самые разнообразные типы пластовых залежей.

Наряду с отмеченными зонами в пределах Гифхорнского прогиба известны зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным стратиграфическим срезанием коллекторских горизонтов на бортах прогиба.

В пределах солянокупольных зон нефтегазонакопления нефтеносны отложения от верхнего триаса до верхнего мела, но основными являются песчаники вельда-валанжина, доггера (корнбраш) и лейаса.

В зонах нефтегазонакопления, связанных с трансгрессивным срезанием, нефтеносны песчаные горизонты лейаса и доггера, запечатанные глинистыми породами альба.

Кроме того, в этой части области известны и антиклинальные зоны нефтегазонакопления (нефтеносны лейас, доггер, портланд, нижний мел).

Рассмотренный район является старейшим нефтедобывающим районом Европы. Первое месторождение — Витце — эксплуатируется с 1876 г. В настоящее время известно около 30 нефтяных месторождений.

Северо-Германская нефтегазоносная область. Основным типом нефтегазонакопления здесь являются зоны, связанные с соляными поднятиями (валами) в краевых частях прогибов. Все месторождения связаны с

солянокупольными поднятиями. Залежи преимущественно пластовые различных типов, связанные как с крыльями, так и со сводами соляных поднятий.

Нефтеносны отложения в основном доггера, а также верхней перми, нижнего и верхнего мела. Нефтяные месторождения, которых насчитывается около 20, расположены на территории ФРГ, в прогибах Хайдском, Кильском, Гамбургском. Несколько небольших месторождений известно у Вильгельмсхафена и на левобережье нижнего течения Везера.

На территории ГДР в 1960 г. под Берлином на месторождении Штааков был получен газ из главного доломита цехштейна, дебит газа 680 тыс. *м*^{3}/*сутки*. В 1961 г. была получена нефть на месторождении Райнкенхаген у Штральзунда (на берегу Балтийского моря). Нефтеносны карбонатные отложения верхней перми на глубине 2,3 *км*.

В пределах ГДР наибольший интерес представляет Укермаркская впадина в ЮЗ и ЮВ частях Мекленбурга.

В Польше на границе с ГДР (напротив месторождения Штааков) в 1961 г. получен нефтяной фонтан — месторождение Рыбаки. Нефтеносен цехштейн на глубине 1880 *м*.

Датская возможно нефтегазоносная область расположена в северной части Ютландского полуострова и представляет прогиб, выполненный мощными (до несколько тысяч метров) морскими осадками перми, триаса, юры и мела. Прогиб изучен слабо.

Среднепольская возможно нефтегазоносная область. В пределах области развит мощный разрез морских отложений мезозоя, образующие в пределах антиклинориев системы протяженных антиклинальных зон, которые можно рассматривать как возможные антиклинальные зоны нефтегазонакопления. Нефтесодержащими интервалами могут служить отдельные горизонты среднего триаса и юры. Кроме того, на западном и восточном крыльях Лодзинской впадины и ее северо-западного продолжения могут быть обнаружены зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным выклиниванием и стратиграфическим срезанием отдельных горизонтов мезозоя.

Польско-Литовская и Мазовецко-Люблинская возможно нефтегазоносные области расположены в пределах Польши и западной части Советского Союза.

Основные перспективы нефтеносности могут быть связаны с отложениями нижнего палеозоя, а в западной части области с мезозоем. Из отложений нижнего палеозоя наибольший интерес представляют породы силура, сложенные морскими образованиями, мощностью до 900 *м*. В разрезе силура имеются как пачки битуминозных глин и глинистых известняков, могущих служить нефтематеринскими породами, так и песчано-алевролитовые горизонты, являющиеся хорошими коллекторами. В пределах впадин известны платформенного типа очень пологие крупные антиклинальные поднятия, группирующиеся в зоны. Такие зоны известны в восточной части Польско-Литовской области, в нижнем течении Западной Двины, в бассейне р. Лиелупе и Немана. Крупные аналогичного типа зоны можно встретить на западном погружении Белорусско-Литовского выступа, разделяющего области, и на продолжении Ратненского выступа. Отложения мезозоя, главным образом юры, представляют интерес в западной части обеих впадин. Возможные нефтегазоносные антиклинальные зоны могут быть обнаружены над разломами фундамента (верхняя ступень), по которым происходит резкое его погружение к западу.

Львовская возможно нефтегазоносная область находится на месте одноименной впадины. В области выявлен ряд валообразных поднятий (Нестеровское, Куличков-Милятинское, Лудзин-Сокальское и др.), осложненных локальными поднятиями. Разбуривание некоторых из них сопровождалось газовыми фонтанами из отложений нижнего девона и карбона. Газ содержал до 94% метана и до 2% тяжелых гомологов его. В девонских и каменноугольных отложениях известны битуминозные породы, а в трещинах наблюдаются включения и примазки капельно-жидкой нефти. Львовская область является высокоперспективной для поисков нефти и газа.

§ 6. ГРУППА ВНЕАЛЬПИЙСКИХ БАССЕЙНОВ ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ

Эта группа объединяет бассейны, связанные с впадинами, развившимися в теле молодой эпипалеозойской платформы Западной Европы. По своему типу все бассейны, за исключением Англо-Парижского, отнесены к бассейнам межгорных впадин палеозойских горных сооружений с наземным или частично подводным обрамлением. Они отличаются сравнительно небольшими размерами и незначительной мощностью осадочного выполнения. Бассейны, расположенные на нижнепалеозойском (каледонском) основании, — Шотландский и Западно-Английский — выполнены в основном осадками верхнего палеозоя. Для Англо-Парижского бассейна с фундаментом герцинского возраста осадочный чехол в основном мезозойский и более молодой.

В экономическом отношении, за исключением Англо-Парижского, бассейны особого значения не имеют.

ШОТЛАНДСКИЙ БАССЕЙН

Шотландский нефтегазоносный бассейн, расположенный на севере Великобритании, занимает Шотландскую низменность, протягивающуюся с юго-запада на северо-восток (рис. 6).

Северным ограничением бассейна служит Северо-Шотландское нагорье, южная часть которого получила название Грампианских гор. Нагорье сложено преимущественно сильно дислоцированными докембрийскими гнейсами и метаморфическими толщами, прорванными третичными изверженными породами. Палеонтологически доказанных отложений кембрия и силура здесь не известно. На юго-востоке этот массив отделяется от впадины крупным разломом.

С юга бассейн ограничен Южно-Шотландским нагорьем, сложенным нижнепалеозойскими (силур) песчаниками, граувакками, граптолитовыми сланцами и представляющим собой складчатую полосу северо-восточного простирания.

В восточном направлении бассейн открывается в залив Ферт оф Форт Северного моря, а в западном — в залив Ферт оф Клайд Северного пролива, соединяющего Ирландское море с Атлантическим океаном.

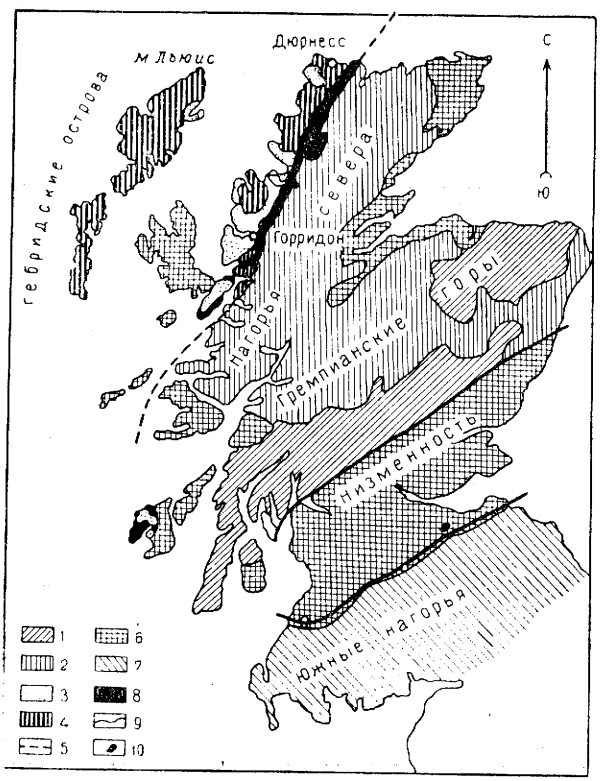


Рис. 6. Карта Шотландского бассейна.

1 — дальредские отложения; *2* — мойнские отложения (докембрий Северных нагорий); *3* — таррidонские песчаники; *4* — льюисские гнейсы (докембрий Гебридской цепи); *5* — линия дислокаций; *6* — послекаледонские отложения (девон и т. д.); *7* — силур Южных нагорий; *8* — кембрий Северных нагорий; *9* — граница бассейна; *10* — нефтяное месторождение Мидлошен и газовое Коусленд.

Шотландский нефтегазоносный бассейн выполнен отложениями каменноугольного возраста: известняками, сланцами и угленосными отложениями. Докарбоновые образования представлены сильно дислоцированными и

метаморфизованными породами нижнего палеозоя (силур и кембрий) и покрывающими их мощными толщами красных песчаников и конгломератов континентального происхождения, а также вулканическими породами девонского возраста. Схематический сводный разрез осадочной толщи бассейна приведен в табл. 13.

Таблица 13

Схематический сводный разрез Шотландского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Свита	Мощность, м	Литологическое описание
Карбон	Верхний	Вестфальский	—	До 300	Верхняя толща — красноцветные песчаники, глинистые сланцы, редкие угольные прослои
					Средняя угленосная толща — песчаники, аргиллиты, угольные прослои
					Нижняя угленосная толща — сланцы, песчаники, угольные прослои, аргиллиты
		Намюрский	Жерновой песчаник	150—300	Песчаники, глинистые сланцы, аркозы, огнеупорные глины, каолиновые и бокситовые глины, прослои углей
	Нижний	Визейский	Известняков	30—900	Верхняя известняковая толща. Известняково-угленосная толща. Чередование известняков, глинистых сланцев, углей, железной руды
			Горючих сланцев	900	Нижняя известняковая толща. Песчаники, глинистые и битуминозные сланцы с прослоями известняков и пластами угля
			Известковистых песчаников	30	«Феллские песчаники»: песчаники с прослоями сланцев и углей
		Турнейский		120	«Цементные камни»: красноватые песчаники, черные и зеленые сланцы, прослои доломитизированных известняков и гипсов. Континентальные — озерные образования
Девон	—	—	—	>3000	Красноцветные песчаники и конгломераты континентального происхождения
Силур	—	—	—	—	Складчатые, метаморфизованные породы фундамента

Отложения карбона в пределах бассейна смяты в пологие, слабо нарушенные купола и брахискладки, группирующиеся в валы.

Обильные нефтегазопроявления, а также небольшие месторождения (одно нефтяное Мидлошен и одно газовое Коусленд) связаны с породами каменноугольного возраста.

Месторождения Мидлошен (Далкейн) открыто в 1922 г. Оно представляет пологую куполовидную антиклинальную складку, образованную нижнекаменноугольными породами. Залежь расположена на глубине 543 *м* и приурочена к песчаникам в толще битуминозных сланцев (рис. 7).

Газовое месторождение Коусленд открыто в 1938 г. рядом с месторождением Мидлошен (в 15 *км* к ЮВ от Эдинбурга) на продолжении той же анти-

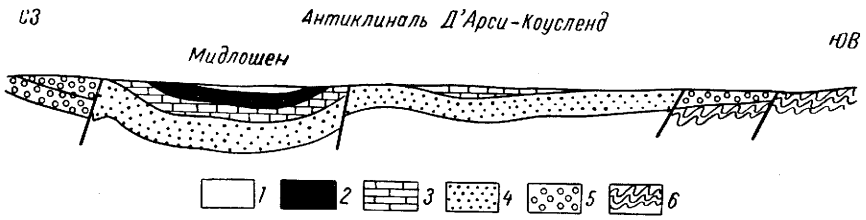


Рис. 7. Профильный разрез через нефтяное месторождение Мидлошен.

1 — угленосная свита; *2* — жерновые песчаники; *3* — свита известняков карбона; *4* — толща известняков песчаников; *5* — девонские лавы; *6* — интенсивно смятые отложения силура.

клинальной складки. Газоносны два песчаных горизонта нижнего карбона. Первый мощностью 15 *м* залегает на глубине 450 *м*, второй, менее мощный (4,5 *м*), вскрыт на глубине 516 *м*. Средняя пористость песчаника равна 15%, проницаемость — несколько сот миллидарси. Газ состоит на 95,8% из метана, 2,6% —этана, 1,6% — азота. Суточная добыча составляет около 120 000 $м^3$, запасы оцениваются в 28 млн. $м^3$.

В Шотландском бассейне разрабатываются шахтным способом залежи горючих сланцев. Слои сланцев имеют мощность от нескольких сантиметров до 4,5 *м*. Рабочие прослои — от 1,2 до 3,6 *м*. Выход нефти составляет от 60 до 150 *л* с тонны и содержит в среднем около 2% серы. Нефть перерабатывают на бензин, керосин, газолин, дизельное топливо и другие продукты.

ЗАПАДНО-АНГЛИЙСКИЙ БАССЕЙН

Западно-Английский нефтегазоносный бассейн имеет небольшие размеры и относится к межгорному типу. Бассейн расположен в центральной части западной Англии. С севера он ограничен Камберлендскими горами, сложенными метаморфизованными породами кембрия и силура. С северо-востока и востока — Пеннинскими горами, образованными породами карбона. Южным и юго-западным ограничением бассейна служат кристаллические и метаморфические породы кембрия и силура поднятий Уэльса и Кембрийских гор. Северо-западная часть бассейна, наиболее опущенная, занята Ливерпульским заливом и частью Ирландского моря. Здесь на северо-западном ограничении бассейна находится Мэн, сложенный силуром. Фундамент бассейна имеет нижнепалеозойский возраст и представлен песчаниками, граувакками, граптолитовыми сланцами, в различной степени метаморфизованными и сильно смятыми в складки (табл. 14).

Бассейн выполнен девонскими, каменноугольными и континентальными пермо-триасовыми отложениями (рис. 8).

Отложения каменноугольного возраста рассечены разрывами и смяты в складки, перекрывающие с резким угловым несогласием образования пермо-триаса.

В пределах бассейна известно одно небольшое нефтяное месторождение — Формби, открытое в 1939 г. На месторождении нефтеносны песчаники кейпера, образующие две залежи, залегающие на глубине 60—90 *м*. По

Таблица 14

Схематический стратиграфический разрез Западно-Английского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Свита	Описание	Мощность, м	Примечания
Пермо-триас	Кей-пер	—	—	Мергели красные, в основании песчанистые	600	—
				Грубозернистые слабосцементированные песчаники белого цвета	150—300	Промышленная нефтеносность на месторождении Формби
				Красноцветные песчаники, мергели и галечники	600	—
	—	—	Манчестерская мергельная толща	Красные мергели с тонкими прослоями песчаников	150	—
			Коллихерская песчанистая толща	Грубозернистые песчаники	700	—
Каменноугольная	Верхний	Вестфальский	Угленосная свита	Глинистая пресноводная толща с пластами углей и песчаников. Песчаники обладают низкой пористостью и проницаемостью	До 1500	Многочисленные нефтепроявления
		Намюрский	Свита жерновых песчаников	Грубозернистые песчаники, переслаивающиеся с глинистыми сланцами	600—1200	—
	Нижний	Визейский	—	Рифовые известняки и мощные пачки глины	300—1500	
		Турнейский	—	Массивные коралловые и криноидные известняки с подчиненными прослоями глинистых сланцев	30—150	—
евон	—	—	—	Песчаники	1000	—
Силур	—	—	—	Метаморфизованные породы	—	—

своему типу залежи относятся к массивным в структурно-эрозионном выступе. Добыча нефти в год составляет несколько сот тонн. Основные перспективы

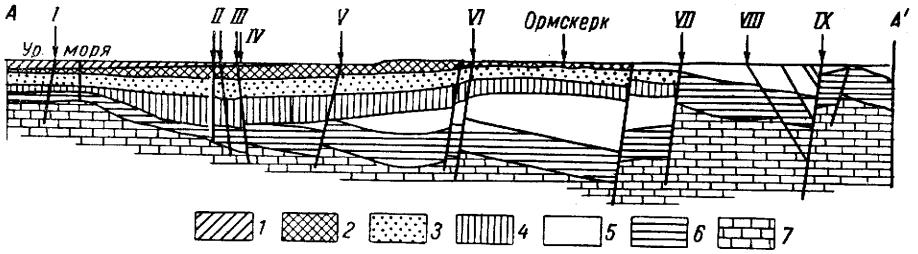


Рис. 8. Профильный разрез по линии $A—A'$ Формби — Виган (из трудов XX Международного геолог. конгресса, т. II, 1959 г.).

1 — мергели кейпера; *2* — песчаники кейпера; *3* — пестрый песчаник; *4* — пермь; *5* — угленосная свита; *6* — жерновые песчаники; *7* — свита известняков карбона. Сбросы: *I* — Кросби; *II* — Доун Голлан; *III* — Инс-Бланделл; *IV* — Хилхаус; *V* — Крокетет; *VI* — Галсолл; *VII* — краевой сброс; *VIII* — Блэггейт; *IX* — Англолланд.

бассейна связываются с песчаниками пермо-триаса, намюра (свита жерновых песчаников) и известняками визейского возраста (свита каменноугольных известняков).

АНГЛО-ПАРИЖСКИЙ БАССЕЙН

Англо-Парижский нефтегазоносный бассейн большей своей частью расположен в пределах Франции и меньшей — в пределах южной Англии (Гэмп-

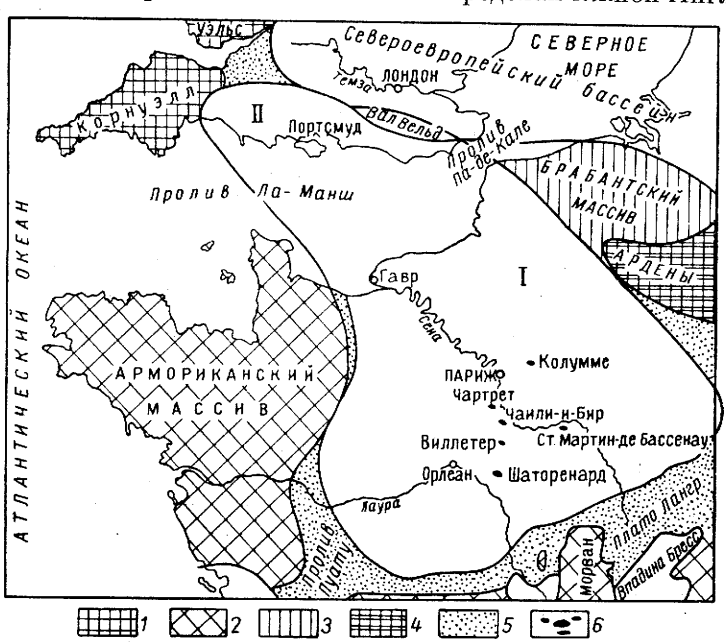


Рис. 9. Карта Англо-Парижского бассейна.

1 — низкогорная область Корнуэлла, Уэльса и Ардён, сложенная кристаллическими и нижнепалеозойскими породами; *2* — низкогорная область Арморикайского и Центрального массивов, сложенных кристаллическими и палеозойскими породами; *3* — Брабантский массив; *4* — среднегорная область, сложенная складчатым палеозоем (Ардены); *5* — полого-холмистая область выходов средней и нижней юры; *6* — нефтяные месторождения. *I* — Парижская нефтеносная область; *II* — Южно-Английская нефтеносная область.

ширский бассейн). Площадь Англо-Парижского бассейна, имеющего грушевидную форму, вытянутую в северо-западном направлении, равна приблизительно 200 тыс. $км^2$ (рис. 9).

Таблица 15

Схематический стратиграфический разрез Англо-Парижского нефтегазоносного бассейна

Система	Отдел	Ярус	Литологическое описание	Мощность, м
Палеогеновая	Олигоценовый	Аквитанский, хаттский, стампийский, саннуазский	Морские мергели и пески, озерные известняки	До 200
	Эоценовый	Людийский, ледийский, лютетский, ипрский	Морские мергели и пески, реже известняки и озерные известняки, песчаники, глины	
		Монтский	Мел	
Меловая	Верхний	Сенонский	Мел, глинистые и известковые мергели.	100—200
		Туронский	Мергели и песчаники.	
		Сеноманский	Глауконитовые песчаники, известняки	
	Нижний	Альбский	Глины, внизу песчаники.	100—150
		Аптский	Мергели, пески, глины	
		Барремский, готеривский, валанжинский	Пестроцветные пески, глины континентального происхождения	До 600
Юрская	Верхний (мальм)	Пурбекский	Песчано-глинистые континентальные отложения.	До 900
		Портландский	Глинистые известняки, мергели, известняки.	
		Кимериджский	Глинистые известняки, мергели, глины.	
		Лузитанский	Известняки и мергели.	
		Оксфордский	Глинистые известняки, мергели, глины.	
		Келловейский	Глины и глинистые известняки	
	Средний (доггер)	Батский, байосский	Зоогенные и оолитовые известняки, песчанистые известняки, мергели	300
	Нижний (лейас)	Аалентоарский	Глины, песчанистые мергели, известняки	100
		Домерский	Глины, мергели, известняки	170
		Лотарингский	Мергели и оолитовые известняки, в основании песчаники	100
		Хеттангский	Глины и оолитовые известняки	100
		Рэтский	Мергели, глины, песчаники	30—40
Пермотриас	—	—	Пестрые мергели — вверху, песчаники — внизу; континентальные образования	—
Фундамент	—	—	Граниты и метаморфические сланцы фундамента	—

Обрамление образовано большей частью невысокими возвышенностями, сложенными разновозрастными образованиями. С запада и юга бассейн ограничен низкогорными палеозойскими сооружениями Арморикан-ского и Центрального массивов, сложенных кристаллическими и метаморфическими породами. Пониженный участок между этими массивами — пролив Пуату — соединяет рассматриваемый бассейн с Аквитанским нефтегазоносным бассейном. Юго-восточная и восточная границы образованы древним кристаллическим массивом Морван и низкогорной цепью возвышенностей высотой до 600 *м*, сложенной на поверхности отложениями нижнего мезозоя. Это плато Лангр, Лотарингское плоскогорье, образующие западный склон Вогез, плато Аргонн.

С северо-востока бассейн ограничен верхнепалеозойскими горными сооружениями Арден и погребенным кембро-силурийским Брабантским массивом. На севере в пределах Англии ограничением служит цепь невысоких холмов, сложенных мезозоем (вал Вельд, холмы Мендип), и палеозойский массив Корнуэлл.

Фундамент бассейна имеет верхнепалеозойский возраст. Структурные элементы фундамента в восточной части бассейна унаследуют простирание Арден на ЗЮЗ, которое затем меняется на ЗСЗ, что соответствует простиранию складок Арморикан-ского и Корнуэльского массивов. Фундамент, максимальная глубина залегания которого порядка 3 *км*, покрыт осадочной толщей мезозоя и палеогена. По периферии бассейна выходят породы юры и нижнего мела, центральная часть покрыта верхнемеловыми и палеогеновыми осадками (табл. 15).

Осадочные слои смяты в пологие брахиантиклинальные и куполовидные складки, унаследующие простирание структур фундамента. Эти поднятия осложнены разрывами с незначительной амплитудой.

С точки зрения нефтегазоносности наибольший интерес представляют отложения средней юры, в составе которых имеются мощные глинисто-мергельные толщи, рассматриваемые как нефтематеринские, а также горизонты песчаников и трещиноватых известняков, являющиеся хорошими коллекторами.

С известняками связан ряд недавно открытых нефтяных месторождений.

В пределах Англо-Парижского бассейна выделяются две нефтегазоносные области: Парижская и Южно-Английская. В пределах Парижской нефтегазоносной области во Франции, расположены все промышленно нефтеносные месторождения бассейна, открытые в 1958—1959 гг. Эти месторождения антиклинального типа; залежи массивные в структурных выступах, с глубиной залегания, колеблющейся от 1000 до 2000 *м*. Месторождения находятся в пределах антиклинальных зон нефтегазонакопления.

Южно-Английская нефтегазоносная область занимает очень небольшую часть бассейна. Недавно открыто нефтяное месторождение (доггер) на берегу Киммериджского залива на юге Англии. Небольшие притоки нефти были получены в Дорсете (антиклиналь) с глубины 545 *м* из трещиноватых известняков доггера.

§ 7. ГРУППА ГРАБЕНОВЫХ БАССЕЙНОВ ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ

Эту группу образуют три сравнительно небольших бассейна: Лиманский, Рейнский и Тюрингский. Бассейны представляют узкие грабены, ограниченные глыбовыми горными выступами фундамента. Осадочное выполнение представлено отложениями верхнего палеозоя (Тюрингский бассейн), мезозоя и кайнозоя (Рейнский бассейн) и палеогена (Лиманский бассейн) (рис. 10).

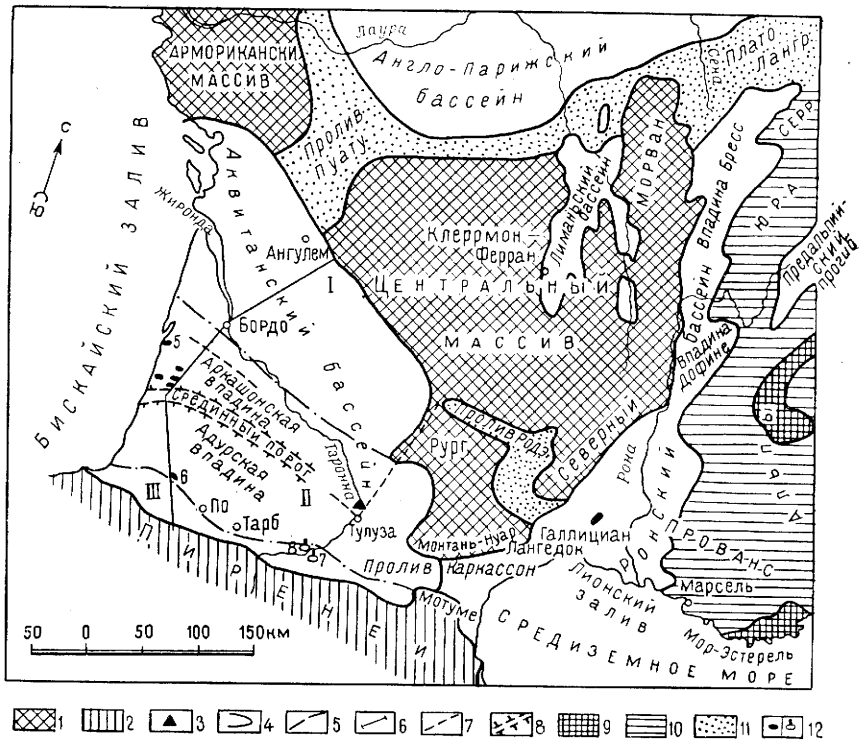


Рис. 10. Карта Лиманского, Ронского и Аквитанского бассейнов.

1 — низкогорные области Армориканского и Центрального массивов (кристаллические породы, докембрий, н. палеозой); *2* — высокогорные складчатые сооружения Пиренеев; *3* — неглубоко залегающие кристаллические породы; *4* — граница бассейна; *5* — граница нефтегазоносной области; *6* — линия геологического разреза; *7* — разлом; *8* — структурный порог; *9* — кристаллические породы в ядре Альпийской высокогорной складчатой системы; *10* — высокогорные складчатые зоны Альп и Юры; *11* — пологохолмистая область выходов средней и нижней юры; *12* — нефтяные и газовые месторождения. Аквитанский бассейн: *I* — северная возможно нефтегазоносная область; *II* — центральная нефтегазоносная область; нефтяные месторождения; *1* — Паранти, *2* — Люка, *3* — Мот, *4* — Люго, *5* — Казо; нефтегазовое: *6* — Лак; *III* — Припиренейская нефтегазоносная область; газовые месторождения: *7* — Сен-Марсе; *8* — Чарль.

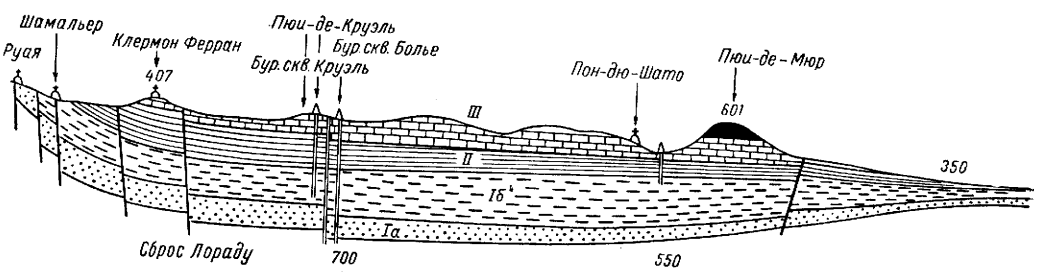


Рис. 11. Схематизированный профильный поперечный разрез через лиманский бассейн на широте Клермон-Феррана (по Ф. Глан, из Н. А. Кудрявцева, 1960 г.).

Стампийский ярус: *Ia* — аркозы; *Iб* — гипсоносные мергели; *II* — мергели с Cyprіs; *III* — озерные известняки.

ЛИМАНСКИЙ БАССЕЙН

Лиманский бассейн расположен в северной части Центрального массива Франции, представляет собой грабен и ограничен со всех сторон глыбовыми горами высотой порядка 1000—1500 *м*. На западе — это массив Мон-Дор, на юге — горы Мержерид, на востоке — горы Лионне и Шаролле и массив Морван. Горы сложены преимущественно кристаллическими породами. С севера бассейн ограничен зоной разломов. Лиманский бассейн, площадь которого составляет около 7 тыс. *км*^{2}, образован двумя крупными грабенами: западным — собственно Лиманским, занятым долиной р. Алье, и восточным — Форе или Луарский Лиман, занятым долиной р. Луара. Оба эти грабена, вытянутые в субмеридиональном направлении, разделены крупным горстовым поднятием, образующим горы Форе и Мадлен (рис. 11).

На кристаллические породы фундамента, характеризующегося блоковым строением, ложатся континентальные и морские отложения эоцена и в основном олигоцена суммарной мощностью до 2000 *м*. Грабены рассечены на ряд отдельных блоков. В краевых частях бассейна по основным сбросам, ограничивающим бассейн, третичные отложения приведены в контакт с кристаллическими породами. В пределах блоков осадочные слои залегают моноклинально с углами падения до 45° также в сторону осевой части грабена. Внутри бассейна среди олигоценовых отложений воздымаются отдельные небольшие гряды кристаллических пород.

В бассейне, хотя еще не открыты промышленные залежи нефти и газа, но известно большое количество разнообразных битумопроявлений, приуроченных в основном к песчаникам, известнякам и мергелям олигоцена. Залежи асфальта, пропитывающие песчаники, разрабатываются у г. Клермон-Феррана.

РЕЙНСКИЙ БАССЕЙН

Рейнский нефтегазоносный бассейн (или бассейн Рейнского грабена) расположен на территории Франции и ФРГ и имеет сравнительно небольшие размеры (рис. 12). Его ширина составляет 40—50 *км* при длине до 300 *км*. Бассейн приурочен к узкой внутриплатформенной впадине третичного возраста, вытянутой в субмеридиональном направлении и занятой в настоящее время долиной Рейна. Ограничение бассейна, имеющее отчетливое геоморфологическое выражение, образовано верхнепалеозойскими глыбовыми горными сооружениями. На западе расположены Вогезы (до 1400 *м*) и Пфальцские горы (до 700 *м*), на востоке — Шварцвальд (до 1500 *м*) и Оденвальд (600 *м*), на севере — Рейнские сланцевые горы (горы Таунус —до 800 *м*) и на юге — горы Эльзасской Юры (до 1000 *м*). Все эти горы, за исключением Эльзасской Юры, сложены кристаллическими и метаморфическими породами палеозоя, местами перекрытыми маломощными мезозойскими осадками. Эльзасская Юра с поверхности нацело сложена породами нижнего мезозоя.

Граница бассейна почти на всем своем протяжении образована разрывами, протягивающимися в субмеридиональном и субширотном направлениях, т. е. параллельно бортам бассейна. По ним фундамент ступенчатообразно погружается к центральным осевым частям грабена, несколько смещенным к его восточному борту. Наибольшее опускание фундамента наблюдается в районе Гейдельберга, где оно превосходит 5 *км* и в южной части грабена. Наряду с осевой ориентацией отдельных блоков фундамента наблюдается и субширотная. Это приводит к образованию структурных порогов.

Рейнский бассейн выполнен породами пермского, триасового, юрского и третичного возраста, залегающих на герцинском складчатом основании (табл. 16).

Дотретичные отложения территориально развиты в определенной последовательности: от более древних на севере до более молодых на юге, т. е. от пермских в районе Дармштадта до кимериджских у подножия Эльзасской Юры. Однако подобный характер замещения древних пород более молодыми выдерживается не на всей площади бассейна.

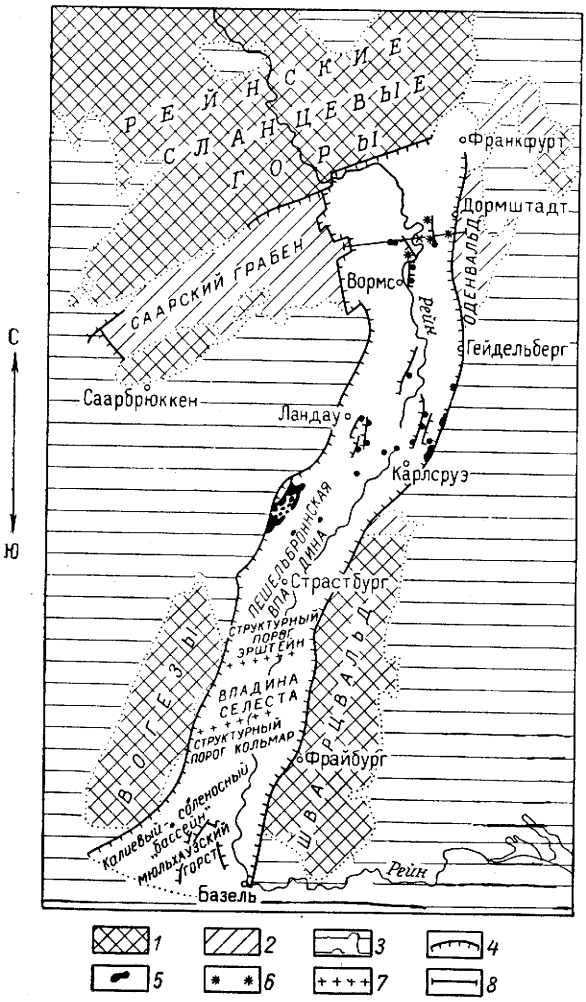


Рис. 12. Карта Рейнского бассейна.

1 — складчатый палеозой и кристаллические породы; *2* — низкогорная область, сложенная пермскими породами; *3* — низкогорная область, сложенная триасовыми и юрскими породами; *4* — разломы; *5* — месторождения нефти; *6* — месторождения газа; *7* — структурный порог; *8* — линия профиля.

Геологическое строение бассейна со снятым четвертичным покровом представляется в виде мозаики, составленной из отдельных блоков, чаще всего вытянутых параллельно продольной оси бассейна. Ряды горстов чередуются с грабенами. Их разделяют сбросы, плоскости которых наклонены или к востоку, или к западу (рис. 13). Отдельные блоки и глыбы иногда достигают крупных размеров и приобретают иногда форму выгнутых или перекошенных моноклиналей, сводов, полусводов и периклиналей. Известны крупные деформации слоев с большим радиусом изгибания, затрагивающие мезозойский покров фундамента, как, например, в районе Пешельбронна.

В районе Кольмар-Эрштейна, в области развития юрских отложений, перекрываемых третичными, последовательная смена напластования к югу нарушается поднятием слоев, при котором на поверхности обнажаются породы средней юры, окаймленные более молодыми образованиями. Эти приподнятые участки — структурные пороги Кольмар и Эрштейн, пересекающие грабен поперек и соответствующие блоковым поднятиям фундамента. Между этими структурными порогами намечается отчетливая зона современного прогибания — впадина Селеста. К северу от порога Эрштейн расположена Пешельброннская впадина, а к югу от порога Кольмар — так называемый «Калиевый соленосный бассейн». На самом юге выделяется еще одно крупное поднятие — Мюдузский горст.

В разрезе Рейнского бассейна известно несколько регионально нефтегазоносных толщ. Основным является олигоценовый комплекс, с которым связана нефтеносность во многих месторождениях. Нефтеносны также горизонты среднего и верхнего триаса, нижней, верхней и особенно средней юры (свита Большой оолит). Газоносны горизонты миоцена и плиоцена.

Зоны нефтегазонакопления связаны с крупными сбросами, развитыми в краевой и центральной частях бассейна. По этим сбросам происходит

Таблица 16

Схематический сводный стратиграфический разрез Рейнского нефтегазоносного бассейна

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Четвертичная	Голоцен — плейстоцен	—	Песок, гравий, щебень, глина	До 400	—
Неогеновая	Плиоцен	—	Пески, гравий, подчиненное значение глины	0—640	—
	Миоцен	Аквитанский	Пестрые глинистые мергели с прослоями песчаника, известняка, доломита. Битуминозные включения	200—1600	Газ
Палеогеновая	Олигоцен	Хаттский	Пестрые глинистые мергели, доломитизированные с прослоями песчаников и ангидритов	140—500	—
		Рупельский	Серый глинистый мергель с прослоями песчаников. В нижней части битуминозные рыбные сланцы	250—500	Нефть
		Саннуазский (пешельбронновые слои)	Пестрые аргиллиты и серые глинистые мергели с прослоями песчаников. В осевой части битуминозные аргиллиты	50—500	Нефть
	Эоцен	Верхний	Пресноводные известняки, зеленые и красные мергели, в центральной части — доломитизированные	До 800	Нефть
		Средний	Пресноводные известняки, битуминозные мергели	До 60	—
		Нижний	Пески, бобовые руды	До 70	—
	Палеоцен		Отсутствует		—
Юрская	Мальм (верхний)	Кимеридж	Известняково-мергелистая толща		—
		Оксфорд	Известняки, песчанистые мергели, глинистые мергели	До 200	—
	Доггер средний	Келловей	Серые аргиллиты, глинистые мергели	60	—

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Юрская	Доггер (средний)	Бат (верхний)	Глинистые мергели	20	—
Юрская	Доггер (средний)	Бат (нижний). Байос (верхний)	«Большой оолит» — оолитовые известняки, на севере — глинистые мергели и мергели	40—100	На юге нефть
		Нижний байос	Глинистые мергели, песчанистые известняки, мергелистые известняки, мергелистые песчаники	50	—
		Аален	Чередование аргиллитов и песчаников, залежи оолитовых железняков	200	—
	Лейас (нижний)	Тоар Шармут Синемюр Геттанг	Аргиллиты, мергели, мергелистые известняки. Серые аргиллиты и мергели. Темно-серые аргиллиты. Глинистые мергели, известняки, битуминозные мергельные сланцы	30—40 10—60 20—60 10—30	—
Триасовая	Кейпер	Верхний (рэт) Средний Нижний	Песчаники и аргиллиты. Пестрые доломитизированные мергели и аргиллиты, песчаники. Аргиллиты с прослоями песчаников	20 170—300 До 30	 Нефть »
	Раковинный известняк	Верхний Средний Нижний	Известняки, доломиты. Доломитизированные мергели, местами песчаники. Соль	230—190	—
	Пестрый песчаник		Красные аргиллиты и песчаники, конгломераты	10—500	—
Пермская	Цехштейн		Пестрые глины, доломиты, песчаники	Несколько метров	—
	Красный лежень		Красные и серые песчаники, аркозы, пески, вулканические породы	От 0 до 1000	—

тектоническое экранирование слабо дислоцированных коллекторских слоев, обычно падающих к осевой части грабена. Одна такая зона, с которой связано месторождение Пешельбронн, приурочена к сбросу, служащему западным ограничением бассейна. Другая зона связана с восточным тектоническим ограничением бассейна. С ней связаны месторождения Рот, Форс-Ваихер, Ваингартен и др. Несколько аналогичных зон нефтегазонакопления известно и в центральных частях бассейна. В пределах этих зон распространены главным образом месторождения отраженных поднятий с пластовыми тектонически экранированными залежами. В некоторых месторождениях (Штафельфельден и др.), где нефтеносны известняки Большого оолита (средняя юра), залежи в структурных выступах массивные. В третичных отложениях известны залежи пластовые, литологически и стратиграфически экранированные.

В южной части бассейна перспективы нефтегазоносности связываются с отложениями триаса и юры, где они имеют максимальное развитие. Третичные породы наибольший интерес представляют в северной части бассейна.

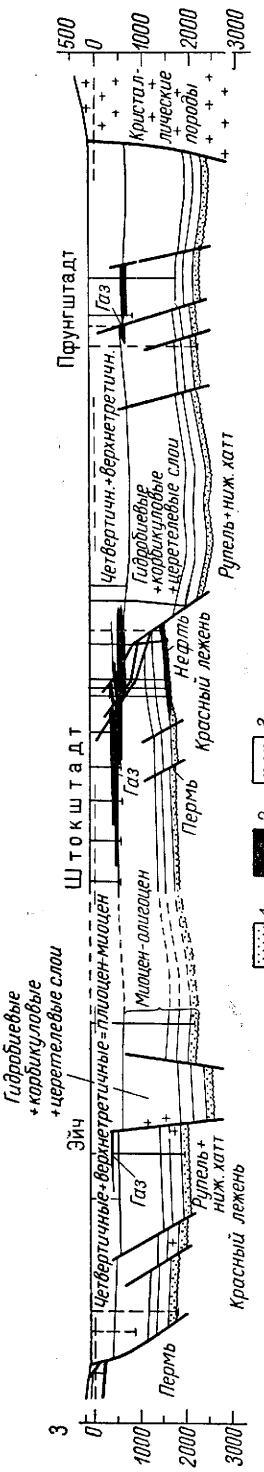


Рис. 13. Поперечный профильный разрез через северную часть Рейнского бассейна.
1 — пермь; *2* — нефтяные и газовые скопления *3* — трансгрессивные залегания.

ТЮРИНГСКИЙ БАССЕЙН

Тюрингский нефтегазоносный бассейн расположен на юго-западе Германской Демократической Республики (рис. 14). С севера бассейн ограничен горами Гарц (до 1000 *м*) и их восточным погребенным продолжением, с востока — отрогами Рудных гор, с юга — горной цепью — Тюрингский лес, высотой до 800 *м*. Западная граница бассейна, не имеющая отчетливого орографического выражения, проводится по полосе невысоких холмов, сложенных нижним триасом (плато Эйхвельд). В тектоническом отношении это ограничение представляет систему разломов, протягивающуюся от западного окончания Гарца на ЮЮЗ (табл. 17).

Верхнепалеозойский складчатый фундамент, обнажающийся в обрамляющих бассейн сооружениях, в пределах бассейна опущен на глубину порядка 1,5—2 *км* и характеризуется довольно расчлененным рельефом. Последний обусловлен наличием разломов, разбивающих фундамент на целую систему блоков, вытянутых в субгерцинском направлении, т. е. с СЗ на ЮВ. Наряду с этим преобладающим направлением в западной части бассейна развиты разломы субмеридионального простирания.

Фундамент перекрыт осадочной толщей верхней перми и триаса. В отдельных участках на триас ложатся довольно мощные образования плейстоцена и голоцена.

Осадочные слои отличаются сравнительно простым строением. Подвижки по разломам фундамента, имеющим древнее заложение, происходили и в

последующее время. Это обстоятельство привело к образованию отдельных крупных нарушений или к образованию грабенов. Эти дизъюнктивные дислокации группируются в очень узкие зоны, пересекающие весь бассейн с ЮВ на СЗ и делящие его на несколько параллельных друг другу полос.

На ЮЗ выделяется Эйхенберг-Готская зона нарушений. В центральной части протягивается Шлотаймер-Веймар-Леихтенбургская зона грабенов. На СВ бассейна выделяется зона нарушений Финне. Заключенные между

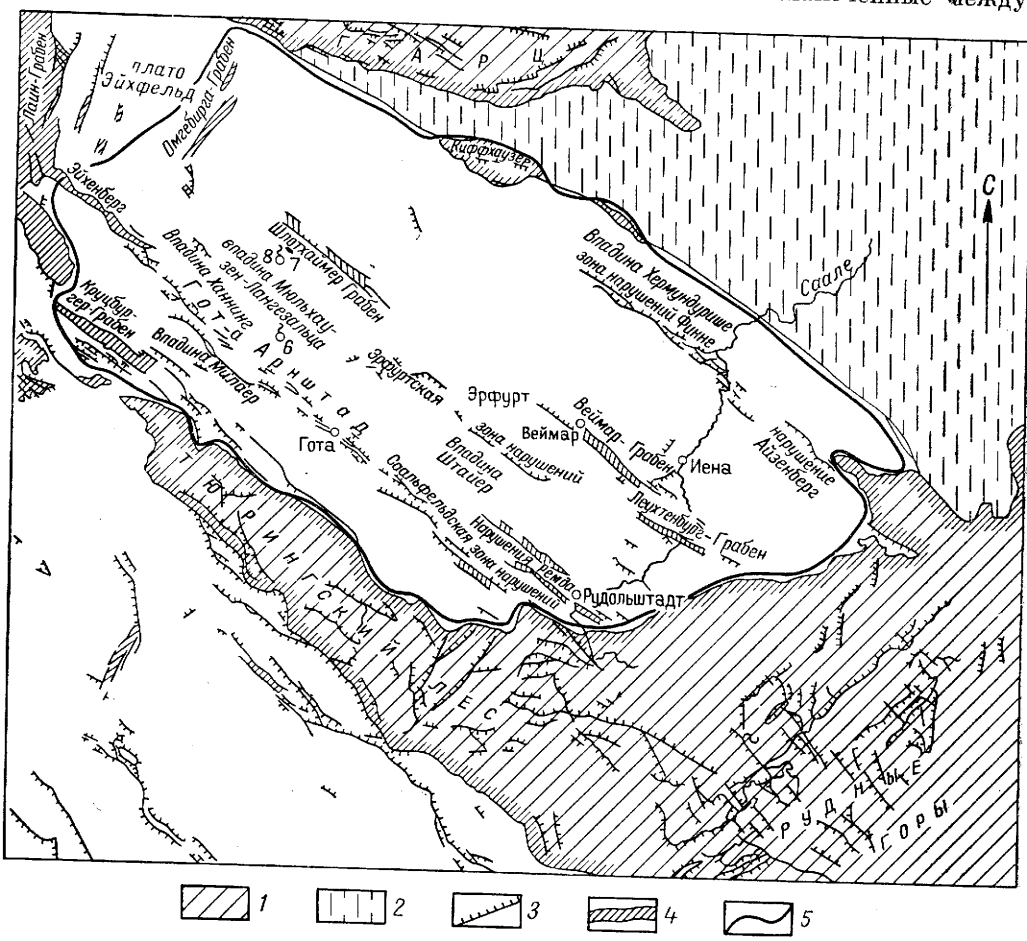


Рис. 14. Карта Тюрингского бассейна.

1 — среднегорная глыбовая область, сложенная складчатым палеозоем и кристаллическими породами; *2* — складчатый палеозой с маломощным осадочным чехлом перми и мезозоя; *3* — сбросы; *4* — грабены; *5* — граница бассейна; *6* — газовое месторождение Лангезальца; *7* — нефтяное месторождение Фолькенрода; *8* — газовое месторождение Форстенберг.

этими зонами нарушений полосы имеют в общем синклинальный характер. Особенно это относится к двум центральным полосам. В их пределах осадочные слои смяты в пологие антиклинальные складки второго порядка, осложненные нарушениями.

Глубокое бурение показало, что имеет место резкое несоответствие структурных планов по отложениям триаса, с одной стороны, и цехштейна, с другой.

В северо-западной части бассейна выделяется несколько грабенов (Омгебиргс-грабен, Лаине-грабен), секущие бассейн поперек с ЮЮЗ на ССВ и являющиеся его западным ограничением.

В Тюрингском нефтегазоносном бассейне известно несколько антиклинальных зон нефтегазонакопления, к которым приурочено два газовых

Таблица 17

Схематический стратиграфический разрез Тюрингского бассейна

Система	Отдел	Подотдел, серия	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Триасовая	Верхний	Средний	Пестрые мергели, песчаники, гипс	200	—
		Нижний	Глины, мергели, песчаники	50	
	Средний	Верхний	Мел, мелоподобные мергели	70—80	—
		Средний	Доломиты, ангидрит, гипс, соль	85—90	
		Нижний	Мел, доломиты, мергели	100	
	Нижний	Верхний (рет).	Глины, гипс, соль, ангидрит	150	Газ
		Средний.	Песчаники, глины	170	
		Нижний	Песчаники, глины	300	
Пермская	Верхний (цехштейн)	Аллер-серия.	Соль, ангидрит	25	Нефть—газ
		Лайн-серия.	Соль, ангидрит	100	
		Штасфурт-серия (глинистый доломит).	Соль, ангидрит, доломит	100	
		Верра-серия	Ангидрит, соль	260	
	Нижний (Красный лежень)		Песчаники, конгломераты	350	—

(Мюльхаузен и Лангезальц) и одно нефтяное (Фолькенрод) месторождения. Все эти месторождения, открытые между 1930 и 1935 гг., антиклинального типа. Основным нефтегазосодержащим горизонтом являются трещиноватые карбонатные породы цехштейна — Главный доломит. Газоносны и другие горизонты верхней перми. Залежи в структурных выступах массивные. На нефтяном месторождении Фолькенрода мощность продуктивных слоев колеблется от 34 до 64 *м* (свита фолькенрода).

Газопроявления известны также из песчаных горизонтов нижнего и среднего триаса. В составе газа преобладает азот (до 70%). Все известные месторождения Тюрингского бассейна отличаются малодебитностью и незначительными запасами нефти и газа.

§ 8. ГРУППА ПРЕДГОРНЫХ БАССЕЙНОВ АЛЬПИЙСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ

К этой группе бассейнов относятся крупные асимметричные впадины, прилегающие к горным сооружениям Пиреней, Альп, Карпат и Балкан и складывающиеся из молодых предгорных прогибов и примыкающих к ним краевых частей платформ. В эту же группу включен Северо-Черноморский бассейн, южный горный борт которого образован на востоке Крымским горным сооружением, а на западе Добруджинским сооружением. Нефтеносность этих бассейнов связана с мезозойскими и в большой степени кайнозойскими отложениями, выполняющими предгорные прогибы.

АКВИТАНСКИЙ БАССЕЙН

Аквитанский нефтегазоносный бассейн или бассейн Бордо, расположенный на юге Франции, связан с крупным, сложно построенным предгорным прогибом молодого кайнозойского возраста. Площадь бассейна превышает 100 000 *км*^{2}. С севера, северо-востока и востока бассейн ограничен сглаженными глыбовыми горами Арморикансного массива высотою до 300 *м*, Центрального массива высотою до 1400 *м* и южным продолжением последнего — массивом Монтань-Нуар высотою до 1100 *м*. Массивы сложены преимущественно кристаллическими и метаморфическими породами палеозойского и допалеозойского возраста (см. рис. 10).

Арморикансний массив отделяется от Центрального проливом Пуату, представляющим невысокое плато, сложенное известняками юры. Этот пролив отделяет Аквитанский бассейн от Англо-Парижского.

С юга бассейн обрамлен высокогорными цепями (до 3 *км*) Пиренейских гор, представляющими палеозойскую складчатую систему, переработанную последующими движениями вплоть до молодых кайнозойских. Пиренеи от-

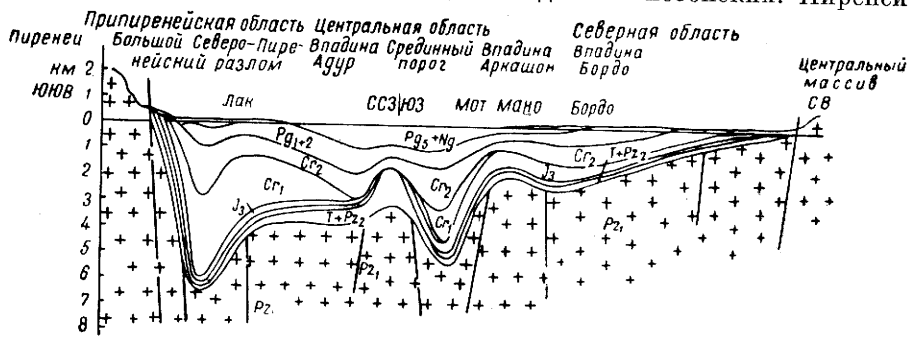


Рис. 15. Профильный разрез через Аквитанский бассейн.

деляются от массива Монтань-Нуар узким прогибом Каркассон, выполненным третичными осадками. На западе Аквитанский бассейн открывается в сторону Бискайского залива.

Аквитанский бассейн отличается отчетливой асимметрией своего внутреннего строения (рис. 15). Наиболее прогнутая часть бассейна значительно смещена к югу и располагается у предгорьев Пиренеев. Складчатый, осложненный соляной тектоникой, южный борт бассейна шириной не более нескольких десятков километров значительно отличается от платформенного пологого северного борта шириной 200—250 *км*.

Бассейн выполнен мощной осадочной толщей, начиная от карбона и вплоть до четвертичных образований. Осадочный чехол залегает на палеозойском фундаменте, интенсивно дислоцированном предверхнекарбоновыми движениями (табл. 18).

Отдельные крупные приподнятые структурные элементы центрального массива, каковыми являются Рург и Монтань-Нуар, ограничивающие бассейн с востока и имеющие субширотное простирание, вдаются в тело бассейна. По-видимому, их погребенные продолжения протягиваются через весь бассейн. Подтверждением этому может служить небольшой выступ фундамента, известный у Тулузы, и наличие приподнятой структурной зоны, протягивающейся от Тулузы на северо-запад и запад вплоть до побережья.

От северной и северо-восточной границ бассейна по направлению к его внутренним частям последовательно появляются мезозойские и более молодые отложения. Мезозойские и более древние отложения вновь появляются на дневную поверхность в узкой полосе на северных склонах Пиренеев. Большая средняя часть бассейна с поверхности закрыта неогеновыми и четвертичными осадками.

Таблица 18

Схематический сводный разрез Аквитанского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	—	—	Пески, глины	Десятки метров	—
Неогеновая	Плиоценовый	—	Пестроцветные пески, преимущественно континентальные	—	—
	Миоценовый	Гельветский.	Песчаники	600	Асфальт
		Бурдигальский.	Песчаники; на юге — конгломераты		
		Аквитанский	Песчаники, коралловые известняки, пресноводные известняки		
Палеогеновая	Олигоценовый	Хаттский.	Озерные известняки и мергели.	300	—
		Стампийский.	Мергели, известняки, песчаники, на востоке — пресноводные молассы.		
		Саннуазский	Известняки, мергели, карбонатные песчаники, озерные известняки и песчаники		
	Эоцен, верхний	Людийский, ледийский	Глины, мергели, известняки; на востоке — пресноводные молассы	—	—
	Эоцен, средний	Лютетский	Известняки, мергели, аргиллиты, глины, песчаники; в основании — конгломераты		Нефтепроявления
	Эоцен, нижний	Ипрский, танетский, монтский	Известняки, мергели и песчаники, на юге — флишевые фации, на востоке — конгломераты и мергели	До 1000	То же
Меловая	Верхний	Датский	Известняки	100—300	
		Сенон-туронский	Известняки, прослои мергелей, на юге — глины, песчаники, конгломераты, мергели	На юге до 3000	Газопроявления
		Сеноманский	Мергели, на юге флиш	—	Газ

Продолжение табл. 18

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Меловая	Нижний	Альбский	Мергели, мергелистые известняки, рифовые известняки	100	Нефть, газо- и нефтепроявления
		Аптский	На юго-западе — песчаники	2500	Нефть
		Неоком	Черные известняки, доломиты, прослои мергелей, ангидриты	150—300	Нефть, газ
		Вельд	Пестрые глины и песчаники	Несколько метров	
Юрская	Верхний (мальм)	—	Известняки, доломиты, прослои мергелей, на севере глины и глинистые известняки	До 1000	Нефть
	Средний (доггер)	Бат	Известняки, доломиты	150—300	Газ
		Байос	Известняки, мергели, доломиты		Нефтепроявления. Газ
	Нижний (лейас)	—	Известняки, доломиты, битуминозные глины, в основании брекчия	600	Газо-нефтепроявления
Триас	Верхний	—	Доломиты, глины, ангидриты, соль, пестрые мергели	800	Нефтепроявления
	Средний	—	Известняки		
	Нижний	—	Пестрые глины, доломиты, мергели, ангидриты, соль	600	—
Пермь	—	—	Пестрые песчаники, континентального происхождения	100—500	—
Карбон	Верхний	Стефанский	Угленосные отложения		—
Палеозой	—	—	Кристаллические и метаморфические породы фундамента		—

В составе осадочной толщи Аквитанского бассейна, суммарная мощность которой достигает нескольких километров, развиты как морские, так и континентально-лагунные отложения.

Породы верхнего карбона и перми, залегающие на складчатом фундаменте, представлены песчано-конгломератовыми и угленосными образованиями континентального происхождения, мощностью от 100 до 500 *м*, не представляющими интереса с точки зрения их нефтеносности.

Отложения триаса, содержащего все три отдела, в центральной части бассейна представлены глинами, ангидритами, солью, доломитами, мергелями. В южной части бассейна соль триаса участвует в образовании диапировых структур. С некоторыми из этих диапиров связаны выходы нефти и асфальта. Битуминозные глинисто-доломитовые породы триаса (особенно верхнего) могут рассматриваться как нефтематеринские. Юрские отложения, широко развитые в пределах бассейна, представлены преимущественно морскими карбонатными породами. В нижнем и среднем лейасе распространены известняки, доломиты, ангидриты, по северной периферии бассейна — песчаники. В верхнем лейасе большое распространение получают черные битуминозные карбонатные глины. Мощность лейаса составляет 600 *м*. Отложения лейаса вместе с триасовыми являются единым мощным нефтепроизводящим комплексом. В нижнем лейасе имеются вулканические туфы и доломиты. Из последних у Сен-Марсе получены притоки нефти. Средняя юра представлена известняками мощностью до 150 *м*.

На юге бассейна у Сен-Марсе доломиты содержат некоторое количество газа и нефти. Отложения верхней юры известны только в центральной и северной частях бассейна. Они представлены в основном известняками и доломитами, а на севере глинистыми известняками и глинами. Мощность верхнеюрских пород колеблется от 300 до 1800 *м*. Верхнеюрские известняки и доломиты, пористые и трещиноватые, содержат массивные залежи на месторождениях Паранти и Лак. Кроме того, эти же породы отличаются повышенной битуминозностью. В низах мела выделяется мощностью в несколько метров вельдская фация, представленная континентальными пестрыми песчаниками и глинами. Неоком сложен также толщами известняков и доломитов с прослоями ангидритов мощностью 300 *м*. Неоком нефтеносен или газоносен в ряде месторождений. Карбонатная верхнеюрская — неокомовая толща представляет единый литолого-стратиграфический сингенетично-нефтеносный комплекс, с которым связаны все известные в настоящее время залежи нефти и газа в центральной части бассейна. Апт и альб сложены глинами и частично известняками с прослоями песчаников на юге.

К югу от Аркашонского залива отложения апта и альба имеют мощность до 1000 *м*, породы апт-альбского возраста представляют самостоятельный литолого-стратиграфический сингенетично-нефтеносный комплекс.

В последнее время было открыто нефтяное месторождение Казо, в котором нефтеносными оказались два песчаных горизонта альба. Верхнемеловые отложения представлены переслаиванием темных глин, известковистых песчаников, глинистых известняков и брекчий, мощностью до 3 *км*, содержат отдельные мощные песчаниковые коллекторы. Из этих пород в южных частях бассейна получены небольшие притоки газа. В краевой части бассейна к востоку от Сен-Марсе верхний мел трансгрессивно ложится на более древние породы от нижнего мела до палеозоя. Базальные горизонты представлены брекчией и грубозернистыми песчаниками. Этот горизонт содержит крупные скопления у Сен-Марсе. На остальной части Аквитанского бассейна верхний мел сложен известняково-мергельными породами мощностью до 1000 *м*.

Отложения палеоцена представлены как морскими карбонатно-терригенными, так и лагунно-континентальными образованиями. Последние развиты к востоку от линии Паранти-Сен-Марсе. На юге распространены флишеподобные толщи. Максимальные мощности достигают 1000 *м*. В нижней части эоцена встречаются мощные пески и песчаники. Из них вблизи По было добыто небольшое количество легкой нефти.

Верхнепалеогеновые и неогеновые отложения представлены известняково-мергельными породами, а на большей площади бассейна глинисто-песчаными пресноводными молассами, не имеющими большого значения для нефтеносности.

По характеру геологического строения в пределах бассейна можно выделить несколько областей, имеющих субширотное простирание, две из которых располагаются на равнинном платформенном северном борту и одна соответствует интенсивно дислоцированному южному борту бассейна.

Северная область располагается между палеозойскими массивами и долиной р. Гаронна. Южная граница области несколько условна и проходит от западного выступа Рург в северо-западном направлении на Бордо. Предполагается, что на уровне фундамента ей соответствует приподнятый структурный элемент типа вала или флексуры, ограниченный разломами. Для этой области характерным является развитие на поверхности морских отложений прибрежного характера юры, мела и палеогена, смятых в несколько широких и пологих антиклиналей с более крутыми южными крыльями, и синклиналей, простирающихся почти параллельно друг другу с СЗ на ЮВ и сопровождающихся разрывами. Отдельные антиклинали образуют протяженные (до 100 *км*) антиклинальные зоны, выраженные в рельефе. Особенностью области является отсутствие пород нижнего мела.

К югу и юго-западу от долины Гаронны расположена следующая — Центральная область бассейна. Она занимает площадь развития неогеновых и четвертичных отложений.

Для Центральной области характерно развитие известняковых мергелистых образований мезозоя, имеющих очень изменчивые мощности. В структурном отношении Центральная область делится на две впадины крупным срединным порогом (или валом), протягивающимся от выступа Монтань-Нуар на запад с простиранием вначале до Рокфора с ЮВ на СЗ, а затем близким к широтному. В связи со срединным порогом наблюдается сокращение мощностей, выпадение отдельных подразделений мезозоя; в частности, отсутствует нижний мел. На всем протяжении наблюдается неглубокое залегание мезозоя под третичными отложениями вплоть до выхода на поверхность. С порогом связаны отдельные антиклинали, образующие не меньше двух параллельных друг другу антиклинальных зон.

К северу от срединного порога располагается Аркашонская, а к югу Адурская впадины.

На северном крыле Аркашонской впадины, приблизительно по линии, проходящей на юго-восток от залива Аркашон, прослеживается структурная ступень. Эта ступень выражается в резком погружении пород верхнего мела. Если к северу от этой линии верхний мел залегает на глубине нескольких сот метров, то южнее — на глубине 1650 *м*.

Для обеих впадин характерны большие мощности мезозойских отложений. Во впадинах известны хорошо выраженные, сравнительно пологие антиклинальные складки, протягивающиеся в общем параллельно южному или северному бортам. С некоторыми антиклиналями связаны месторождения нефти и газа. Отдельные структуры в Адурской впадине на глубине осложнены соляной тектоникой.

Южная Припиренейская область протягивается узкой полосой вдоль Пиренеев и охватывает площадь развития флишевых фаций верхнего мела и палеогена. В этой области известен целый ряд антиклиналей, в ядре которых обнажены меловые породы. На поверхности антиклинали имеют сравнительно простое асимметричное строение, осложненное сбросовыми нарушениями. Северные крылья более крутые, южные — пологие. Строение поднятий на глубине имеет более сложный характер, обусловлено соляным диапиризмом. В этой области расположены газовые месторождения Сен-Марсе и Чарл. Ширина области около 20 *км*, протяженность от Атлантического побережья до поднятия Мутуме —300 *км*.

В зависимости от геологического строения и распределения нефтеносности в Аквитанском нефтегазоносном бассейне выделяются несколько нефтеносных или возможно нефтегазоносных областей, совпадающих с выделенными выше геотектоническими областями.

1. Северная возможно нефтеносная область. Основные перспективы можно связывать с юрскими отложениями, принимающими участие в строении антиклинальных зон, с поверхности сложенных верхним мелом и палеогеном.

2. Центральная нефтегазоносная область. В ее пределах расположены все основные нефтяные и газовые месторождения бассейна. Месторождения расположены в Аркашонской впадине (Паранти, Мот, Люго, Люка, Казо) и в Адурской впадине (Лак) и связаны с нормальными антиклинальными складками, образующими антиклинальные зоны нефтегазонакопления. Основным нефте- или газосодержащим интервалом являются доломиты неокома и верхней юры (нефть — Паранти, Мот, Люго, Люка; газ — Лак). Кроме того, газ получен из известняков средней юры (Паранти), а нефть из трещиноватых глинистых известняков кампана (Лак) и песчаников альба (Казо). Почти все залежи в структурных выступах массивные.

3. Припиренейская нефтегазоносная область. В ее пределах можно выделить несколько антиклинальных зон нефтегазонакопления. С одной из них связано газовое месторождение Сен-Марсе, приуроченное к осложненной диапиризмом антиклинали, а с другой — месторождение Чарл.

В месторождении Сен-Марсе массивная газовая залежь в структурном выступе приурочена к известняковой брекчии, залегающей в основании верхнемелового флиша, и к доломитам средней юры, залегающим непосредственно под верхним мелом. Наибольшие притоки нефти и газа получены из известняков нижней юры и газа из песчаниковых прослоев верхнего мела.

РОНСКИЙ БАССЕЙН

Ронский нефтегазоносный бассейн расположен на юго-востоке Франции. Он вытянут в меридиональном направлении вдоль долины р. Рона и ее притока р. Сона. Северным ограничением бассейна служат невысокие холмы плато Лангр, сложенные юрскими отложениями, и выступы кристаллических пород массивов Серр и Вогезы. Эти элементы отделяют Ронский бассейн соответственно от Англо-Парижского и Рейнского бассейнов. С востока рассматриваемый бассейн ограничен глыбовыми горами (1000—1700 *м*) центрального массива: Морван, Шаролле, Лионне, Севенны, Монтань-Нуар, сложенных кристаллическими породами. На юго-западе бассейн обрамляется восточным окончанием Пиренеев и кристаллическим массивом Мотуме (горы Корбьер — 1200 *м*). Между Мотуме и Монтань-Нуаром расположен пролив Каркассон, который соединяет Ронский бассейн с Аквитанским. С востока граница бассейна образована складчатыми горными цепями Юры (до 1700 *м*) и западных (Французских) Альп (1600—4000 *м*), сложенных отложениями мезозойского возраста. На юге бассейн открывается в Лионский залив Средиземного моря. Бассейн образован на базе предгорного прогиба Альпийского складчатого сооружения. Спецификой строения Ронского бассейна является резкое сокращение платформенного борта, который по разлому сильно приподнят, за исключением самой крайней юго-западной части (Лангедок). Складчатый борт бассейна также сильно приподнят и большей частью входит в состав Приальпийских цепей восточного обрамления бассейна.

Таким образом, Ронскому бассейну, за исключением южных районов, соответствует только самая прогнутая часть предальпийского краевого прогиба (рис. 16).

Бассейн выполнен сравнительно мощными, преимущественно морскими толщами мезозоя и кайнозоя. В разрезе мезозоя и палеогена большую роль играют карбонатные породы. В интервале между верхним мелом и палеогеном (палеоцен) развиты пресноводные образования. Неогеновые отложения

образованы в нижней части (аквитанский, бурдигальский и гельветский ярусы) мощными морскими грубообломочными (пески, песчаники, конгломераты) молассами. Плиоцен представлен преимущественно озерными песками и мергелями.

Мезозойские породы обнажаются в основном на восточном борту бассейна, а также в его юго-западной (Лангедок) и юго-восточной (Прованс) частях. Центральные районы бассейна с поверхности перекрыты неогеновыми и четвертичными толщами.

Питание бассейна имеет односторонний характер с востока, где на значительной высоте располагается область создания напоров. Областью разгрузки служит центральная часть бассейна и Лионский залив.

В структурном отношении бассейн делится на три части. На севере расположена впадина Бресс; в центральной части — впадина Дофине и на юге Средиземноморский район (Лангедок и Прованс). Впадина Бресс отделяется от Дофине погребенным Лионским выступом кристаллических пород, простирающимся с ЮЗ на СВ. Впадина Дофине с юга также ограничена структурным порогом широтного простирания.

Осадочные толщи Ронского нефтегазоносного бассейна, за исключением неогеновых осадков, испытали более или менее интенсивную складчатость, ослабевающую в сторону платформенного борта и переходящую на востоке в передовые складки краевого прогиба. Слабо асимметричные антиклинали простираются параллельно складкам Западных Альп или параллельно краям Центрального массива. В районе Лангедока развиты пологие купола, разбитые сбросами.

В пределах бассейна известно большое количество нефте-, газо- и асфальтопроявлений, связанных с мезозойскими и палеогеновыми породами. Наибольший интерес представляют отложения триаса, юры и нижнего мела, суммарная мощность которых превышает 1500 *м*. В разрезе имеются битуминозные сланцы (лейас) и известняки, которые можно рассматривать как нефтематеринские; имеется также большое количество песчаных горизонтов и мощных трещиноватых известняков.

В районе Лангедока расположены два небольших месторождения: Габиан (1924 г.) и Галициан (1951 г.) (первое в настоящее время не разрабатывается). Месторождения антиклинального типа. Залежи массивные в структурном выступе. Нефтеносны доломиты триаса. На месторождении Галициан глубина залегания нефти 2000 *м*. Всего с начала эксплуатации добыто свыше 20 тыс. *т* нефти. Уд. вес ее 0,9042.

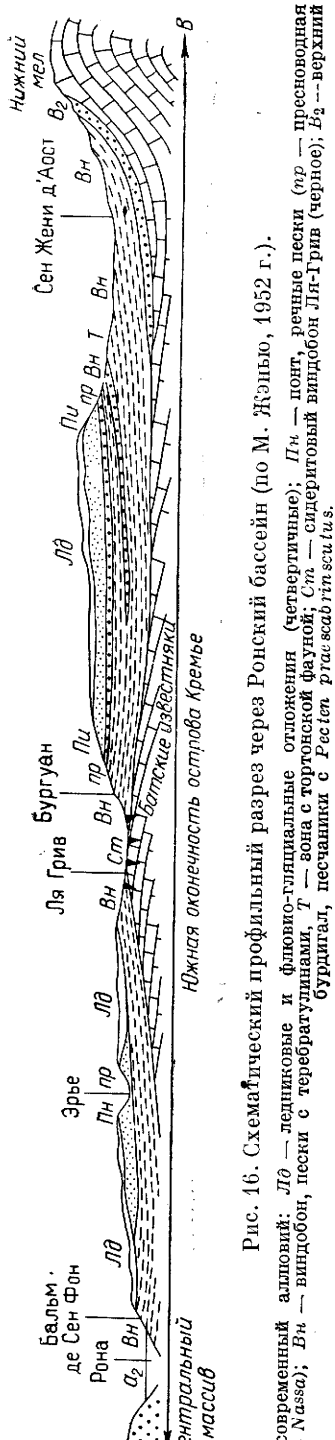


Рис. 16. Схематический профильный разрез через Ронский бассейн (по М. Жэнью, 1952 г.).

a_2 — современный аллювий: *ЛЮ* — ледниковые и флювио-гляциальные отложения (четвертичные); *Пи* — понт, речные пески (*пр* — пресноводная зона с *Nassa*); *Вн* — виндобон, пески с теребратулинами, *Т* — зона с тортонской фауной; *Ст* — сидеритовый виндобон Ля-Грив (черное); B_2 — верхний бурдигал, песчаники с *Pecten praescabrinsculus*.

СРЕДНЕЕВРОПЕЙСКИЙ БАССЕЙН

Среднеевропейский или молассовый нефтегазоносный бассейн расположен на территории Западной Австрии, южной части ФРГ и Швейцарии; небольшая его часть попадает в пределы Франции. Бассейн вытянут с ЗЮЗ на ВСВ более чем на 600 *км*, при максимальной ширине на меридиане горы Ампфинге порядка 120 *км*. Площадь бассейна равняется 36 тыс. $км^2$ (рис. 17).

Бассейн образован на базе предгорного прогиба Альп и характеризуется асимметричным строением. Южное обрамление бассейна образовано высокоприподнятыми (2—3 *км*) складчатыми сооружениями Центральных и Восточных Альп. Непосредственно границей бассейна служит главный альпийский надвиг.

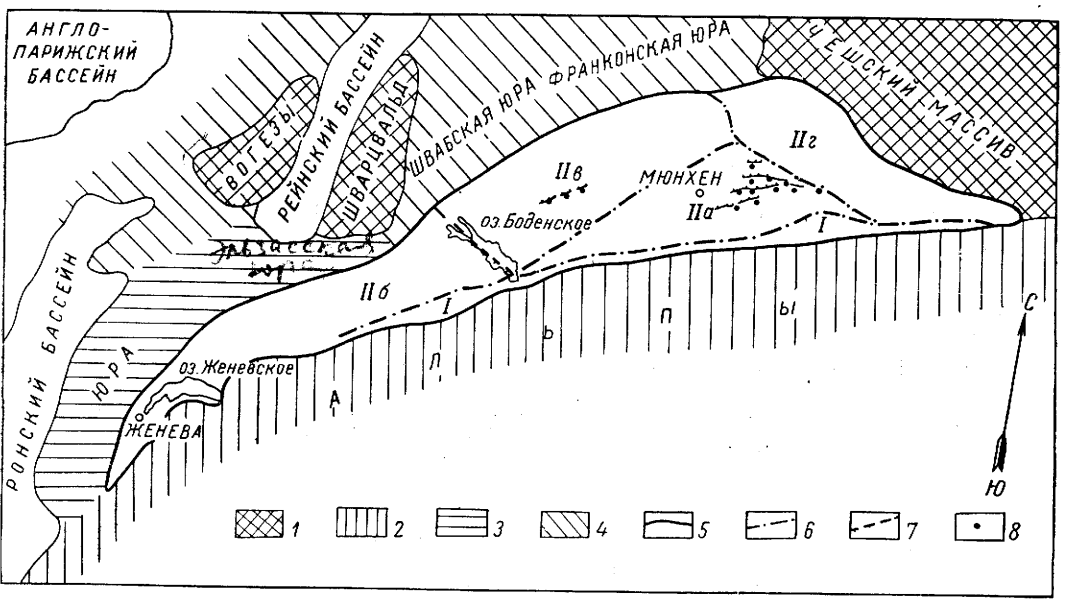


Рис. 17. Карта Среднеевропейского бассейна.

1 — среднегорная область развития кристаллических пород; *2* — высокогорные складчатые сооружения Альп; *3* — среднегорная область складчатых сооружений Юры; *4* — низкогорные области развития пологозалегающих юрских отложений; *5* — граница нефтегазоносного бассейна; *6* — граница нефтегазоносных областей; *7* — разломы; *8* — нефтяные и нефтегазовые месторождения и нефтегазоносные площади. Нефтегазоносные области. Складчатый борт: *I* — приальпийская область. Платформенный борт; *IIа* — внутримолассовая область; *IIб* — Швейцарская область; *IIв* — Западно-Баварская область; *IIг* — Баварско-Австрийская область.

С северо-запада бассейн ограничен складчатой системой юры и квестовыми грядами Швабской Юры и Франконской Юры, обрывы которых обращены на северо-запад. Эти горы, сложенные юрскими известняками и доломитами, поднимаются в среднем до 700—800—1000 *м*. К юго-юго-западу от Женевы Юрские горы смыкаются с Альпами, замыкая нефтегазоносный бассейн с запада.

Северо-восточным обрамлением бассейна служит Богемский (Чешский) массив. Несколько восточнее Амштеттена, где Богемский массив максимально приближен к Альпам, бассейн узкой горловиной сообщается с Предкарпатским прогибом.

Западная и центральная части бассейна орографически образованы Швейцарским (Миттельланд) и Швабско-Баварским плоскогорьями, поднимающимися до 500 *м* и даже 1000 *м* (на западе).

Фундамент бассейна образован гранитами, гнейсами и слюдистыми сланцами, обнажающимися в пределах Богемского массива и постепенно ступенчатообразно погружающимися к югу до глубины свыше 4—5 *км* в зоне альпийского фронтального надвига.

Таблица 19

Схематический сводный разрез Среднеевропейского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Четвертичная	—	—	Морена, гравеллиты, галечники, глины	Несколько десятков метров	—
Неогеновая	Плиоцен	—	Гравелиты, галечники, суглинки, пески	Несколько десятков метров	—
	Миоцен	Сармат	Тонкозернистые песчаники, глины, глинистые мергели, аргиллиты, угли	До 400	—
		Тортон	Глины с прослоями песчаников, угли	До 100	—
		Гельвет	Песчаники, мергели, песчанистые глины (шлир). В нижней части гравелиты и песчаники	—	—
		Бурдигал	Пески, песчаники, песчанистые глины, глины	До 1000	Газ
		Аквитан	Песчаники, мергели и глины. На востоке в основании — гравелиты	До 1000	Газопроявления
Палеогеновая	Олигоцен	Хатт	Пески, песчаники, глины	До 400	Газ
		Рупель	Глины, песчаники, мергели, глинистые известняки, базальные песчаники	200—300	Газ, нефть
		Латторф	Внизу базальные песчаники, вверху литотамниевые известняки с прослоями песчаников и глин	Несколько десятков метров	Нефть, газ
	Эоцен	Верхний (приабон)	Литотамниевые и дискоциклиновые известняки, глинистые известняки, песчаники, мергели	20—90	Нефть, газ

Продолжение табл. 19

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Меловая	Верхний	Сантон-коньяк, турон	Темно-серые глины, песчаники, глинистые известняки, мергели	До 100	—
		Сеноман	Глауконитовые песчаники		
Юрская	Мальм	—	Оолитовые известняки, доломиты, известняки, глауконитовые песчаники	450 (на СЗ)	Газопроявления
	Доггер	—	Глины, аргиллиты, песчаники	До 120	—
	Лейас	—	Песчаники, мергели, известняки	12	—
Триасовая	Кейпер (верхний)	—	Пестрые песчаники, сланцы, мергели, конгломераты (в основании)	150	—
Каменноугольная	Верхний	—	Песчаники, конгломераты, сланцы	—	—

В осадочном выполнении бассейна принимают участие отложения верхнего палеозоя, мезозоя и кайнозоя (табл. 19). Породы палеозойского (верхний карбон) и мезозойского возраста, трансгрессивно залегающие на фундаменте, на дневную поверхность (за исключением юры) не выходят, и об их присутствии можно судить только по данным глубокого бурения. Палеозойско-ме-

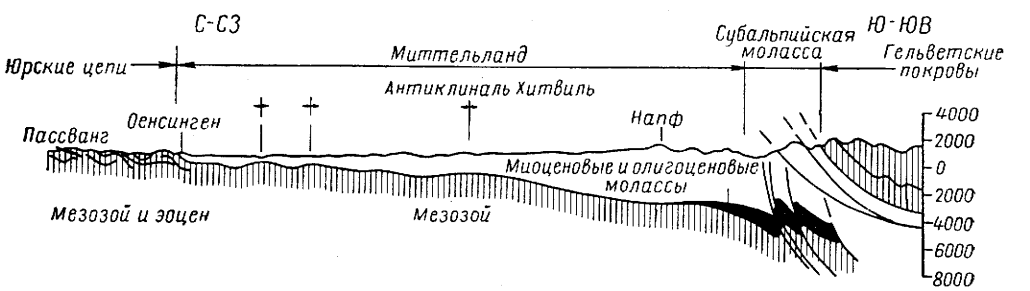


Рис. 18. Профильный разрез через западную часть Среднеевропейского бассейна.

зозойский осадочный комплекс, характеризующийся сокращенными мощностями стратиграфических подразделений, не имеет (за исключением, возможно, верхней юры) практического значения для нефтеносности. Вышележащая часть осадочного выполнения представлена толщей третичных морских и пресноводных моласс мощностью, колеблющейся от сотни метров на северном платформенном борту до 4000 м на юге, вблизи фронта Альпийского надвига.

В тектоническом отношении Среднеевропейский нефтегазоносный бассейн, отдельные участки которого изучены крайне неравномерно, отличается довольно сложным строением (рис. 18). Наиболее прогнутая часть его значительно смещена к югу и располагается у предгорьев Альп. Отчетливо различаются южный складчатый борт и северный платформенный борт бассейна.

Южный складчатый борт, получивший название субальпийской складчатой молассовой зоны, протягивается узкой (не более 20 *км*) полосой вдоль Альпийского горного сооружения.

Западные и восточные (восточнее оз. Химзее) его участки частично перекрыты надвинутыми флишевыми зонами Альп и устанавливаются менее отчетливо (рис. 19). Южная граница субальпийской молассовой зоны, как упомянуто выше, образована альпийским фронтальным надвигом. Северной границей также служит крупный всброс, по которому молассы надвинуты на север. Это нарушение в Австрии получило название линии Цермюллена.

На южном борту выделяется ряд синклиналеобразных чешуй, надвинутых на север и сложенных нижнетретичными молассами. Кроме того, в районе Имменштадта, к северу от оз. Маттзее (Австрия) на глубине порядка 2 *км* были впервые обнаружены крупные покровы, образованные палеогеновыми и меловыми породами. С отложениями южного борта связаны небольшие нефтегазопроявления и одно месторождение нефти — Тегернзее, не разрабатываемое в настоящее время.

На платформенном борту бассейна выделяется южная, наиболее прогнутая часть, получившая название «внутреннего молассового трога». Этот трог расположен главным образом в южной Баварии и лишь небольшой узкой полосой заходит в западную Австрию и, возможно, в Швейцарию. В пределах этого прогиба, частично уходящего под складчатый борт бассейна, развиты максимальные мощности третичных отложений, в которых присутствуют эоценовые и нижнеолигоценовые породы. Осадочный комплекс осложнен нарушениями, простирающимися параллельно фронту. Складчатые структурные формы играют подчиненную роль и большей частью сопровождают зоны нарушений.

В австрийской части бассейна установлено трансгрессивное залегание отложений аквитанского и бурдигальского ярусов на подстилающих слоях.

В пределах трога известен ряд нефтяных и газовых месторождений.

Внутренний молассовый трог отделяется на северо-востоке от основной части платформенного борта структурным порогом, получившим в ФРГ название Ландсгут-Нойотингской зоны поднятий (или нарушений), а в Австрии — зоны Бургхаузен-Геретсберг и находящейся на ее продолжении зоны поднятий Мюлайтен-Пухкирхен-Вегшайд и далее Бад-Халл.

В пределах этого структурного порога установлено повышенное залегание кристаллического фундамента, на котором местами сохранились верхнекаменноугольные аркозовые песчаники и углистые сланцы и континентальные образования триаса, перекрываемые или маломощным мезозоем, или третичными молассовыми толщами.

Основная часть платформенного борта подразделяется на северо-восточный (Баварско-Австрийский) участок, примыкающий к Богемскому массиву, северо-западный (Западно-Баварский), примыкающий к Швабско-Франконской Юре, и крайний западный (Швейцарский). Последний отделяется от остальной части северного борта грабенообразной зоной, протягивающейся с ЮВ на СЗ. С этой зоной связано Боденское озеро. Швейцарская часть бассейна изучена очень слабо.

Для Западно-Баварского участка платформенного борта бассейна характерно: широкое развитие карбонатных отложений верхней юры (450 *м*), а также кейпера, лейаса и доггера (порядка 300 *м*), отсутствие нижней части молассовых отложений (разрез начинается с верхнего олигоцена) и широкое развитие верхнего миоцена; широкое развитие пресноводных моласс. В структурном отношении участок характеризуется глыбовым строе-

нием и развитием очень пологих антиклинальных поднятий, рассеченных разрывами. Эти нарушения простираются преимущественно с ЮЗ на СВ. В пределах Западно-Баварского участка выявлена также протяженная зона

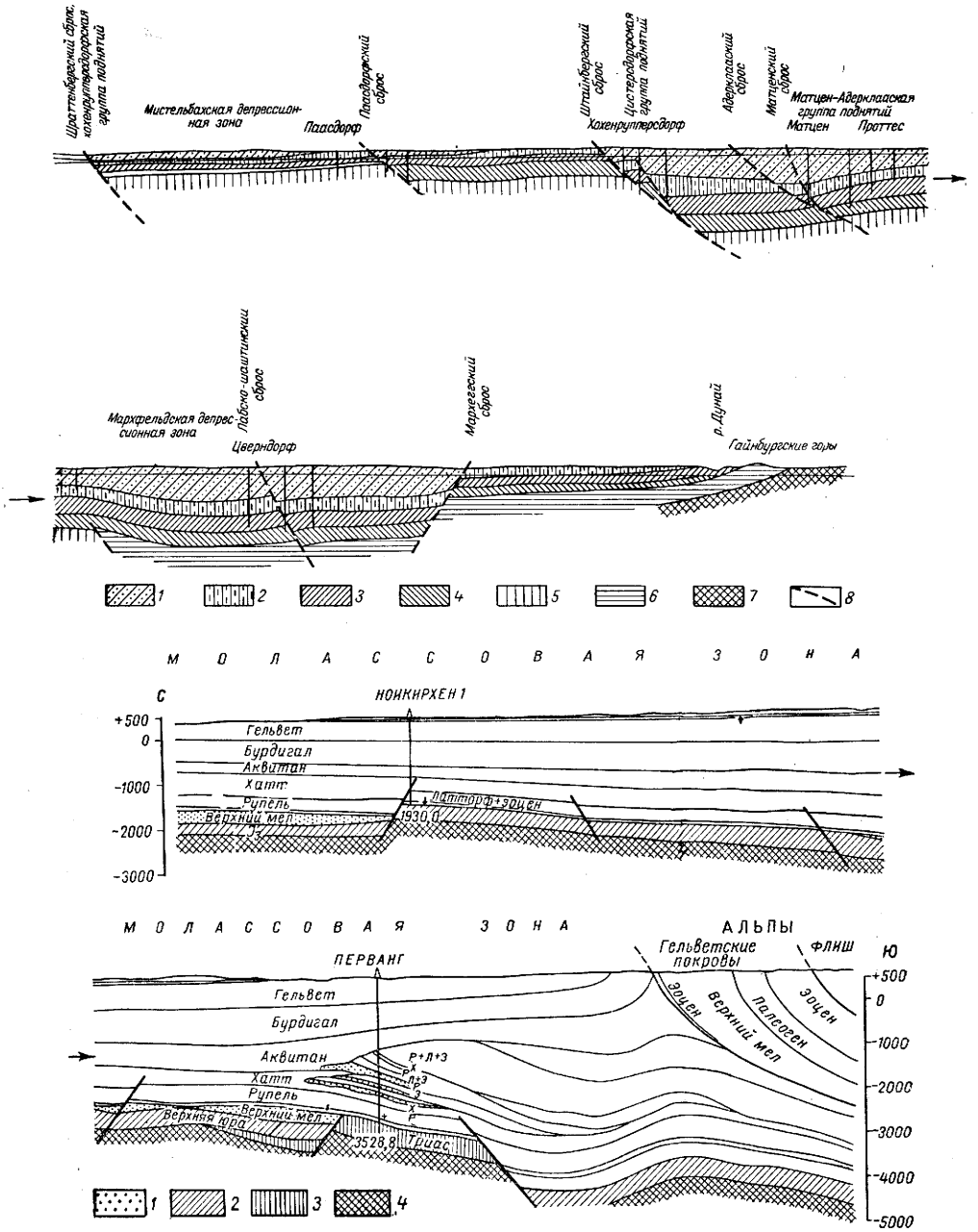


Рис. 19. Поперечные профильные разрезы через восточную часть Среднеевропейского бассейна.

Х — хатт; *Р* — рупель; *Л* — латторф; *Э* — эоцен; *1* — верхний мел; *2* — верхняя юра; *3* — триас; *4* — кристаллические породы богемского массива.

разломов, простирающаяся через Байтенхауз, Фронхофен, Гайсберен, Лаубен, Риден на Швабмюнхен. С этой зоной связано несколько нефтяных месторождений.

Баварско-Австрийский участок бассейна также характеризуется отчетливо выраженной глыбовой тектоникой, отражающей подвижки отдельных

блоков фундамента. Разрывы не проникают выше хаттских слоев. В отличие от предыдущего участка, граница с которым носит в какой-то степени условный характер, здесь развиты молассы верхнего эоцена и нижнего олигоцена, характерные для внутреннего молассового трога, выклинивающиеся в северном и западном направлениях. Западная часть участка в пределах Восточной Баварии, где широко развиты мальм-верхнемеловые отложения, получила название Браунаутского трога. Здесь еще развиты рупельские отложения, но остальная часть нижнетретичной толщи уже отсутствует.

В Среднеевропейском бассейне естественные нефтегазопроявления были известны давно, но промышленную добычу нефти начали осуществлять в самое последнее время. Месторождения нефти и газа сосредоточены в основном пока лишь в Баварии. В Австрии известно только одно небольшое месторождение (Пухкирхен).

По характеру строения и нефтегазоносности в Среднеевропейском нефтегазоносном бассейне выделяется несколько нефтегазоносных областей. Южный складчатый борт бассейна соответствует Приальпийской нефтегазоносной области. Далее выделяются Внутреннемолассовая, Баварско-Австрийская, Западно-Баварская и Швейцарская нефтегазоносные области, соответствующие вышеописанным одноименным тектоническим районам.

1. Приальпийская нефтегазоносная область. В пределах области известно большое количество нефте- и газопроявлений, выходов асфальта и тяжелой нефти. У Тегернзее, на южной границе области, с 1883 г. разрабатывалось небольшое месторождение нефти антиклинального типа. Всего было добыто около 4,5 тыс. *т* нефти из неглубоко залегающих третичных отложений. В 1958 г. была получена нефть у Мурнау. Нефтеносны рупельские песчаники (зона бауштейн) на глубине порядка 2 *км*.

2. Внутреннемолассовая нефтегазоносная область. В нее включается Внутримолассовый трог и ограничивающая его с северо-востока зона поднятий. Эта зона поднятий является крупной, пока в основном потенциальной антиклинальной зоной нефтегазонакопления. В ее пределах расположено небольшое нефтяное месторождение Пухкирхен антиклинального типа, связанное с погребенным выступом фундамента, ограниченного разрывами. Нефтеносны песчаники верхнего эоцена мощностью 1,8 *м*, образующие пластовую сводовую залежь на глубине 2540 *м*. Среднесуточная добыча около 12 *т*. Уд. вес нефти 0,8550. В пределах этой же зоны расположено газовое месторождение Гендорф. Газоносны песчаники бурдигальского яруса. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

В области известны также четыре параллельных друг другу зоны нефтегазонакопления, связанных с крупными разломами. Эти разломы запечатывают в общем моноклинально залегающие слои. Месторождения располагаются к югу от разломов, что свидетельствует об одностороннем питании. Эти зоны расположены между средними течениями рек Изар и Инн.

К самой южной зоне приурочены нефтегазовые месторождения Моосач (1958) и Альбахинг (1958). Нефтеносны песчаники верхнего эоцена и газоносны песчаные горизонты в литотамниевых известняках латторфа. Со следующей к северу зоной связаны газовые месторождения Хоенлинден, Шнаупинг, Одгессен (открыты в 1958 г.). Газоносны песчаные горизонты верхнего эоцена, песчаники ампфинг, литотамниевые известняки рупельского яруса. Еще севернее расположена зона, с которой связаны нефтегазовые месторождения Иссен (1954), Ампфинг (1954), Вантерн-Штейнкирхен (1958). Нефтеносны латторфские базальные песчаники (свита ампфинг) и газоносны литотамниевые слои латторфского яруса, песчаные горизонты основания рупельского яруса (слои бауштейн), песчаники хатта. К самой северной зоне приурочено газовое месторождение Дорфен, где газоносны песчаники в основании рупеля. Во всех месторождениях залежи пластовые сводовые или пластовые, тектонически экранированные. На месторождении Ампфинг мощность коллекторского горизонта равняется 10 *м*. Глубина залежи 1800 *м*. Уд. вес

нефти 0,93. Добыча внутреннемолассовой области в 1959 г. составила 113,7 тыс. *т* нефти.

3. Баварско-Австрийская возможно нефтегазоносная область. Несмотря на то что в разрезе моласс известны проявления газа и нефти, месторождений пока не обнаружено.

4. Западно-Баварская нефтегазоносная область. В ее пределах известна одна зона нефтегазонакопления, связанная с крупным разломом. К этой зоне приурочено три нефтяных месторождения: Гаимертинген (1954), Лаубен (1958) и Мончсрот (1958), расположенные к югу от плоскости нарушения.

Залежи пластовые, тектонически экранированные. Основной нефтеносный горизонт — песчаники Бауштейнской зоны (хаттский ярус). На месторождении Гаимертинген пористость песчаника 16,8%, проницаемость 46 *мд*. Уд. вес нефти 0,840.

5. Швейцарская возможно нефтегазоносная область (очень небольшая часть ее — Савойская впадина — попадает во Францию). В ее пределах пока промышленных месторождений не обнаружено.[1] Однако по аналогии со смежной областью можно встретить зоны нефтегазонакопления, связанные с разломами. Наряду с третичными отложениями, мощность которых меньше, чем в более восточных районах, определенный интерес представляют смятые в складки карбонатные толщи юры и триаса. С ними известно значительное количество нефтегазопроявлений как в естественных обнажениях, так и в глубоких скважинах.

СЕВЕРО-ПРЕДКАРПАТСКИЙ БАССЕЙН

Северо-Предкарпатский нефтегазоносный бассейн расположен в предкарпатских областях Чехословакии, Польши и Украины. Бассейн относится к типу молодых предгорных бассейнов с платформенным склоном, частично обнаженным на поверхности. В своей широтной части бассейн представлен только платформенным склоном краевого прогиба Западных Карпат (рис. 20). В западной моравской части он сложен гельветскими и тортонскими отложениями[2], а восточнее в малопольской части — сарматскими и тортонскими отложениями, мощность которых на западе не превышает 300 *м*, а на востоке в районе южнее г. Любачева достигает до 3000 *м*. Складчатый борт прогиба в моравской части скрыт под Жданицко-Подсилезским покровом. Амплитуда последнего, по данным бурения скважин, составляет на востоке не менее 5—6 *км*, причем под надвигом находятся гельветские отложения; но западнее перед Бескидами амплитуда достигает 16 *км* и под надвигом оказываются и нижнетортонские отложения.

В малопольской части на нижнетортонские отложения прогиба надвинут на западе (восточнее р. Моравы) Силезский покров с амплитудой надвигания в районе Цешина около 10 *км*, а восточнее г. Бжеско-Скольский или Скибовый покров, который появляется перед Силезским покровом.

Миоценовые отложения краевого прогиба залегают на сильно размытой поверхности докембрийских, палеозойских и мезозойских отложений эпигерцинской платформы. Выходы этих пород на поверхность в пределах Чешского массива, Силезского бассейна, Краковского поднятия и Свентокшишских гор образуют западную и северную границы бассейна. От Чешского массива бассейн отделен сбросом, который протягивается от сел. Зноймa до Острaвы.

В погребенном рельефе фундамента бассейна выделяются два почти взаимно перпендикулярных орографических направления: одно параллельно

---

[1] В 1963 г. в кантоне Во с глубины 2300 *м* из нижнеюрских песчаников получен приток легкой нефти. *Ред. И. В.*

[2] Вышележащая немая толща пестроцветных пород мощностью около 200 *м*, возможно, представляет плиоцен.

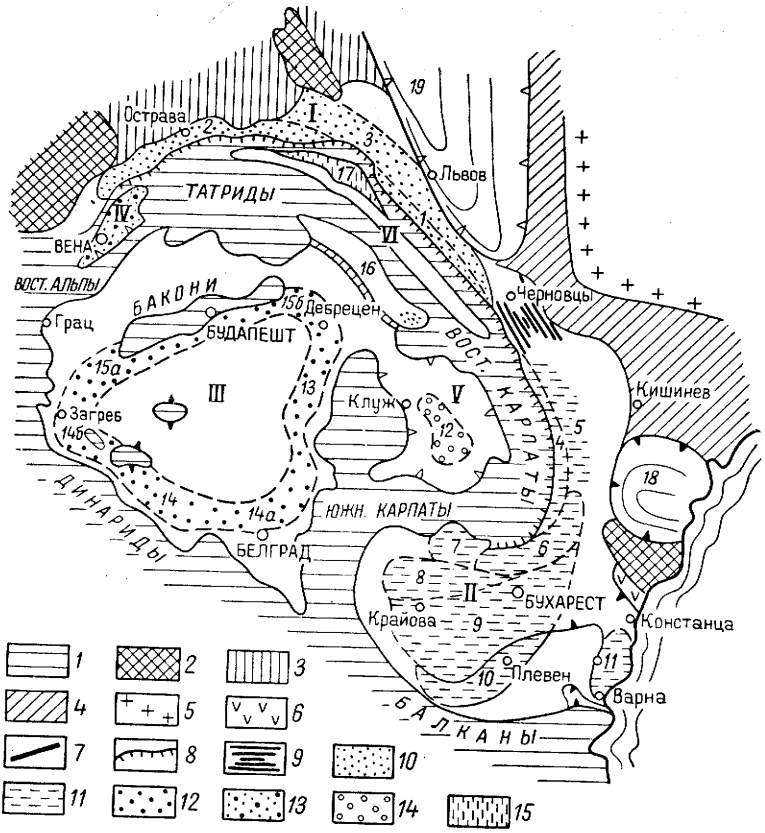


Рис. 20. Нефтегазоносные бассейны Карпатско-Балканской складчатой области.

Обрамление бассейнов

Горно-складчатое: *1* — альпийская складчатая система и выступы фундамента срединного массива (Карпаты, Динариды, Балканы, Татриды, Бакони, Апусени, Мечек, Папука и др.); *2* — выступы и поднятия эпигерцинской платформы (Чешский массив, Свентокшшсские и Добруджинские горы).

Равнинно-платформенное: *3* — склон эпигерцинской платформы; *4* — склон докембрийской платформы; *5* — украинский кристаллический массив; *6* — выступ нижнепалеозойского фундамента Мизийской плиты (Южно-Добруджинское поднятие); *7* — пограничные (межбассейновые) разломы; *8* — граничные надвиги; *9* — межбассейновые поднятия (Буковинское поперечное поднятие).

Нефтегазоносные области: *10* — Северо-Предкарпатского бассейна; *11* — Предкарпатско-Балканского бассейна; *12* — Паннонского бассейна; *13* — Венского бассейна; *14* — Трансильванского бассейна; *15* — Центрально-Карпатского бассейна.

Нефтегазоносные бассейны (цифры на карте): *I* — Северо-Предкарпатский; *II* — Предкарпатско-Балканский; *III* — Паннонский; *IV* — Венский; *V* — Трансильванский; *VI* — Центрально-Карпатский.

Нефтегазоносные области (цифры на карте): *1* — Бориславско-Покутская (внутренняя); *2* — Моравская (срединная); *3* — Внешняя; *4* — Бухушская; *5* — Сиретская; *6* — Плоештинско-Фокшанская; *7* — Северо-Питештинская и Питештинская; *8* — Центральной Олтении; *9* — Южная; *10* — Плевенская; *11* — Варненская; *12* — Центрально-Трансильванская; *13* — Предапусеньская; *14* — Преддинарийская; (*14а* — Северо-Белградский нефтеносный район, *14б* — Загребский нефтеносный район); *15* — Баконьская (*15а* — Надьканижский нефтегазоносный район, *15б* — Бюкксекский нефтеносный район); *16* — Закарпатская нефтеносная область; *17* — Кросненская нефтеносная область; *18* — Преддобруджинская впадина (Северо-Черноморский бассейн); *19* — Львовская впадина (Северо-Европейский бассейн).

Распределение нефтегазоносности

Бассейны	I			II								V	III				VI
Области	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Неоген		▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲			▲	▲	▲	▲		
Палеоген	▲			▲		▲	▲								▲	▲	▲
Мел	▲		▲						▲	▲	▲				▲		▲
Юра			▲						▲								
Триас			▲							▲					▲		

простиранию Западных Карпат, второе перпендикулярно ему, соответствующее направлению герцинской складчатости. Пересечениям погребенных хребтов фундамента соответствуют брахиантиклинали в неогеновых отложениях бассейна.

Погребенные поднятия, как правило, нарушены разрывами. Одно из крупных погребенных поднятий карпатского направления прослеживается от долины р. Брно и Вишковы до Малиника у сел. Границе (Менин, Дражовицы, Моштеницы и т. д.), ограниченное с северо-запада сбросом, с северо-западным наклоном сбрасывателя. Погребенное поднятие отделяет гельветский осадочный бассейн краевого прогиба от севернее расположенного тортонского. В малопольской части прогиба выделяются поднятия в районе г. Мелеца и восточнее между гг. Пшеворском и Ярославом, отражающие выступы юрского фундамента.

В украинской части бассейн представлен обоими склонами (рис. 21). Горно-складчатый борт его образован изоклинальными складками, сложенными нижнемиоценовыми отложениями, залегающими на палеогеновых и верхнемеловых отложениях и в своей внутренней краевой части перекрыт крупным береговым надвигом; платформенный склон сложен верхнемиоценовыми отложениями, подстилаемыми верхнемеловыми и юрскими. Последние залегают на дислоцированных силурийских отложениях. Горно-складчатый борт бассейна в свою очередь также надвинут на его платформенный склон.

Внешняя граница бассейна проходит здесь по крупному разлому, отделяющему краевой прогиб от Львовской палеозойской впадины и Русской платформы. Перед Буковинским поперечным поднятием Восточных Карпат складчатый борт бассейна выклинивается и скрывается под Береговым надвигом. Здесь проходит и поперечный подъем фундамента

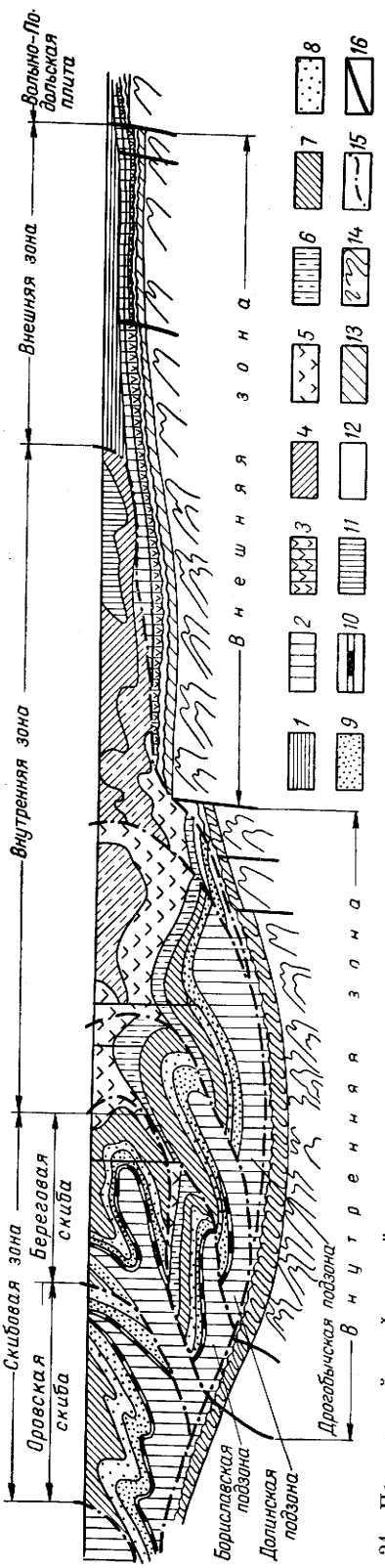


Рис. 21. Поперечный профильный разрез через Северо-Предкарпатский бассейн в районе нефтяного месторождения Долина (по Г. Н. Доленко, 1962).

1 — нижний сармат; *2* — верхний тортон; *3* — нижний тортон; *4* — стебникская серия (гельвет); *5* — воротыщенская серия (бурдигал + аквитан); *6* — поляницкая свита (аквитан); *7* — менилитовая серия (олигоцен); *8* — попельская и быстрицкая свиты (верхний эоцен); *9* — выгодская и манявская свиты (нижний эоцен); *10* — ямненская свита (палеоцен); *11* — стрыйская серия (верхний мел); *12* — верхний мел платформенного склона; *13* — юра; *14* — палеозой; *15* — надвиги; *16* — разрывы.

платформенного склона бассейна, отделяющий его от прилегающего с юга Предкарпатско-Балканского нефтегазоносного бассейна.

Нефтегазоносность Северо-Предкарпатского бассейна связана с отложениями юрского, мелового, палеогенового и миоценового возрастов [1]. Юрские отложения нефтеносны на платформенном склоне бассейна, где они представлены верхним и средним отделами. Средний отдел сложен преимущественно песчаниками и алевролитами внизу и известняками вверху.

Верхнеюрские отложения представлены внизу пестроцветной толщей алевролитов, песчаников, глин и доломитов и известняков (на юго-востоке), в средней части преимущественно известняками и мергелями, реже песчаниками и наверху (титон) — алевролитами и глинами, которые в кровле сменяются известняками с прослоями глин. Максимальная мощность вскрытой части разреза юрских отложений составляет около 850 *м*.

Меловые отложения представлены только верхним отделом. В платформенной части выделяются сеноманские отложения, сложенные песками, песчаниками и с известняками в кровле, мощностью около 100 *м*, туронские известняки мощностью также около 100 *м* и сенонские песчаниково-мергельные отложения мощностью до 700 *м*. Эти же отложения представлены на складчатом борту бассейна терригенной флишоидной толщей мощностью свыше 1000 *м* (стрыйская серия).

В разрезе палеогеновых отложений выделяются палеоценовые, эоценовые и олигоценовые отложения. Палеоценовые отложения сложены толщей массивных песчаников (ямненская свита) мощностью до 150 *м*. Эоценовый отдел сложен внизу манявским терригенным флишоидом мощностью до 200 *м*, в средней части — известняками на северо-западе или массивными песчаниками на юго-востоке (пасечнянские известняки, выгодские песчаники) мощностью до 300 *м*, и в верхней части терригенной флишоидной толщей (быстрицкая свита) мощностью около 300 *м*. В северо-западной части складчатого борта бассейна эоцен весь представлен флишоидной толщей.

Олигоценовые отложения представлены менилитовой серией, сложенной частым чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Аргиллиты темно-серые, до черных, битуминозные, иногда сильно окремнелые (менилитовые). Внизу серии среди песчаников выделяются мощные кливские нефтеносные песчаники. Мощность менилитовой серии доходит до 1000 *м*. В предгорьях Западных Карпат олигоценовые отложения сложены внизу преимущественно обломочными породами, а вверху глинистыми типа менилитовой серии.

Миоценовые отложения начинаются на складчатом борту с аквитанского яруса, на платформенном борту с тортонского, возможно, маломощных слоев гельветского возраста.

Аквитанские отложения (поляницкая и нижневоротыщенская свиты) сложены внизу песчаниками, аргиллитами и конгломератами с гипсовыми прослойками, а вверху — соляно-глинистой брекчией, пластами гипсов и ангидритов, иногда каменной соли (Долина, Нагуевичи). Мощность аквитанских отложений доходит до 1500 *м*.

Бурдигальские отложения состоят из характерной толщи конгломератов (слободские) и песчаников вверху (добротовские) мощностью около 1000 *м*, представляющей типичный пример предгорной молассы. В таком составе бурдигальские отложения развиты и в Предзападно-Карпатском прогибе.

Гельветские отложения мощностью свыше 3500 *м* представлены чередованием песчаников, глин, реже гравелитов, пестроцветных внизу (стебникская свита) и сероцветных вверху (баличская свита).

Тортонские отложения наиболее полно представлены на платформенном борту бассейна. Здесь в его разрезе выделяются три свиты: нижняя (барановские слои), сложенная глинисто-известковистой и мергельной толщей мощ-

[1] Разрез дается преимущественно применительно к украинской части бассейна, где сосредоточена большая часть нефтяных и газовых месторождений бассейна.

ностью около 50 *м*, средняя, представленная гипсо-ангидритовыми осадками (мощностью до 40 *м*) и верхняя (косовская), преимущественно глинистая, мощностью до 900 *м*.

Сарматские отложения залегают несогласно на тортонских и начинаются местами с толщи конгломератов (пистынских или храплицких), выше которых залегает мощная толща (до 3000 *м*) преимущественно глинистых пород, обычно известковистых, иногда с прослойками туфа, имеющих раннесарматский возраст.

Нефтяные и газовые месторождения в Северо-Предкарпатском бассейне концентрируются в трех структурно различных областях: внутренней, соответствующей Бориславско-Покутской структурной зоне предгорного прогиба и известной только в пределах украинской части бассейна, срединной, соответствующей средней части предгорного прогиба, и внешней, расположенной на платформенном борту бассейна.

В Бориславско-Покутской области месторождения нефти приурочены к линейным, сильно нарушенным взбросами и поперечными разрывами и наклоненным на восток антиклинальным формам, в значительной части перекрытым Береговым надвигом. Нефтесодержащими являются верхнемеловые (месторождение слобода Рунгурская), палеоценовые (Бориславское), эоценовые (Бориславское, Майданское, Битковские и др.), олигоценовые (Бориславское, Долинское, Рыпненское и др.) и аквитанские отложения (Долинское, Бориславское).

Срединная область, или Моравская является продуктивной в моравской части бассейна. Нефтяные залежи здесь заключены в гельветских отложениях в брахиантиклинальных складках, относительно слабо осложненных (месторождения Менинское, Жатчанское, Клокочевское).

Платформенная нефтегазоносная область протягивается через весь платформенный борт бассейна. Продуктивными являются триасовые, юрские, верхнемеловые, тортонские и сарматские отложения. В украинской части области четко выделяется чисто газоносная Дашавско-Косовская зона и прилегающая к ней с северо-востока газонефтеносная зона. В газоносной зоне продуктивными являются верхнемеловые, тортонские и нижнесарматские отложения (месторождения Ходновичи, Опары, Угерско и др.). В газонефтеносной зоне нефть заключена в юрских отложениях (месторождения Судовая Вишня, Кохановка), газ в нижнесарматских (месторождения Свидница, Судовая Вишня). Газонефтеносная зона прослеживается западнее в пределах моравской и малопольской части бассейна. Здесь нефть находится в триасовых и юрских отложениях, газ в тортонских и нижнесарматских отложениях (месторождения Горни-Жуков, Бохня, Мелец, Любачев, Ярослав и др.).

Перспективы дальнейшего развития Северо-Предкарпатского бассейна связаны прежде всего с дальнейшими поисками нефти и газа в мезозойских отложениях.

ПРЕДКАРПАТСКО-БАЛКАНСКИЙ БАССЕЙН

Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн расположен на территории южной и восточной частей Румынии, северной Болгарии и части Молдавской ССР. По добыче нефти он является ведущим в западной Европе.

В региональном плане бассейн представляет крупную впадину, расположенную между докембрийской Русской платформой на северо-востоке и горными сооружениями Восточных и Южных Карпат и Балкан на западе и юге. По характеру обрамления он относится к типу предгорных с платформенным бортом, выведенным на поверхность. В тектоническом отношении он имеет неоднородное строение. Его южная часть имеет нижнепалеозойский фундамент, северо-восточная часть — докембрийский фундамент.

Бассейн состоит из следующих основных структурных элементов: краевого прогиба Восточных Карпат, моноклинального склона, прилегающей к Восточным Карпатам части Русской платформы, межгорного Карпатско-

Балканского прогиба и Северо-Болгарского поднятия. На севере меридиональной части Румынских Карпат бассейн представлен краевым прогибом, имеющим такое же строение, как и в Северо-Предкарпатском прогибе (от которого он отделен поперечным Буковинским поднятием), но платформенный склон которого постепенно поднимается по юго-западному склону Украинского кристаллического массива.

На юге меридионального участка прогиба и в широтной части Восточных Карпат на краевой прогиб накладывается крупная Плоештинско-Фокшанская плиоценовая впадина. Ее северная, наиболее прогнутая часть, наложена на платформенный склон краевого прогиба и заключена между складчатым бортом краевого прогиба и Добруджей; северное крыло широтной части перекрывает краевой миоценовый прогиб, южное крыло впадины полого поднимается на северный склон Северо-Болгарского поднятия.

Для широтной части краевого прогиба характерно разделение его продольным поднятием Валень-Питешть на две параллельные ветви, из которых северная узкая представляет синклиналь (Кымпинскую), а южная широкая (Плоештинско-Бузэусская) осложнена рядом антиклиналей с соляными ядрами миоценового возраста.

В западном направлении Плоештинско-Фокшанская впадина постепенно переходит в Карпатско-Балканский межгорный прогиб миоценового заложения. В северной части его протягивается Жиу-Олтская антиклинальная зона, возникшая на месте мощной зоны прогибания, сложенной меловым флишем и палеогеновой молассой, и отражающая собой погребенное продолжение горноскладчатых Карпат под неогеном прогиба. Центральная большая часть прогиба сложена сарматско-плиоценовыми отложениями, залегающими на меловых. На юге перед Западными Балканами на меловых отложениях залегает толща палеогена, тортона, сармата и плиоцена, выполняющая здесь небольшую Ломскую впадину, в пределах которой нижнемеловые отложения залегают на глубине около 2500 *м*. От горноскладчатых Балкан впадина отделена крутым надвигом.

В строении меридиональной части краевого прогиба Восточных Карпат, Плоештинско-Фокшанской впадины и Карпатско-Балканского прогиба принимает участие мощный комплекс третичных отложений, отчетливо подразделяющийся на два этажа: верхний неогеновый, образующий выполнение впадин и не участвующий в обрамлении бассейна, и нижний палеогеновый, подстилающий верхний и слагающий также горное обрамление бассейна. Верхний этаж залегает несогласно на нижнем и в большей части бассейна отделен перерывом (аквитанский ярус); в его разрезе выделяется плиоценовый структурный ярус, отделенный от миоценового также несогласием.

Схематический разрез третичных отложений применительно к нефтегазоносным областям дается в табл. 20.

Южная большая часть Карпатско-Балканского прогиба, южное и юго-восточное крыло Плоештинско-Фокшанской впадины и Северо-Болгарское поднятие располагаются на Мизийской плите, сложенной палеозойскими и мезозойскими платформенными формациями. Фундамент плиты образован древними метаморфическими породами, на которых залегает дислоцированный силур. Последний вскрыт в скважинах западнее г. Бухареста, восточнее г. Крайовы и южнее г. Констанцы. Выше силура залегают слабодислоцированные девонские, каменноугольные и пермские отложения и мезозойские отложения, представленные всеми тремя системами. Девонские отложения представлены доломитами и известняками с маломощными прослоями ангидрита, глин и алевролитов. Известняки иногда битуминозные. Мощность девонских отложений составляет около 800 *м* в румынской части Мизийской плиты и увеличивается до 2000 *м* в болгарской части.

Каменноугольные отложения представлены внизу (нижний отдел) известняками, иногда с прослоями конгломератов, вверху (средний и верхний отдел) переслаиванием аргиллитов, часто битуминозных, и алевролитов. Мощность каменноугольных отложений превышает 2000 *м*. Предположительно

Таблица 20

Схематический разрез третичных отложений нефтегазоносных областей Предкарпатско-Балканского бассейна

Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Плиоцен	Левантинский	Свита Кындешть. Пески грубозернистые, плохо отсортированные, часто косослоистые, с включением гальки, гравия и с прослоями конгломератов	До 2000
		Пестроцветная свита. Глины пестроцветные с прослоями песков и галечников	250—600
	Дакийский	В верхней части чередование глин, иногда известковистых, с песками, промышленные залежи лигнита; в нижней — большей частью мощные пласты песков, разделенные глинами; нефтеносная толща	80—1800
	Понтический	Глины серые, известковистые, с редкими прослоями песков, обычно в кровле толщи	500—1500
	Мэотический	Верхний мэотис. Глины известковистые, с редкими прослоями песков	500—700
		Нижний мэотис. Чередование глин известковистых с песками и песчаниками, особенно в подошве; нефтеносная толща	До 300
Миоцен	Сарматский	Херсонские слои. Глинистые сланцы, в подошве иногда пески, галечник и конгломераты, известняки мактровые	200—300
		Бессарабские слои. Глины листоватые, иногда битуминозные, с прослоями песков и песчаников, иногда оолитовых, сильно известковистых, редко пелитоморфные известняки, туфы. Местами верхняя часть сложена мощной толщей (до 200 *м*) песков с прослоями галечников и конгломератов. Нижняя часть образована глинами серыми, известковистыми (мощность до 150 *м*)	450—1500
		Волынские и бугловские слои. Глины серые, известковистые	200—300
	Тортонский	Верхний тортон. Спириалисовая свита. Глины известковистые, туфы глинистые; редко прослои песчаников	70—300
		Радиоляриевая свита. Аргиллиты темно-серые, местами кремнистые и битуминозные, реже песчаники, туфы	150—400
		Свита Космина (соляной брекчии). Брекчия из обломков каменной соли, гельветских аргиллитов, песчаников клива, зеленых филлитов, иногда соляные массивы. Развита неравномерно	200—600
		Нижний тортон. Глобигериновая свита. Глины известковистые, иногда битуминозные, туфовые, туфиты, в подошве гипс. Мощность до 250 *м*	До 250

Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Миоцен	Гельветский	**Карпатско-Балканский прогиб** Пестроцветная толща известковистых глин, песков, песчаников, пелитовых туфов, реже пласты мергелей, гипсов, известковистых сланцев	До 850
		Плоештинско-Фокшанская впадина. Северный склон Слои Пояна. Глины известковистые с маломощными прослоями песчаников. Свита Тецкань — пестроцветная толща глин известковистых, песчаников, реже мергелей	До 400
		Бухушская впадина Свита глинистых сланцев. Глинистые сланцы известковистые. Свита Подурь. Пестроцветные глины с прослоями известковистых песчаников. Свита канавчатых песчаников. Песчаники и алевролиты со струйчатыми иероглифами, с прослоями известковистых глин. Слои Пояна. Свита Тецкань.	До 3000
	Бурдигальский	**Карпатско-Балканский прогиб** Конгломераты из кристаллических пород, юрских известняков, прослои песков и глин	До 170
		Плоештинско-Фокшанская впадина. Северный склон Слои Бребу. Конгломераты из гальки кристаллических пород, мезозойских и эоценовых известняков. Слои Корну. Песчаники с прослоями аргиллитов и глин; в подошве конгломераты с галькой из кристаллических пород и мезозойских известняков.	До 200 До 200
		Бухушская впадина Свита Пиетричика. Конгломераты из гальки зеленых филлитов	До 1000
	Аквитанский	**Карпатско-Балканский прогиб** Глины, аргиллиты, пески, песчаники, конгломераты, прослои дизодиловых сланцев.	До 400
		Плоештинско-Фокшанская впадина. Северный склон Горизонт гипсов Корну. Аргиллиты темно-серые, глины, мощные прослои гипсов, гипсоносных песчаников, маломощные прослои конгломератов, известняков, дизодиловых сланцев.	40
		Бухушская впадина Соленосная свита. Брекчия из обломков каменной соли, аргиллитов, аркозовых песчаников. Мощность до 500 м. Гипсоносная свита. Гипсоносные песчаники, известковистые аргиллиты, реже конгломераты.	До 600
Олигоцен		**Карпатско-Балканский прогиб** Свита Фусару. Песчаники часто крупнозернистые, иногда мелкогалечные, с прослоями дизодиловых сланцев, аргиллитов и глин. Свита Пучоса. Серые известковистые аргиллиты, с тонкими прослоями песков и желтоватых известняков. Нижнедизодиловая свита. Чередование дизодиловых сланцев, серых аргиллитов и желтоватых известняков.	До 3000

Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Олигоцен		**Плоештинско-Фокшанская впадина. Северный склон**	
		Свита верхнеменилитовая. Чередование дизодиловых и менилитовых сланцев.	
		Свита Пучоса (верхняя).	До 1700
		Свита Фусару (верхняя).	
		Свита Пучоса (нижняя).	
		Свита Фусару (нижняя).	
		Нижнедизодиловая свита.	
		Плоештинско-Фокшанская впадина. Северный склон	
		Свита Пучоса.	Свыше 1500
		Бухушская впадина	
		Надменилитовые слои. Песчаники кварцевые, дизодиловые сланцы, аргиллиты, маломощные прослои менилитовых сланцев.	70
		Верхнеменилитовая свита. Чередование менилитовых, дизодиловых сланцев и кварцевых песчаников.	До 100
		Верхнедизодиловая свита. Дизодиловые сланцы с прослоями кварцевых песчаников.	250
		Свита верхняя Клива. Песчаники средне- и мелкозернистые, кварцевые, в пластах до 10 *м*, маломощные прослои дизодиловых сланцев.	300
		Свита Поду Мори. Чередование аргиллитов, темно-серых глин, алевролитов и песчаников.	300
		Свита нижняя Клива. Песчаники средне- и мелкозернистые, кварцевые, в пластах до 40 *м*, маломощные прослои дизодиловых сланцев; на западе переходит в свиту Фусару.	500
		Нижнедизодиловая свита мощностью до 200 *м*, на западе переходит в свиту Пучосу.	200
		Нижнеменилитовая свита.	100
		Слои Лукачешть. Песчаники, слабо известковистые.	20
Эоцен		**Карпатско-Балканский прогиб**	
		Свита Отэсау. Конгломераты из галек кристаллических пород, юрских известняков и песчаников.	400
		Плоештинско-Фокшанская впадина. Северный склон	
		Свита Шотриле. Пестроцветные глины, песчанистые пелитоморфные известняки и мергели.	500
		Свита Албешть. Органогенные известняки и песчаники.	500
		Слои Калиманешть. Конгломераты.	200
		Бухушская впадина	
		Свита Бисерикань. Серые известковистые аргиллиты, глины, алевролиты (на западе соответствует свите Плопу).	200
		Свита Колци. Чередование зеленоватых глин и аргиллитов (известна только в южной части).	900
		Свита Грешу. Песчаные и пелитоморфные известняки с прослоями аргиллитов и тонкими слоями конгломератов из зеленоцветных галек.	Свыше 350
		Свита Кашин. Известняки серые и темно-серые, алевролиты и глины, прослои конгломератов из зеленоцветных галек.	До 700
		Слои Пьятра Стрею. Конгломераты из галек (размер около 5 *см*), зеленых филлитов, известняков и алевролитов.	До 80

Примечание. Мощности третичных отложений значительно увеличиваются в районе перегиба Восточных Карпат.

Менилитовые сланцы — темно-серые, коричневые, реже красноватые, обычно известковистые, включающие черные кремнистые стяжения.

Дизодиловые сланцы — битуминозные, листоватового строения, с многочисленными отпечатками и скоплениями чешуи.

пермские отложения выражены толщей ангидритов и аргиллитов, выше которых залегает мощная толща (свыше 2500 *м*), в разрезе которой выделяется верхняя пестроцветная глинисто-мергельная свита, возраст которой определяется как верхний триас — нижний лейас; средняя — доломитовая, среднетриасовая и нижнетриасовая — песчано-глинистая, красноцветная. Во всем разрезе встречаются прослои ангидритов.

Нижне- (средний и верхний лейас) и среднеюрские отложения имеют максимальную мощность порядка 1500 *м* на юге в придунайской части, где они участвуют в строении Рошиорского прогиба, опоясывающего с севера Североболгарское поднятие. Верхнелейасовые отложения представлены глинисто-мергельной толщей, нижнебайосские — преимущественно песчанистыми отложениями, верхнебайосские и батские — глинистой толщей с маломощными прослоями известняков.

Верхнеюрские отложения сложены известняками и доломитами мощностью до 800 *м*. Меловые отложения, залегающие несогласно на юрских, начинаются со светло-серых известняков, иногда мелоподобных, валанжинского возраста, мощностью до 250 *м*, выше которых залегают глины и мергели мощностью до 200 *м* барремского возраста. Восточнее Бухареста весь неоком представлен органогенно-обломочными известняками.

К аптским отложениям относится сравнительно маломощная (максимально 80 *м*) и спорадически встречающаяся в разрезе толща песчаников.

Альбские, сеноманские и туронские отложения представлены глинами с маломощными прослоями известняков и песчаников, залегающими несогласно на подстилающих породах. Разрез меловых отложений завершается мелоподобными известняками мощностью около 500 *м* сенонского возраста.

В восточном направлении по мере приближения к Добрудже из разреза выпадают палеозойские и триасовые отложения. В южной Добрудже на нижнепалеозойских сланцах залегают уже только среднеюрские отложения.

На западе в пределах современного Карпатско-Балканского межгорного прогиба фундамент Мизийской плиты в ряде мест образует выступы, которые фиксируются в палеозойских и мезозойских отложениях как поднятия. Такими поднятиями являются Стрехайское на крайнем западе, юго-восточнее его расположенное, наиболее резко выраженное Опташ-Слатинское и небольшое Гигенское, расположенное на правом берегу Дуная.

В пределах свода Опташ-Слатинского поднятия на кристаллических нижнепалеозойских отложениях непосредственно залегают сильно уменьшенные в мощности среднетриасовые отложения. Вышележащие мезозойские отложения также сильно уменьшены в мощности; в разрезе отсутствуют аптские и киммеридж-титонские отложения. Палеозойские и нижнетриасовые отложения появляются только на крыльях поднятия.

На Стрехайском поднятии отсутствуют отложения доггера, на Гигенском — среднетриасовые и сильно уменьшены в мощности неоком-альбские отложения.

Южнее Стрехайского и Опташ-Слатинского поднятия находится мезозойский Рошиорский прогиб, наиболее резко проявляющийся в триасовых и нижне-среднеюрских отложениях. На юго-западном продолжении Рошиорского прогиба располагается Ломская неогеновая впадина.

На крайнем востоке кристаллический фундамент Мизийской плиты выходит на поверхность, образуя Южнодобруджинское поднятие.

Севернее Добруджи в районе г. Бырлада в юрских отложениях прослеживается небольших размеров Бырладская впадина.

Североболгарское поднятие сложено с поверхности преимущественно нижнемеловыми отложениями и рассечено разломами на ряд блоков. В восточной части поднятия разломы имеют северо-западное направление. С ними связаны локальные поднятия платформенного облика, группирующиеся в валы. Выделяются (с востока на запад) Владимирско-Каранелитовый, Девненский и Каспичан-Хитринский валы. На западе известны разломы северо-восточного простирания.

Северный край поднятия следует по долине р. Дуная и образован разломом; восточный край образован системой сбросов, спускающихся в Варненскую впадину; на северо-западе поднятие через Русенско-Свиштовскую флексуру погружается в Ломскую впадину. На юге Североболгарское поднятие примыкает к горно-складчатым Балканам через цепочку синклиналей, на восточном продолжении которых выделяется небольшой по протяженности и узкий Нижнекамчийский предгорный прогиб.

Наиболее приподнятая часть Североболгарского поднятия находится на месте Девненского вала, где девонские отложения вскрываются на глубине около 800 *м* и залегают под верхнеюрскими известняками.

В соответствии с особенностями геологического строения Предкарпатско-Балканского бассейна представляется возможным выделить несколько нефтегазоносных областей и районов.

1. Бухушская или Западно-Молдавская область. В структурном отношении она соответствует Бухушской впадине, расположенной на месте горно-складчатого борта краевого прогиба меридиональной части Восточных Кар-

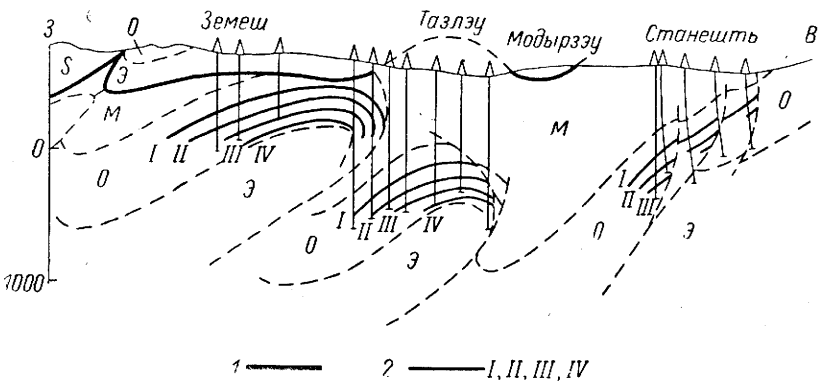


Рис. 22. Поперечный геологический разрез через нефтяные месторождения Земеш, Фоале-Тазлэу и Станешть-Солонц Бухушской нефтеносной области (по Э. Христеску, Д. Кульчер, Н. Григораш, 1961 г.).

1 — краевой надвиг; *2* — нефтяные залежи в песчаниках Клива; *S* — сенон; *Э* — эоцен; *О* — олигоцен; *М* — миоцен.

пат. Бухушская впадина выполнена миоценовыми отложениями, дислоцированными в систему линейно вытянутых, наклоненных на восток изоклинальных складок, нарушенных взбросами и надвигами. Наиболее резко складки выражены вдоль западного крыла впадины, где они сильно приподняты, сближены и надвинуты друг на друга. Складки образуют антиклинальную зону, сложенную в наиболее приподнятой части палеогеновыми и местами меловыми отложениями. Значительная часть зоны перекрыта краевым надвигом, по которому палеогеновые отложения Восточных Карпат перекрывают миоценовые отложения Бухушской впадины.

Восточная граница впадины образована срединным надвигом, разделяющим горно-складчатый склон прогиба от платформенного.

В пределах Бухушской нефтегазоносной области выделяются два нефтеносных района: Мойнештинский, расположенный на западе на месте краевой антиклинальной зоны Бухушской впадины, и восточный, соответствующий восточному крылу впадины.

В Мойнештинском районе нефтяные месторождения приурочены к ряду антиклиналей, перекрытых краевым надвигом. Структуры месторождений соответственно представляют поднадвиговые складки. Нефтеносность связана с песчаниками Клива олигоценового возраста. Наиболее крупными являются месторождения Фоале-Тазлэу (рис. 22) и южнее расположенное — Мэгура-Мойнешть.

В восточном районе Бухушской области находятся два старых малодебитных месторождения — Тецкань и Кымпень — с нефтяными залежами в песчаниках гельветского возраста.

2. Сиретская газоносная область, соответствующая платформенному склону краевого прогиба. На докембрийском фундаменте здесь залегают нижнепалеозойские, юрские, меловые и неогеновые отложения. Последние перекрывают размытый пологий рельеф, сложенный меловыми или юрскими отложениями. Структурные поднятия в неогеновых отложениях соответственно отражают поднятые части рельефа. В области установлена газоносность сарматских отложений под гг. Роман, Бакэу (сел. Секуень), Яссы и др. Сиретская газоносная область изучена еще слабо. В Северо-Предкарпатском бассейне ей соответствует Дашавско-Косовская газоносная область.

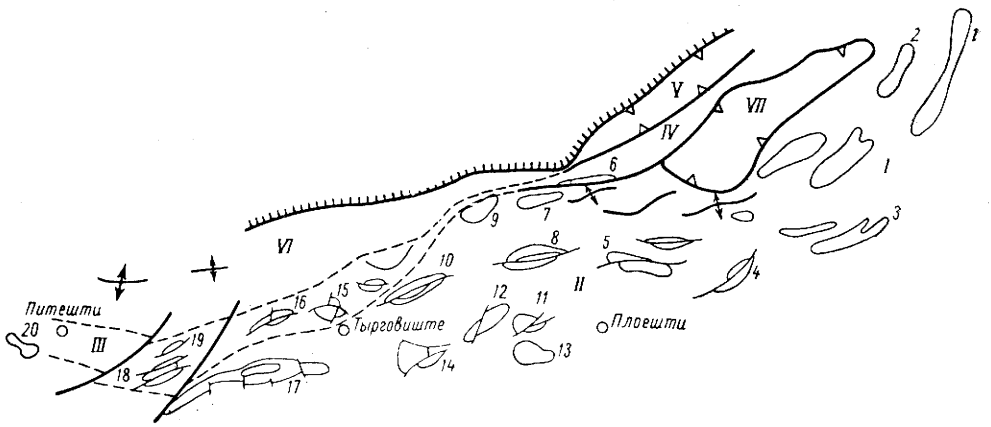


Рис. 23. Обзорная карта расположения нефтяных месторождений Плоештинско-Фокшанской впадины.

I — Бузэуский район. Нефтяные месторождения: *1* — Берка и Арбанаш, *2* — Плопяса, *3* — Ноень Тохань; *II* — Плоештинский район. Нефтяные месторождения: *4* — Урлац Чентура, *5* — Болдешь, *6* — Копачень, *7* — Вылканешть; *8* — Байкой Цинтя; *9* — Буштенарь, *10* — Морень Гура Окница, *11* — Арицешть, *12* — Марджинень, *13* — Владень Манешть, *14* — Букшань, *17* — Кобия Щуца Сяка; *III* — Питештинский район. Нефтяные месторождения: *15* — Теиш Аниноса, *16* — Драгомирешть, *18* — Глымбочел, *19* — Богаць, *20* — Сашара. *IV* — поднятие Валень; *V* — синклиналь Дражна; *VI* — синклиналь Валя Лунга Пьятра; *VII* — Калвинская впадина.

3. Плоештинско-Фокшанская нефтегазоносная область расположена на месте северного крыла одноименной впадины. В области может быть выделено два нефтегазоносных района: восточный или Бузеуский и западный или Плоештинский (рис. 23).

Бузэуский нефтегазоносный район находится на месте перегиба Восточных Карпат с меридионального на широтное направление, сложен с поверхности преимущественно миоценовыми отложениями, выходящими в сводовых частях развитых здесь крупных брахиантиклинальных складок. Брахиантиклинали, имеющие северо-восточное простирание, осложнены в своде внедрением соленосных отложений тортонского возраста и сильно нарушены сбросами и взбросами. Нефтеносность приурочена к песчаникам мэотического возраста (месторождения Арбанаш, Берка, Сарата Монтэору и др.).

Плоештинский нефтегазоносный район сложен с поверхности плиоценовыми отложениями. Развитые здесь складки вытянуты в широтном направлении. Характер большой части складок определяется скоплениями каменной соли тортонского или аквитанского возраста, приуроченными к сводовым частям брахиантиклиналей или к разрывам. Вдоль северной окраины Плоештинского района развиты узкие, сильно пережатые складки, осложненные взбросами с приподнятыми северными крыльями. Соль тортонского возраста в виде лезвий проникает по плоскостям тектонических нарушений.

Южнее в средней части района располагаются крупные антиклинальные складки с мощными скоплениями в их ядрах каменной соли аквитанского

возраста. В некоторых брахиантиклиналях соль выходит на поверхность, как это имеет место, например, на нефтяных месторождениях Окюрь-Горгота, Гура Окницей, Байкой-Цинтя. Складки этой части района характеризуются большой сложностью строения, сильной нарушенностью, крутыми углами падения пластов вблизи соляного ядра. Обычно складки рассекаются продольным взбросом с надвинутым северным крылом.

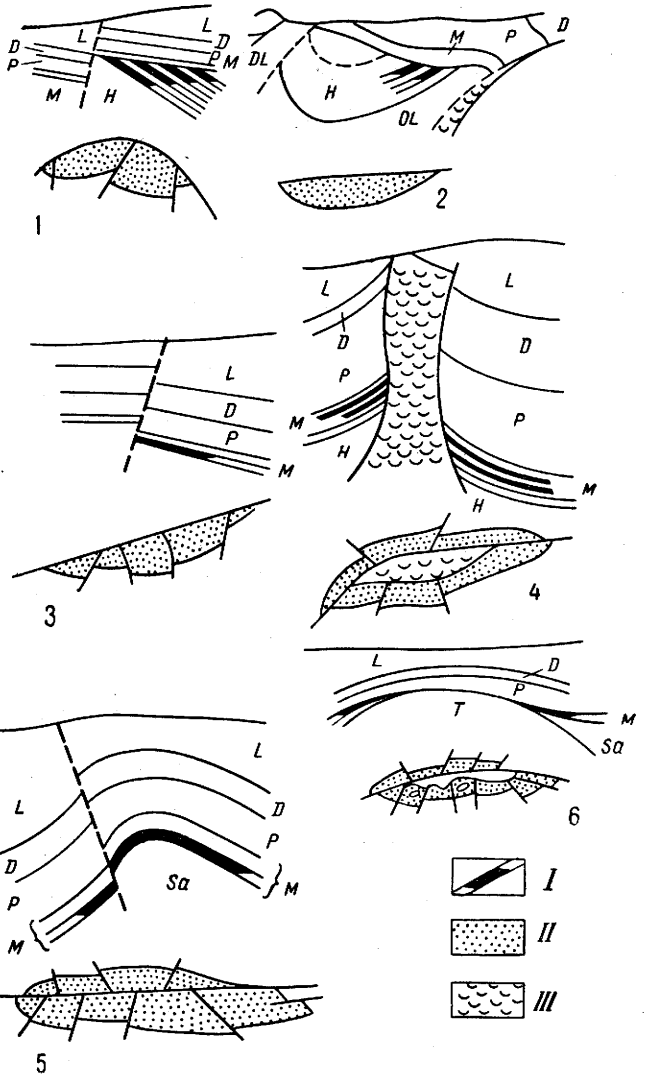


Рис. 24. Типы нефтяных залежей месторождений Плоештинского и Питештинского районов.

Стратиграфически экранированые залежи месторождений Теиш (*1*) и Рунку Буштенарь (*2*); экранированные соляным ядром залежи месторождения Морень (*4*); тектонически экранированная залежь месторождения Драгомирешть (*3*); сводовая тектонически нарушенная залежь месторождения Долдешть (*5*); литологически экранированная залежь месторождения Кобия Шуца Сяка (*6*); *I* — нефтяные залежи в разрезе; *II* — нефтяные залежи в плане; *III* — соль.

Еще южнее появляются уже другого типа складки, переходные к платформенным типам, представляющие сравнительно пологие, тектонически меньше нарушенные купола (Тиносу-Бразь, Манешть-Владень и др.).

Нефтегазоносность Плоештинского района, основного по размерам добычи нефти в пределах всего Предкарпатско-Балканского бассейна, связана с отложениями олигоценового, гельветского, сарматского и главным образом мэотического возраста.

Среди структурных форм нефтяных месторождений и сопровождающих

1. Месторождения, связанные с зоной надвигов, опоясывающих северную часть Плоештинского района. Залежи нефти располагаются в южных поднадвиговых частях на моноклинально или антиклинально изогнутых пластах, ограниченных на севере надвигами. Таковы залежи нефти на месторождениях Валя Решка, Окница, Кымпина и др.

2. Месторождения средней части Плоештинского района, приуроченные к зоне соляных брахиантиклиналей Байкой-Цинтя, Морень, Окюрь-Горгота, где соль прорывает мэотические отложения и выходит на поверхность. Залежи нефти здесь прижимаются к боковой поверхности соляных ядер и сильно рассечены поперечными разрывами.

3. Месторождения, связанные с брахиантиклиналями с соляными ядрами, залегающими под мэотическими или более древними отложениями. Залежи нефти в таких условиях залегают в сводовых частях складок. Как правило, залежи сильно нарушены поперечными и продольными разрывами. Таковыми являются месторождения Болдешть, Подени Веки, Урлац-Чептура, Букшань, Марджинень и др.

В пределах всего Плоештинского района в ряде месторождений встречаются стратиграфически экранированные залежи, приуроченные к гельветским отложениям, срезанным мэотическими отложениями (месторождение Буштенарь). На месторождении Щуца Сяка в мэотических отложениях заключена типичная, литологически ограниченная залежь нефти.

4. Питештинская нефтегазоносная область располагается на территории Питештинского поднятия. Последнее представляет собой погребенное поднятие, расположенное на юго-западном погружении продольного Валень-Питештинского поднятия, осложняющего северный борт неогеновой впадины. На месте Питештинского поднятия отсутствуют полностью сарматские, а иногда и полностью миоценовые отложения и плиоцен залегает непосредственно на олигоценовых отложениях.

Складки Питештинского поднятия имеют двухэтажное строение: нижний этаж сложен круто наклоненными палеогеновыми отложениями, которые горстообразно выступают в своде брахиантиклинальных складок. На крыльях таких складок палеоген покрывается маломощной толщей миоцена, преимущественно гельвета, выше которого резко несогласно залегает плиоцен. Питештинское поднятие характеризуется сильным развитием разрывных нарушений, в результате чего площади отдельных структурных поднятий выступают как системы сложно сопряженных блоков. Сеть разрывов образуется пересечением двух основных направлений: северо-восточного и широтного. В таких условиях в области развиты преимущественно тектонически экранированные залежи в мэотических отложениях.

5. Северо-Питештинская область. Между Питештинским поднятием на юге и южным склоном Фагарашского кристаллического массива на севере находится впадина, выполненная неогеновыми отложениями. Северная граница впадины образована выступом кристаллического фундамента на месте широтно вытянутого антиклинального поднятия Козия, выносящего на поверхность также отложения палеогена и нижнего миоцена. На востоке впадина ограничена поперечным разломом, по которому складчатые горные Карпаты резко погружаются во впадину. На западе впадина через небольшой порог открывается в Карпатско-Балканский прогиб.

Впадина осложнена рядом антиклинальных складок, рассеченных поперечными разрывами, протягивающимися на значительном протяжении. Нефтеносность связана с гельветскими отложениями; в олигоцене выявлена газоконденсатная залежь (месторождение Боцешть).

6. Нефтегазоносная **область Центральной Олтении** расположена на месте центральной части Карпатско-Балканского межгорного прогиба. На севере область ограничена Жиу-Олтским антиклинальным поднятием, в пределах которого на поверхность выходит почти весь разрез неогена; на юге области находится Опташ-Слатинское погребенное поднятие, перед которым выклиниваются гельветские и сильно уменьшаются в мощности сармат-

ские и плиоценовые отложения. Для всей области в целом характерно отсутствие в разрезе палеогеновых отложений, присутствующих севернее и южнее.

В области выделяются два нефтегазоносных района: северный — Балтеньский и южный — Крайовский, соответствующие северному и южному склонам центральной части Карпатско-Балканского прогиба. В Балтеньском районе нефтегазоносность приурочена к линейно вытянутым пологим брахиантиклинальным поднятиям. Продуктивными являются мэотические (газ), сарматские и гельветские песчаники. Гельветские отложения нефтеносны на двух антиклинальных линиях: Балтень-Негоешть и Соку-Бустукань, расположенных в северо-западной части района, юго-восточнее г. Тыргу Жиу. На первой антиклинальной линии известны три нефтяных месторождения, в том числе два из них (Циклень и Балтень) являются наиболее крупными месторождениями в Карпатско-Балканском прогибе. Вторая антиклинальная линия включает месторождение Ликурич-Бустукань, где вскрыта газоконденсатная залежь. Южнее этих антиклинальных линий гельветские отложения преимущественно газоносны.

Сарматские отложения нефтеносны в пределах антиклинальной линии Балтень-Негоешть, также на месторождениях Балтень и Циклень и южнее на месторождении Ликурич-Бустукань. Южнее и юго-восточнее сарматские отложения газоносны (месторождения Хурезань, Градиштя, Бабень и др.).

7. Южная нефтегазоносная область занимает наиболее южную (в пределах Румынии), преддунайскую часть Карпатско-Балканского прогиба и Плоештинско-Фокшанской впадины. В пределах ее можно выделить два нефтегазоносных района: на востоке Бухарестский и на западе Крайовский.

Бухарестский нефтегазоносный район располагается на южном платформенном крыле Плоештинско-Фокшанской впадины, в пределах Мизийской плиты. Структурные формы известных здесь нескольких месторождений представлены пологими формами платформенного типа, но относительно сильно нарушенными разрывами. Нефтегазоносность связана с меловыми (альб-сеноман на месторождении Хырлешть) и сарматскими отложениями (газонефтяная залежь на месторождении Картожань, газ — в Моаре Сэракэ).

В Крайовском районе нефтяные и газовые месторождения приурочены к пологим куполовидным поднятиям типа развитых в Бухарестском районе. Нефтеносными являются здесь среднеюрские отложения в зоне сокращения их мощностей на склоне Опташ-Слатинского поднятия (месторождения Чурешть, Сымнику Герчешть), верхнемеловые (Чурешть) и сарматские (газ).

8. Плевенская нефтегазоносная область расположена на месте Ломской впадины. Нефтеносность впадины была установлена совсем недавно. Нефтеносными оказались здесь известняки валанжина (месторождение Гиген) и среднего триаса (Долни Дыбник). Пологие структурные формы месторождений не проявляют себя на поверхности в третичных и верхнемеловых отложениях и выявляются только геофизическими исследованиями по кровле триаса.

9. Варненская газонефтеносная область находится на востоке Болгарии и представляет собой впадину, окаймляющую с востока Северо-Болгарское поднятие. Впадина имеет пологий платформенный борт, поднимающийся на север в сторону Южнодобруджинского поднятия, крутой южный борт, образованный Нижнекамчийским предгорным прогибом Балкан. На востоке впадина открывается в сторону Черного моря, а на западе, как уже указывалось ранее, отделена от Североболгарского поднятия системой сбросов. В области известно два месторождения: Тюленевское — нефтяное, расположенное на платформенном борту, и газовое — в предгорной части.

Тюленевское нефтяное месторождение представлено небольшим пологим поднятием северо-восточного простирания, сильно рассеченным разрывами, в результате которых структура представляет собой систему различно сопряженных блоков. Нефтеносными являются известняки валанжина, заключающие газонефтяную массивную залежь.

Небольшое Камчийское газовое месторождение содержит залежь в олигоценовых отложениях.

Рассмотренными основными нефтегазоносными областями не исчерпываются все перспективы Предкарпатско-Балканского бассейна. Последние прежде всего связываются с верхнемезозойскими отложениями в пределах предгорных областей и с нижнемезозойскими и палеозойскими отложениями на территории Мизийской плиты и Североболгарского поднятия.

СЕВЕРО-ЧЕРНОМОРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Рассматриваемый бассейн находится в пределах сравнительно крупной впадины, расположенной на юге Русской платформы, на месте сочленения ее с палеозойской (скифской) платформой и занимает часть впадины, выделяемой иногда под названием Причерноморской впадины (рис. 25).

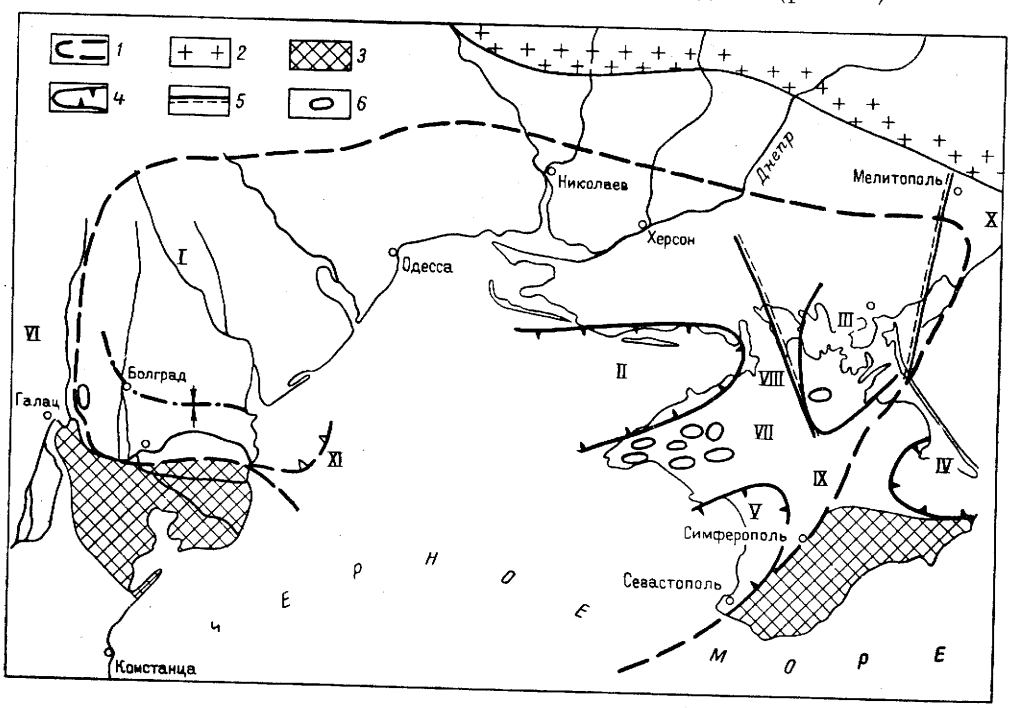


Рис. 25. Северо-Черноморский нефтегазоносный бассейн.

1 — граница бассейна; *2* — выход на поверхность кристаллических пород Украинского щита; *3* — горноскладчатые сооружения Крыма и Добруджи; *4* — впадины; *5* — разломы; *6* — нефтяные и газовые месторождения.

I — Преддобруджинская впадина; *II* — Каркинитская впадина; *III* — Сивашская впадина; *IV* — Индольский прогиб (Азово-Кубанский бассейн); *V* — Альминская впадина; *VI* — Северодобруджинский мост; *VII* — Тарханкутское поднятие; *VIII* — Перекопский выступ; *IX* — Симферопольский выступ; *X* — Бердянский выступ; *XI* — поднятие о-ва Змеиного.

Южное обрамление бассейна в значительной степени скрыто под водами Каркинитского залива Черного моря; северное обрамление представлено выходом на поверхность докембрийского фундамента Украинского кристаллического щита.

Восточная центриклиналь бассейна представлена территорией западной половины Степного Крыма; западная центриклиналь Преддобруджинской впадиной.

Бассейн имеет сложное и неоднородное строение. Фундамент его гетерогенный; в северной части на склонах Украинского щита — докембрийский, в крымской части — верхнепалеозойский, в пределах Преддобруджинской впадины, возможно, происходит сочленение докембрийского фундамента с нижнепалеозойским.

Северный пологий склон бассейна сложен в подошве верхнемеловыми и палеогеновыми отложениями, которые трансгрессивно перекрываются первоначально сарматскими, а южнее и тортонскими отложениями. Последние в свою очередь перекрываются мэотическими, выше которых трансгрессивно залегают понтические отложения. На юге в прибрежной каркинитско-сивашской полосе понтические отложения перекрываются первоначально морскими киммерийскими, а потом континентальными киммерийскими и куяльницкими отложениями.

На уровне г. Николаева докембрийский фундамент залегает на глубине около 700 *м*, Одессы — 1700 *м*, соответственные мощности имеют и осадочные отложения, покрывающие фундамент.

Весь платформенный чехол склона залегает весьма полого, без ясно видимых на поверхности осложнений. Геофизические данные указывают на ряд разломов, рассекающих фундамент в северо-западном направлении.

На востоке северный склон бассейна ограничен юго-западным Бердянским выступом кристаллического щита. Западная граница северного склона бассейна может быть намечена лишь условно, так как здесь Северо-Черноморский бассейн постепенно сливается с платформенной частью Предкарпатско-Балканского бассейна.

Наиболее погруженная часть бассейна приходится на Сивашский район, где глубина кристаллического фундамента свыше 3000 *м* и выделяется под названием Сивашского прогиба (рис. 26).

Крымская часть южного склона бассейна представляет в тектоническом отношении участок эпигерцинской платформы, вклинившийся в Предкрымский прогиб. Последний развит на востоке Крымского полуострова (Индольский прогиб).

Широтно вытянутым Тарханкутским поднятием крымская часть Северо-Черноморского бассейна расчленена на две впадины: южную, прилегающую к горному Крыму, называемую Альминской, и северную — Каркинитскую. Наиболее приподнятая часть Тарханкутского поднятия находится в районе с. Новоселовского, где фундамент вскрывается на глубине около 1000 *м*. От Тарханкутского поднятия отходит на север Перекопский выступ, отделяющий Сивашскую впадину от Каркинитской. В юго-восточном направлении фундамент поднимается и под Симферополем залегает на глубине около

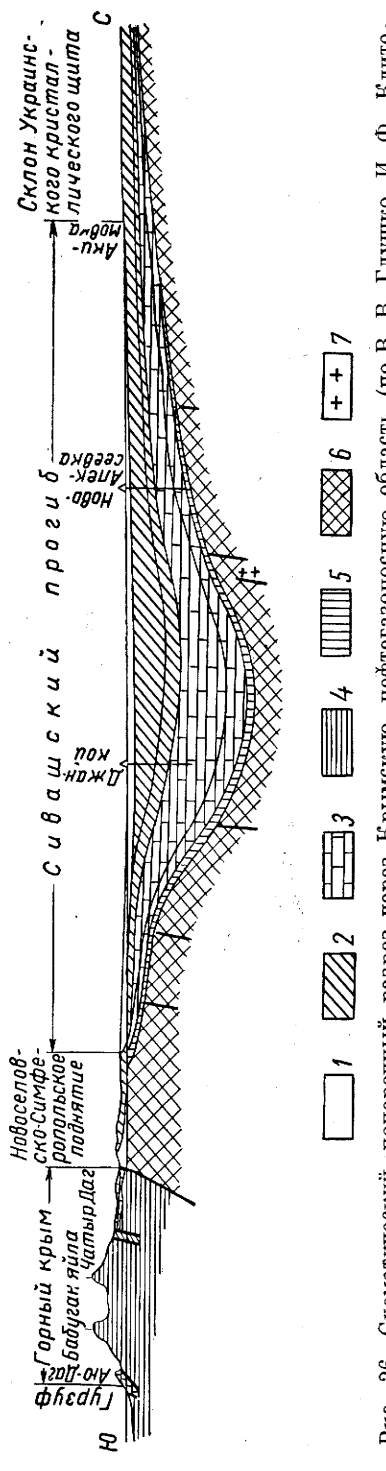


Рис. 26. Схематический поперечный разрез через Крымскую нефтегазоносную область (по В. В. Глушко, И. Ф. Клиточенко и др., 1963 г.) (соотношение масштабов 1 : 5).

1 — неоген; *2* — палеоген; *3* — мел; *4* — юра; *5* — пермь и триас; *6* — палеозой; *7* — кристаллический фундамент.

100 *м*. Симферопольский выступ отделяет Альминскую впадину от Индольского прогиба на востоке.

Тарханкутское поднятие осложнено рядом широтно вытянутых брахиантиклинальных, сравнительно пологих складок, как правило, нарушенных поперечными разрывами. Большая часть выявленных складок расположена в пределах Тарханкутского полуострова.

В строении Степного Крыма принимают участие триасовые, юрские, меловые и третичные отложения.

Предположительно триасовые отложения представлены темно-серыми известняками с прослоями алевролитов, песчаников и углистых сланцев, мощностью около 300 *м*. Нижнеюрские отложения не установлены; среднеюрские вскрыты на севере Альминской впадины (Саки) и представлены песчано-глинистыми породами. Верхнеюрские отложения установлены на Новоселовском поднятии и сложены известняками, сланцами, песчаниками с включениями изверженных пород, мощностью 250 *м*.

Основная роль в строении территории принадлежит меловым отложениям, мощность которых во впадинах превышает 2000 *м*. Нижнемеловые отложения мощностью свыше 1000 *м* представлены чередованием темно-серых глин и песчаников, в верхней части которых прослеживается толща туфогенных пород (20—150 *м*). Верхнемеловые отложения сложены известняково-мергельной толщей мощностью около 1000 *м*.

В разрезе третичных отложений выделяются палеоценовые отложения, газоносные на ряде площадей Тарханкутского поднятия. Бощность их составляет около 350 *м*; сложены они мергелями и известняками. Глинисто-известняковыми породами представлены фораминиферовые слои, имеющие мощность 300—550 *м*, глинисто-песчанистой толщей — майкопская свита. Ее мощность составляет около 500 *м* и возрастает до 1000 *м* на север в Сивашской впадине. Неогеновые отложения общей мощностью около 150 *м* сложены в верхней плиоценовой части песчано-глинистыми породами, в нижней части (мэотис-тортон) терригенно-карбонатными породами. Мощность последних составляет 100 *м*.

Нефтегазоносность установлена в пределах Тарханкутского поднятия. Нефть заключена в песчаниках и алевролитах альб-сеноманского возраста. На Октябрьском месторождении, представленном пологой брахиантиклиналью, нарушенной рядом поперечных разрывов, выделяются две залежи нефти: нижняя в подошве альбских отложений и верхняя, отделенная размывом от нижней, в подошве сеноманских отложений. Залежи пластовые, сводовые.

Газоносность связана с отложениями палеоценового и олигоценового возраста. В палеоценовых отложениях газ связан с известняками и мергелями (месторождения Глебовское, Карлавское, Оленевское и др.), в майкопской свите с песками (Джанкойское месторождение).

Крымская нефтегазоносная область Северо-Черноморского бассейна, несомненно, имеет большие перспективы для поисков новых нефтяных и газовых залежей в мезо-кайнозойском платформенном чехле.

Преддобруджинская впадина подразделяется на три структурных зоны: внутреннюю, прилегающую с юга к герцинско-киммерийскому сооружению Добруджи, центральную, имеющую грабенообразное строение, и внешнюю, представляющую склон докембрийской платформы. Внутренняя часть впадины, или южное крыло, крутая, приподнята и размыта. Под неогеновыми отложениями мощностью около 400 *м* здесь вскрываются палеозойские, триасовые и юрские отложения. Мощность последних в центральной части впадины достигает 2200 *м*. Юрские отложения представлены преимущественно глинистыми породами (аргиллитами), в значительно меньшей степени алевролитами, песчаниками и известняками. В титонских отложениях наблюдаются прослои ангидритов и гипса. Юрские отложения являются основными в строении Преддобруджинской впадины (рис. 27).

Северное платформенное крыло впадины сложено неогеновыми, палеогеновыми и меловыми отложениями, залегающими на верхнеюрских и силурийских породах. Палеогеновые и меловые отложения образуют плоскую впадину, наложенную на склон докембрийской платформы.

Локальные структурные формы во впадине представлены на юге крупными и слегка асимметричными брахиантиклиналями с более крутыми и нарушенными разрывами южными крыльями, на севере — весьма пологими, типа структур облекания.

На восток Преддобруджинская впадина открывается в Черное море, где на меридиане Змеиного острова, по данным геофизических исследований (В. А. Корнев, 1962), предполагается подъем фундамента впадины, образующий поперечное поднятие.

Добруджинское сооружение выражено в рельефе сглаженными холмами и гребнями, с максимальными высотами, не превышающими 500 *м*. В северо-западной части Добруджи выделяется остаточный герцинский массив (выступ герцинид); в юго-восточной низменной части Добруджи на поверхности залегают дислоцированные, преимущественно триасовые отло-

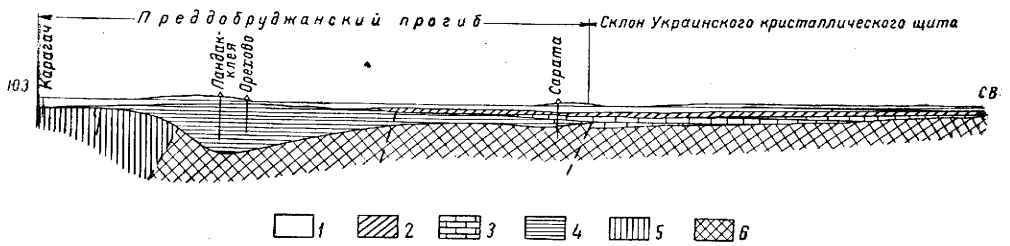


Рис. 27. Схематический поперечный разрез через Преддобруджинскую впадину (по В. В. Глушко, И. Ф. Клиточенко и др., 1963 г.) (соотношение масштабов 1 : 5).

1 — неоген; *2* — палеоген; *3* — мел; *4* — юра; *5* — триас; *6* — палеозой.

жения. Не исключена возможность, что в пределах южного склона Преддобруджинской впадины находится погребенный герцинский краевой прогиб.

В галацской излучине Дуная складчатая Добруджа замыкается; на ее продолжении (Северодобруджинский мост или Нижнепрутский вал) находятся позднедокембрийские метаморфические сланцы, покрытые маломощными неогеновыми отложениями, местами с останцами лейасовых и триасовых отложений.

На территории Преддобруджинской впадины не выявлено нефтяных или газовых месторождений. Небольшое Валеньское месторождение нефти с залежью в сарматских отложениях (залегающих на кристаллических сланцах) открыто в пределах северо-восточного склона Нижнепрутского вала.

Преддобруджинская впадина изучена еще недостаточно. История ее геологического формирования и состав выполняющих отложений дают основание для положительной оценки потенциальной нефтегазоносности ее.

§ 9. ГРУППА БАССЕЙНОВ ПИРЕНЕЙСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Центральная часть Пиренейского полуострова занята огромным срединным массивом — испанской (Иберийской) Месетой, выраженной в рельефе в виде сравнительно высокоприподнятого плоскогорья высотой 600—800 *м*. Месета образована преимущественно кварцитами, гнейсами, кристаллическими сланцами, метаморфизованными песчаниками и известняками от докембрия до карбона. Осадочные толщи прорваны гранитными и другими интрузиями и интенсивно смяты герцинскими орогеническими движениями. В последующей истории Месеты значительную роль играли блоковые тектонические движения.

С запада и северо-запада Месета сравнительно резко обрезается берегом Атлантического океана, а с юга, востока и северо-востока обрамляется системой складчатых сооружений. В ядро этих горных цепей выходят палеозойские породы, сходные по облику с одновозрастными породами Месеты, а по их склонам обнажаются дислоцированные мезозойские и третичные образования.

Обрамляющие Месету складчатые горы относятся к двум типам: Альпидам (Бетские горы) и Иберидам (все остальные). Альпиды сложены глубоководными геосинклинального типа осадками, интенсивно дислоцированными; Иберид — более мелководными и менее метаморфизованными и дислоцированными толщами. Для Иберид основная фаза складчатости (пиренейская) приходится на середину палеогена, тогда как для альпийских сооружений — на конец неогена. Некоторые исследователи склонны считать, что Пиренеи по литолого-фациальному составу слагающих их толщ, интенсивности тектонических дислокаций и истории развития могут быть объединены с Бетскими кордильерами, образуя вместе с ними альпийское обрамление Месеты. Иберийские горы представляют в этом случае платформенный складчатый чехол на погруженном герцинском фундаменте.

Бетская кордильера (Андалузийские горы) расположена на юге Пиренейского полуострова. Она на востоке смыкается системой Монтес Универсалес (собственно Иберид или Иберийские горы). Иберийские горы имеют простирание с юго-запада на северо-восток и своим северным концом смыкаются с также складчатыми зонами Кантабрийских гор, переходящих на востоке в Пиренейские горы. Эти горы имеют широтное простирание и обрамляют Пиренейский полуостров с севера. Пиренеи представляют собой герцинские складки, переработанные альпийскими движениями. От восточного окончания Пиренеев, вдоль побережья Испании, протягиваются складчатые цепи Каталонских гор — береговые кордильеры.

Между Пиренеями и Иберидами расположена глубокая межгорная впадина, занятая долиной р. Эбро. Другая впадина, занятая долиной р. Гвадалквивир, расположена между Бетскими горами и горной цепью южной Месеты. Два крупных прогиба известны на восточной периферии Месеты, там, где к ней примыкают складки Иберийских гор. Кроме того, своеобразная депрессия расположена в южной части западного побережья Португалии, занятая долиной нижнего течения р. Тежу (Тахо). Все эти прогибы, выполненные мощными мезозойскими и третичными или только третичными толщами, могут рассматриваться как потенциальные нефтегазоносные бассейны (рис. 28).

Арагонский бассейн, или бассейн Эбро, расположен на севере Испании и по своему типу относится к альпийским межгорным бассейнам. Он со всех трех сторон ограничен складчатыми горными сооружениями. Северным ограничением служат Пиренеи (максимальная высота которых превышает 3000 *м*) и Кантабрийские горы (до 2800 *м*), юго-западным — Иберийские (до 2300 *м*), а юго-восточным — Каталонские (до 1700 *м*) горы.

Герцинский фундамент бассейна, обнажающийся в ядрах обрамления, в депрессионной, очень плохо изученной части бассейна опущен на большую глубину. О строении и выполнении бассейна можно судить только по характеру пород, обнажающихся по склонам горного обрамления.

Мезозойские отложения, обрамляющие бассейн, образуют главным образом на севере протяженные, сравнительно крутые антиклинальные складки, осложненные разрывами. Однако, судя по данным немногих скважин, ряд структурных поднятий, которые у поверхности кажутся сравнительно пологими, на глубине оказываются интенсивно смятыми и сильно раздробленными. Нередки явления покровов и шарьяжей, приводящие к залеганию более молодых слоев под более древними. В полосе развития мощных эоценовых толщ (северный борт бассейна) известны ненарушенные антиклинали. Для этой зоны характерным является наличие диапировых

поднятий, ядро которых сложено битуминозными, с нефтепроявлениями, породами кейпера.

Центральная часть Арагонского бассейна выполнена озерными олигоценовыми и миоценовыми отложениями, которые смяты в антиклинальные складки большой протяженности. Мощность этих озерных толщ значительна.

Нефтепроявления приурочены в основном к карбонатным породам раковинного известняка, рэта, мела и эоцена. Эти же породы могут рассматриваться в качестве нефтематеринских. В провинции Ухна известны пропитанные асфальтом триасовые известняки, интенсивно разрабатывающиеся.[1]

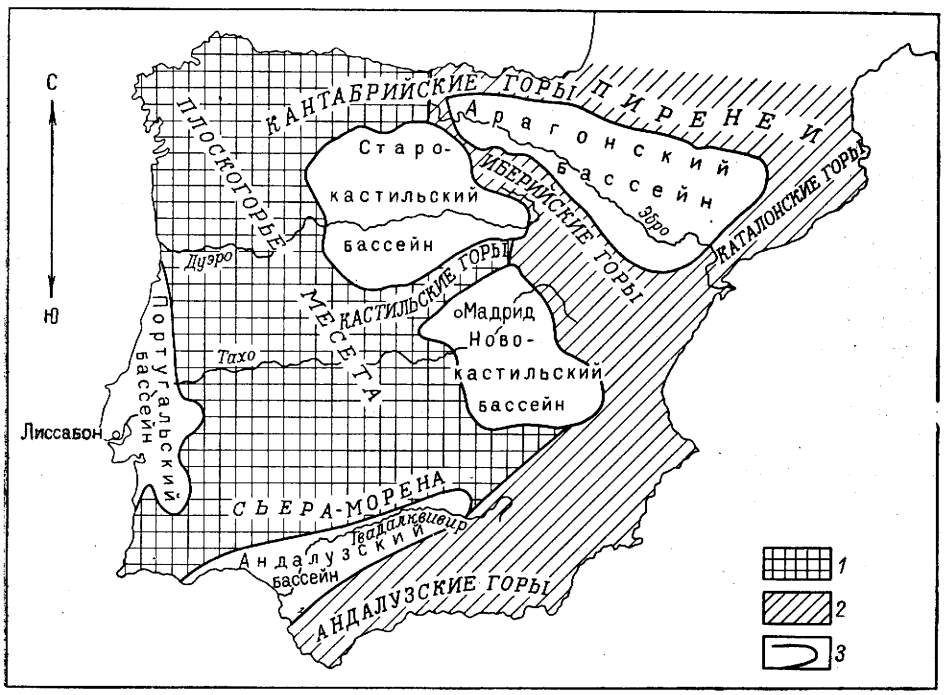


Рис. 28. Карта бассейнов Пиренейского полуострова.

1 — выступы кристаллического фундамента; *2* — складчатые горы; *3* — границы бассейнов.

Андалузский бассейн, или Гвадалквивирский, расположен на юге Пиренейского полуострова целиком в Испании, за исключением очень небольшой северо-западной части, находящейся в Португалии. По своему типу он принадлежит к межгорным альпийским бассейнам с разновозрастным обрамлением. С юга бассейн ограничен складчатой горной страной альпийского возраста—Бетскими кордильерами (высотой свыше 3,4 *км*), а с севера платформенным, высоко приподнятым блоком палеозойских пород Месеты, образующих горный хребет Сьерра-Морена (высота до 1300 *м*), западным продолжением которого в Португалии является кряж Сьерра-ди-Моншини (до 900 *м*) и возвышенность Сьерра-Калдейран (до 580 *м*).

Граница между осадочным бассейном и северным платформенным бортом проходит по резко выраженному региональному сбросу, приподнявшему палеозойские породы фундамента на значительную высоту.

В западном направлении бассейн, расширяясь, открывается в Кадийский залив Атлантического океана. Бассейн выполнен морской осадочной толщей мезозойского и кайнозойского возраста, последовательно обнажающейся на южном крыле бассейна в северных и северо-восточных предгорьях Андалузских гор.

[1] В 1964 г. в 60 *км* от Бургоса на север из нижнемеловых отложений (глубина 1368 *м*) получен приток нефти с суточным дебитом 85 *т*. *Ред.*

На складчатый метаморфизованный палеозой ложится триас, развитый в альпийских морских фациях большой мощности. Нижний триас представлен красными песчаниками и сменяющим их соленосным комплексом пестроцветных мергелей, пористых доломитов и гнейсов. Выше залегают мощные известняковые толщи раковинного известняка (средний триас) и частично кейпера. Лейас представлен сланцами и красными с аммонитами известняками, переходящими в более мелководные образования при приближении к Месете. Доггер преимущественно карбонатный. В мальме опять появляется фация красных узловатых известняков. Нижний мел сложен слоистыми мергелями и известняками. В более северных районах баррем представлен ургонскими известняками. Верхнему мелу соответствуют разнообразные мергели, рифовые и песчанистые известняки. Нижний эоцен, по-видимому, отсутствует, и палеоген начинается лютетским ярусом, залегающим трансгрессивно. Он сложен известняками и мергелями, сменяющимися известняками и песчаниками (олигоцен). Отложения миоцена и плиоцена выражены песчано-мергельными молассовыми образованиями, развитыми в западной части бассейна. Четвертичные образования значительной мощности известны в низовьях р. Гвадалквивир.

В разрезе мезозоя и кайнозоя можно выделить целый ряд возможных нефтематеринских и коллекторских горизонтов, с которыми в настоящее время известны только обильные нефте- и особенно газопроявления.

Осадочные толщи, выполняющие бассейн в его южной и восточной части, подверглись воздействию интенсивных альпийских складчатых движений. Поэтому тектоника мезозойских и отчасти палеогеновых слоев чрезвычайно сложна. Наиболее перспективны могут оказаться осадки палеогена и неогена в центральной депрессионной части бассейна, где можно ожидать наличие спокойных антиклиналей. Здесь в ряде скважин были получены признаки газа, а в скважине около Севильи был получен газ из миоцена с глубины 353 *м*.

Старокастильский бассейн, или бассейн Дуэро, расположен на восточной окраине Месеты. С севера, северо-востока и востока он ограничен складчатыми хребтами Кантабрийских и Иберийских гор, а с юга гранитным блоком Центральной кордильеры (Сьерры) высотой до 2,5 *км*, отделяющей этот бассейн от расположенного южнее Новокастильского.

Старокастильский бассейн характеризуется асимметричным строением. Западная его часть пологая. Здесь на герцинский фундамент ложатся озерные отложения олигоцена и миоцена, достигающие в центральной части бассейна значительных мощностей. Восточный борт сложен морскими карбонатно-терригенными образованиями триаса, юры и мела, сравнительно резко погружающимися под олигоцено-миоценовые толщи. Породы мезозоя представлены теми же фациями, что и в Арагонском бассейне. Отличительной особенностью является присутствие мощной (до 1000 *м*) толщи вельдской фации (нижний мел). Это конгломераты, песчаники, мергели с гипсом, озерные известняки. Выше трансгрессия начинается только с сеномана, который представлен мергелями. Остальная часть верхнего мела представлена песчанистыми известняками. В олигоцене и миоцене развиты конгломераты, песчаники, глины, мергели, часто гипсоносные, и озерные известняки, слоистые в пологие складки. Около Бургоса существует и морской олигоцен.

В пределах восточного борта известно большое количество разнообразных битумопроявлений, приуроченных к мезозойским отложениям. Так, в провинции Бургос отмечено интенсивное пропитывание нефтью нижнемеловых песчаников и мергелистых известняков лейаса.

В провинции Сория пропитывание битумом приурочено к нижнемеловым песчаникам. Там же известны пропитанные битумом известняки триаса и др.

Наиболее перспективна восточная часть бассейна, где из-под покрова третичных пород выходят куполообразные поднятия, сложенные меловыми толщами.

Новокастильский бассейн (Кастильско-Куэнкский бассейн) занимает несколько меньшую площадь, чем Старокастильский, но имеет аналогичное строение. Ограничениями бассейна служат: на севере Центральная кордильера, на западе приподнятая часть Месеты — Толедские горы высотой до 1400 *м*, на юге — Сьерра-Морена и ее восточное продолжение Сьерра-де-Алькарас высотой свыше 100 *м*, и на востоке горы Универсалес и Серрания-де-Куэнка (до 1800 *м*). Восточный и юго-восточный борты сложены мезозоем, отличающимся значительным стратиграфо-фациальным непостоянством. Остальная часть бассейна выполнена озерными олигоценовыми и миоценовыми образованиями.

В пределах восточной части бассейна на поверхности выражены отдельные узкие антиклинальные поднятия, сложенные мезозоем. С мезозоем связан и ряд битумопроявлений, но менее значительных, чем в Старокастильском бассейне.

Бассейн Тежу (Тахо), или Португальский, расположен в юго-западной португальской части Пиренейского полуострова. Бассейн в северной части занимает узкую холмистую приморскую долину, ограниченную с северо-востока и востока приподнятым кристаллическим нагорьем — Месетой высотой до 1000—1200 *м*. Долина выклинивается к северу у г. Порту (Опорто) и расширяется на юг. Приморская долина отделена от расположенной южнее Португальской низменности невысокими хребтами Сьерра-ду-Айри и Сьерра-да-Синора, сложенными мезозоем. Португальская низменность с востока ограничена полосой холмистых плато высотой 250—300 *м*, на которых выделяются отдельные кряжи до 400—600 *м* (хребты Монфураду, Сьерра-Алта, Сьерра-ди-Сан-Мамеди). На юге расположены возвышенности Сьерра-Калдейран (578 *м*) и Серра-ди-Мопшини (900 *м*), являющиеся западным продолжением Сьерра-Морена. Восточное и южное обрамление сложены породами палеозойского возраста. С запада, если не считать небольшого поднятия Сьерра-ди-Синдра (до 499 *м*), бассейн по резкой линии погружается под воды Атлантического океана. По своему строению бассейн может быть отнесен к грабену своеобразного типа, когда один борт приподнят и отчетливо выражен, а другой опущен по разлому. Приморская равнина выполнена смятыми в складки триасовыми, юрскими и меловыми породами. Мел сложен известняками и мергелями (неоком и апт), песчаниками (альб), известняками и мергелями (верхний мел).

Португальская низменность представляет собой впадину, заполненную очень слабо дислоцированными третичными осадками. Мощность осадочного чехла в наиболее погруженной части достигает 4 *км*. Бассейн Тежу изучен плохо и вопрос о перспективах его нефтеносности остается пока открытым.

§ 10. ГРУППА ЦЕНТРАЛЬНО-СРЕДИЗЕМНОМОРСКИХ БАССЕЙНОВ

В эту группу несколько условно включены два бассейна: Адриатический и Сицилийский. Их развитие связано с формированием альпийской системы Апеннинского и Балканского полуостровов и о. Сицилия. Для бассейнов характерным является наличие молодого мезозойского и кайнозойского, преимущественно морского выполнения, с отчетливой складчатостью. Оба эти бассейна относятся к межгорным бассейнам с частично подводным обрамлением.

АДРИАТИЧЕСКИЙ И ВАЛЕ ЛАТИНА БАССЕЙНЫ

Адриатический бассейн расположен на территории Италии, Югославии, Албании и Адриатического моря (рис. 29).

Обрамлением бассейна служат различные ветви складчатых сооружений Альпийской средиземноморской геосинклинальной области: на северо-западе и севере — Альпы, на юго-востоке — Динарские Альпы, на юго-западе — Апеннины. Юго-восточное замыкание бассейна пока неясно.

Центральную часть бассейна занимают воды Адриатического бассейна. Наземную часть можно подразделить на три области, различные как по своему строению, так и по условиям нефтегазоносности: долину р. По на северо-западе и две прибрежные полосы по обеим сторонам Адриатического моря и вдоль побережья залива Таранто. Фундамент бассейна сложен, по-видимому, породами нижнего палеозоя, не вскрытыми на территории бассейна.

Палеозойские породы, выходящие на поверхность в предгорьях складчатых сооружений, обрамляющих бассейн, представлены глинистыми слан-

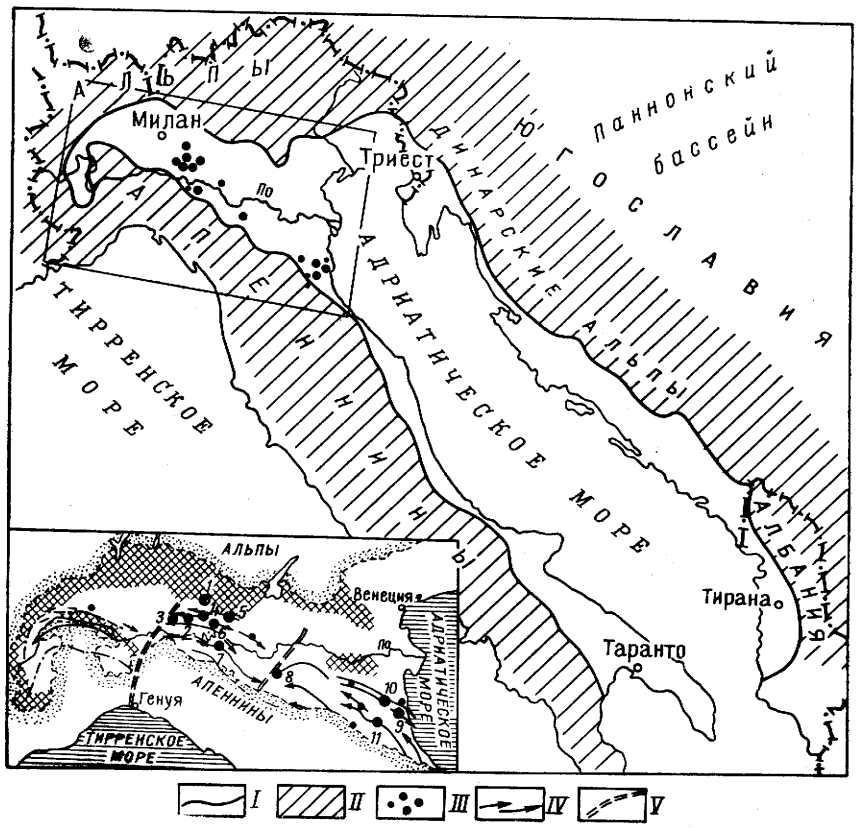


Рис. 29. Карта Адриатического бассейна и бассейна Вале Латина.

I — граница бассейна; *II* — складчатое обрамление бассейна; *III* — газовые месторождения и газоносные площади; *IV* — антиклинали, сложенные неогеновыми отложениями в долине р. По; *V* — главные поперечные разломы фундамента. Месторождения: *1* — Серньяно; *2* — Кавиага; *3* — Корнелиано; *4* — Рипальта; *5* — Соревина; *6* — Бордолано; *7* — Кортемаджиоре; *8* — Корреджио; *9* — Равенна; *10* — Альфонсине; *11* — Котиньола.

цами и песчаниками, переслаивающимися с известняками и конгломератами. Наиболее древними породами, вскрытыми на территории бассейна, являются пермские отложения, известные на северо-восточном борту. В северо-восточной части бассейна развиты известняки, мергели, глинистые сланцы, песчаники, конгломераты и доломиты, в юго-восточной части — разрез перми характеризуется развитием известняков со спорадическими прослоями гипсов. Общая мощность перми составляет около 1500 *м*. Мезозой представлен мощной толщей отложений, носящих преимущественно карбонатный характер.

Нижний триас в пределах северо-восточного борта представлен в нижней части кластическими отложениями, переходящими вверх по разрезу в мергелистые известняки и мергели. Средний триас представлен главным образом органогенными известняками и доломитами.

Верхний триас представлен карбонатными породами с преобладанием доломитов. Мощность верхнетриасовой толщи на северо-западном борту

бассейна свыше 2000 *м*. На северо-восточном борту общая мощность триаса достигает 1500 *м*.

Юрские отложения представлены органогенными доломитами и известняками. В северо-западной части бассейна преобладают окремнелые и мергелистые известняки. Мощность юры здесь незначительна (от 100 до 400 *м*), а на северо-востоке достигает 1400 *м*.

Меловые отложения в предапеннинской прибортовой полосе представлены внизу преимущественно глинами (мощностью до 200 *м*), вверху — известняками (мощность 125—300 *м*). В северо-восточной части бассейна мел представлен «адриатической фацией», состоящей исключительно из известняков и доломитов. Известняки верхнего мела иногда битуминозны. Трещины пород часто заполнены асфальтом. Мощность отложений здесь достигает 3000 *м*.

Третичные отложения залегают на подстилающих породах большей частью трансгрессивно.

Палеоген наиболее развит в юго-восточной части бассейна, где достигает мощности около 3000 *м*. Нижняя часть разреза представлена обычно мощной (до 1500 *м*) пачкой доломитизированных, иногда окремнелых известняков.

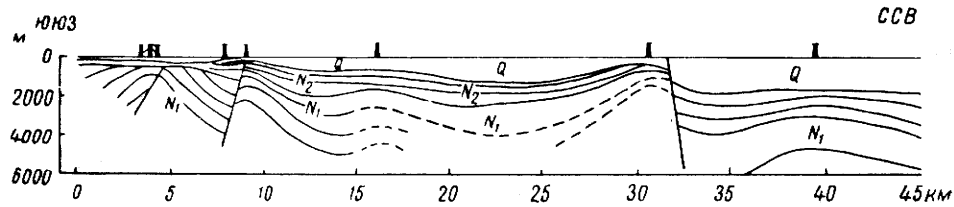


Рис. 30. Поперечный профильный разрез через долину р. По (по T. Rocco, D. Jaboli, 1958 г.).

Верхнеэоценовые — олигоценовые отложения представлены главным образом конгломератами, мергелями, песчано-глинистыми слоями, общая мощность которых на северо-востоке иногда превышает 3000 *м*.

Неогеновые отложения, залегающие с резким несогласием, наиболее полно развиты на северо-западе и крайнем юго-востоке бассейна. Они представлены глинисто-песчаными и мергелистыми породами, иногда с прослоями гипсов. В долине р. По в гельвете и тортоне широко распространены образования, известные под названием «чешуйчатых глин». В области юго-западного Адриатического побережья эти глины замещаются доломитами и известняками. Суммарная мощность отложений иногда достигает 4000 *м*, однако в отдельных районах юго-западного борта сокращается до 1000—2000 *м*. На северо-восточном борту миоценовые отложения не развиты.

В долине р. По мощные (свыше 2000 *м*) четвертичные осадки, залегающие почти горизонтально, перекрывают слабо дислоцированные плиоценовые отложения.

Область долины р. По (Паданская низменность) представляет собой прогиб между двумя горными системами Альпийского узла — Альпами и Апеннинами, сформировавшийся главным образом в неогеновое время. В южной предгорной части области отмечается довольно интенсивная складчатость. Структуры здесь сильно дислоцированы и сдвинуты по плоскостям разрывов.

В центральной части Паданской низменности развиты относительно спокойные структуры. Характерной чертой всех структур является их линейная вытянутость и приуроченность к тектоническим линиям, ориентированным преимущественно параллельно главному простиранию Апеннинских и Альпийских предгорий. Структуры хорошо выражены по миоценовым отложениям, меньше — в плиоценовых и четвертичных отложениях (рис. 30).

Третичные отложения района Марке-Абруццо смяты в крутые антиклинальные складки, разбитые многочисленными сбросами.

В мезозойских отложениях отмечаются массивные, плоские, иногда осложненные складками поднятия, хорошо выявляемые сейсморазведкой.

В районе Мюрж (Мигде) мезозойские известняки слагают пологое плато, спускающееся в море, нарушенное на западе серией сбросов СЗ — ЮВ простирания.

В юго-восточной части бассейна развиты своеобразные структуры в неогене, связанные с погребенными выступами палеогеновых известняков.

Нефтегазопроявления в пределах бассейна известны в широком стратиграфическом интервале пород от палеозоя до четвертичных отложений включительно.

В предгорьях Альп известны палеозойские известняки, пропитанные асфальтом.

Перспективность мезозойских отложений подтверждается многочисленными нефтепроявлениями, связанными с этими отложениями в Апеннинах и Динарских Альпах.

На юго-западном борту бассейна известно несколько небольших месторождений, где нефть связана с меловыми известняками.

Третичные отложения газонефтеносны в долине р. По. Залежи газа здесь приурочены к пористым песчаникам серии Кавиаго (верхний миоцен — плиоцен) и Рипалта (нижний плиоцен).

В провинции Марке-Абруццо (юго-западный борт бассейна) нефтеносны в основном песчаники и известняки миоцена и плиоцена.

В восточной части долины р. По известны газовые месторождения, связанные с линзами песчаников в основании четвертичных отложений.

В пределах бассейна выделяются следующие области.

I. Область долины р. По. Продуктивные горизонты приурочены к песчаникам неогена. Залежи связаны с пологими антиклинальными поднятиями, группирующимися в линейно вытянутые зоны. В четвертичных отложениях залежи связаны с линзами песчаников.

Месторождения преимущественно газовые, нефть присутствует иногда лишь в виде небольшой оторочки.

В предгорьях Альп известны нефтепроявления в палеозое и мезозое.

II. Область юго-западного побережья Адриатического моря и побережья залива Таранто. Нефтегазоносность связана с известняками мела и песчаниками и известняками третичных отложений. Возможна нефтеносность трещиноватых доломитов нижнего мезозоя.

III. Область северо-восточного Адриатического побережья. Большая мощность пермских и вышележащих мезозойских отложений, присутствие благоприятных структур и фаций, большое количество нефте- и газопроявлений на поверхности, а также наличие в разрезе битуминозных сланцев делают этот район перспективным в отношении поисков нефти и газа.

IV. Юго-восточная область (расположенная главным образом на территории Албании). В пределах области четко выделяются два структурных этажа — палеогеновый и неогеновый, залегающий с резким несогласием. Залежи нефти связаны с изменением литологии коллекторов среднего и верхнего миоцена вверх по восстанию. Месторождения приурочены к структурам, связанным с погребенными палеогеновыми выступами.

Перспективность области связывается с палеогеновыми и более древними мезозойскими отложениями.

В пределах Апеннинского полуострова, к западу от Адриатического бассейна, отмечается ряд мелких межгорных, главным образом грабеновых, впадин среди Апеннинского складчатого сооружения. Впадины выполнены мезозойскими и третичными осадками. В крупнейшей из них — грабене Вале Латина не систематически ведется добыча нефти в весьма незначительных размерах. В некоторых других впадинах известны различные нефтепроявления, и в отдельных скважинах были получены промышленные при-

токи нефти и газа из миоцена. Многочисленные нефтепроявления и сравнительно спокойная тектоника являются благоприятными указаниями для ведения поисков.

Грабен Вале Латина условно выделен в качестве отдельного нефтегазоносного бассейна. Не исключено, что его следует рассматривать лишь в качестве элемента значительно более обширного бассейна, основная часть которого скрыта под водами Тирренского моря.

СИЦИЛИЙСКИЙ БАССЕЙН

Сицилийский бассейн расположен в юго-восточной части о. Сицилия (Италия). С севера и северо-запада складчатым обрамлением бассейна служат Сицилийские Апеннины, являющиеся продолжением апеннинской ветви Средиземноморской геосинклинальной области. На северо-востоке бассейн ограничен Пелоританскими горами, сложенными древними кристаллическими и метаморфическими породами. На юго-востоке складчатое обрамление отсутствует; бассейн открывается в Средиземное море. Выделение Сицилийского бассейна в качестве самостоятельного носит несколько условный характер. По-видимому, депрессионная часть Сицилии представляет краевую периферийную область более крупного прогибания, занятого водами Средиземного моря. Другой борт бассейна выходит на Африканском материке в Тунисе. Элементом восточного ограничения является о. Мальта.

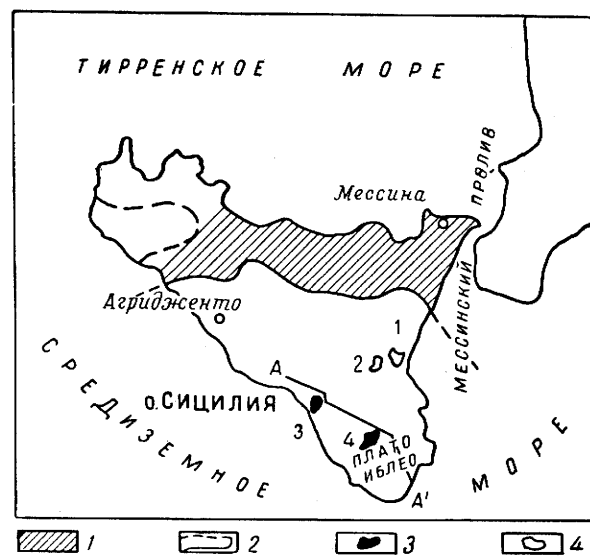


Рис. 31. Карта Сицилийского бассейна.

1 — складчатое обрамление; *2* — граница бассейна; *3* — нефтяные и нефтегазовые месторождения и нефтегазоносные площади; *4* — газовые месторождения и газоносные площади. Месторождения (на карте): *1* — Катания; *2* — Цизина; *3* — Джела; *4* — Рагуза.

В этом случае южная часть Сицилии вместе с прибрежными частями Туниса и Триполитании (Ливия) представляют отдельные области крупного Тунисско-Сицилийского нефтегазоносного бассейна.

Древний палеозой, выходящий на поверхность в пределах складчатого обрамления, которым, видимо, сложен фундамент бассейна, на территории бассейна не вскрыт.

Всю юго-восточную часть Сицилии занимает обширное холмистое плато, местами сильно расчлененное, известное под названием Иблейского плато, или плато Рагуза. Плато сложено мощной (более 2000 *м*) пачкой доломитов в основном триасового возраста. На северо-западе плато окаймлено серией сбросов и отделено от складчатых сооружений молодым третичным прогибом (рис. 31).

В юго-западной части бассейна имеется довольно крупная депрессия, заполненная третичными осадками. Триас представлен трещиноватыми пористыми брекчированными доломитами (свита Таормина), выше которых залегают черные глинистые сланцы. Общая мощность отложений составляет более 2000 *м*. Глинистые сланцы в юго-восточной части бассейна достигают мощности до 500 *м*, а в северной части отсутствуют, возможно, в результате фациального замещения более известковистыми и доломитистыми породами.

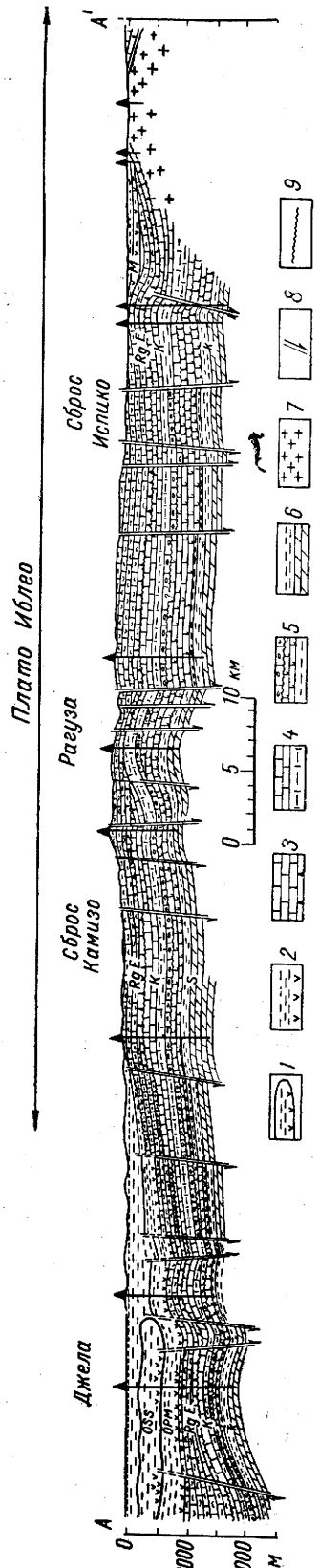


Рис. 32. Профильный разрез через Сицилийский бассейн (по Т. Россо, 1959 г.).

1 — четвертичные подводные оползни (материал четвертичный и миоценовый); *2* — четвертичные — плиоцен — верхи среднего миоцена (глины и ангидрит); *3* — средний миоцен — олигоцен (свита Рагуза, органогенные известняки) и верхний и средний эоцен (кремнистый известняк); *4* — меловые отложения (кремнистый известняк и известковистый мергель); *5* — юрские отложения (доломитизированный известняк); *6* — триасовые отложения (черные сланцы — доломитизированные известняки и трещиноватые доломиты); *7* — эффузивные породы; *8* — сброс; *9* — несогласие.

Юра представлена мергелями, известняками, глинистыми сланцами и доломитами. Мощность отложений от 100 до 1000 *м*. Мел представлен кремнистыми известняками и известковистыми мергелями мощностью до 1000 *м*.

Нижний миоцен — олигоцен (свита Рагуза) представлен детритусовыми органогенными известняками с прослоями мергелей. Отложения развиты лишь в окраинных частях бассейна, где их мощность достигает 1300 *м*.

Более поздние третичные и четвертичные отложения распространены в западной части бассейна (впадина Калтаниссента) и на северо-востоке, в районе Катании. Здесь развиты глины, мергели и глинистые сланцы.

В пределах третичного прогиба вдоль складчатых сооружений хорошо развиты узкие нарушенные надвигами антиклинали, имеющие простирание, параллельное окаймляющим бассейн с севера горным хребтам (рис. 32).

Обширный известняковый массив плато рассечен двумя крупными, почти параллельными сбросами ЮЗ — СВ простирания (сброс Комизо на западе и Ното-Испика на востоке). Третий крупный сброс — Тилларо — проходит в направлении, почти перпендикулярном первым двум. Кроме того, имеется ряд более мелких сбросов, рассекающих плато в этих двух основных направлениях.

Третичные отложения, покрывающие мезозойские карбонаты, в районе месторождения Джела смяты в пологие складки расплывчатых очертаний. Направление простирания их совпадает с простиранием складок нижележащей толщи, отражая, таким образом, интенсивную тектонику свиты Рагуза. Геофизическими методами здесь выявлен ряд поднятий в триасовых отложениях, представляющих собой асимметричные антиклинальные складки. Такие же асимметричные нарушенные складки, к одной из которых приурочено крупнейшее в Италии месторождение Рагуза, обнаружены в юго-восточной части бассейна.

Антиклинальные складки в третичных и четвертичных отложениях имеются в районе Катании, на северо-восточной окраине бассейна.

Нефтегазоносность в пределах бас-

сейна связана с трещиноватыми доломитами триаса и прослоями доломитизированных известняков в вышележащей толще «черных сланцев».

Триасовые доломиты (свита Таормина) интерпретируются некоторыми исследователями как первоначально органические (рифогенные) образования, измененные вторичной доломитизацией.

В депрессии Катании газоносны третичные и четвертичные песчаные отложения.

Нефтегазонакопления как в мезозойских (месторождения Джела, Рагуза), так и в миоценово-плиоценовых (газовые месторождения района Катании) отложениях контролируются антиклинальными структурами. Известны залежи массивные и пластовые. Нефть очень вязкая, уд. вес 0,93—0,94. В районе Рагузы известно также крупнейшее месторождение асфальта, приуроченное к зонам тектонических нарушений в третичных отложениях, залегающих непосредственно на известняках и доломитах триаса.

Дальнейшие перспективы развития бассейна связаны прежде всего с разведкой выявленных геофизическими методами структур в карбонатной мезозойской толще.

§ 11. ГРУППА МАЛЫХ ВНУТРЕННИХ БАССЕЙНОВ АЛЬП И КАРПАТ

Развитие складчатых систем иногда сопровождается формированием в их пределах отдельных крупных антиклинориев и синклинориев. Последние нередко ограничены крупными разломами, превращаясь в грабен-синклинории или просто грабены. В тех случаях, когда они имеют сравнительно мощное осадочное выполнение, их можно рассматривать как межгорные нефтегазоносные бассейны. К их числу относятся Венско-Моравский (или Венский, как обычно его называют) и Центрально-Карпатский бассейны. Бассейны характеризуются линейной складчатостью, значительной ролью крупных разрывных нарушений, молодым возрастом осадочного выполнения. Оба бассейна относятся к межгорным бассейнам послепалеозойских складчатых систем с наземным обрамлением.

ВЕНСКО-МОРАВСКИЙ БАССЕЙН

Венско-Моравский бассейн занимает восточную часть Австрии и западную часть Чехословакии (рис. 33). Он представляет собой межгорную впадину, расположенную на стыке Альп и Карпат, вытянутую с ЮЗ на СВ. Границами бассейна служат различные тектонические зоны Альп и Карпат. На СЗ бассейн опоясывается отрогами Богемского кристаллического массива, на СВ — системой горных отрогов Западных Карпат. С востока система Малых Карпат и кристаллические массивы гор Ляйта и Розалин отделяют бассейн от Паннонской впадины. На западе границами бассейна служат предгорья известковых и флишевых Альп, отделяя его от Альпийского краевого прогиба.

Впадина представляет собой ступенчатый грабен, обрезанный по краям крупными сбросами с амплитудами от 100—150 до 2500 *м*. Центральная часть бассейна глубоко опущена. Вдоль центральной части и бортов бассейна протягивается ряд брахиантиклинальных складок, нарушенных продольными и местами поперечными сбросами (рис. 34).

Фундамент бассейна сложен сильно размытыми отложениями Карпатско-Альпийского палеогенового и верхнемелового флиша и более древними мезозойскими отложениями, образующими крутые опрокинутые и местами разорванные надвигами складки ЮЗ — СВ простирания.

Толща неогеновых отложений, выполняющих бассейн, залегает на сильно расчлененной поверхности фундамента с резким несогласием и с базальным (глыбовым) конгломератом в основании и представлена комплексом глинисто-мергелистых и песчано-глинистых отложений общей мощностью до 6000 *м*. Отмечается более пресноводный характер фаций вверх по разрезу,

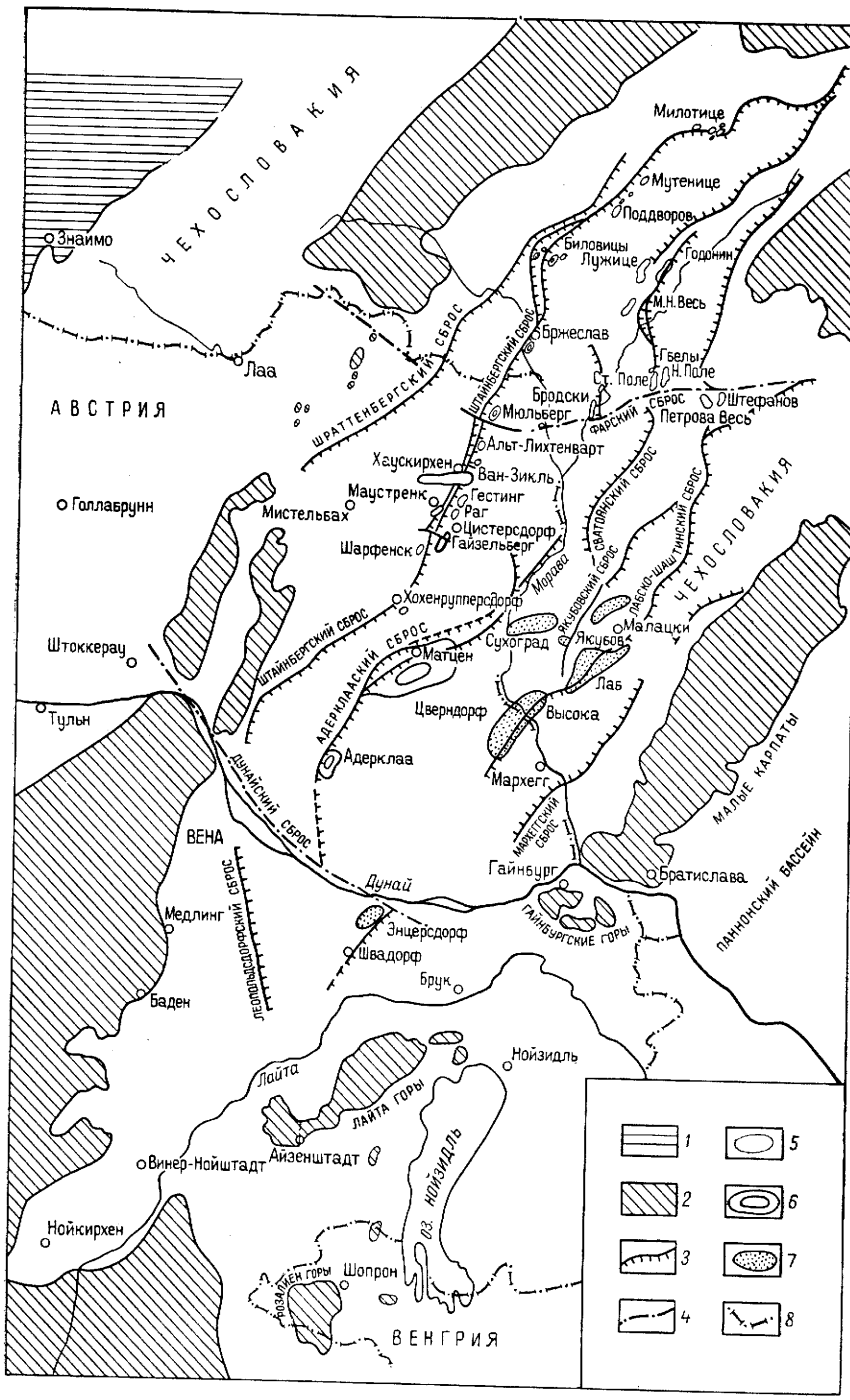


Рис. 33. Венско-Моравский нефтегазоносный бассейн.

1 — Чешский массив; *2* — обрамление бассейна — горно-складчатое сооружение Восточных Альп и Западных Карпат; *3* — наиболее крупные продольные сбросы; *4* — крупные поперечные нарушения; *5* — нефтяные месторождения; *6* — газонефтяные месторождения; *7* — газовые месторождения; *8* — государственная граница.

начиная с сармата. Наиболее характерным для осадочного выполнения бассейна является изменение мощностей и фаций по площади: в наиболее опущенных центральных частях впадины мощность осадков максимальная, преобладают глинистые и мергелистые фации; в бортовых частях бассейна наблюдается уменьшение мощности осадков (150—1500 *м*), более грубозернистый состав и несогласное залегание слоев внутри неогенового комплекса. Такая резкая смена мощностей обусловлена несогласным залеганием неогенового структурного этажа на фундаменте в связи с образованием грабенового прогиба.

Продольные региональные глубинные разломы являются определяющими в тектоническом строении Венско-Моравского бассейна. Эти сбросы характеризуются большой протяженностью (десятки и сотни километров), значительной шириной зон нарушения и большой глубиной проникновения, часто прослеживаясь во всей толще неогена и в породах фундамента.

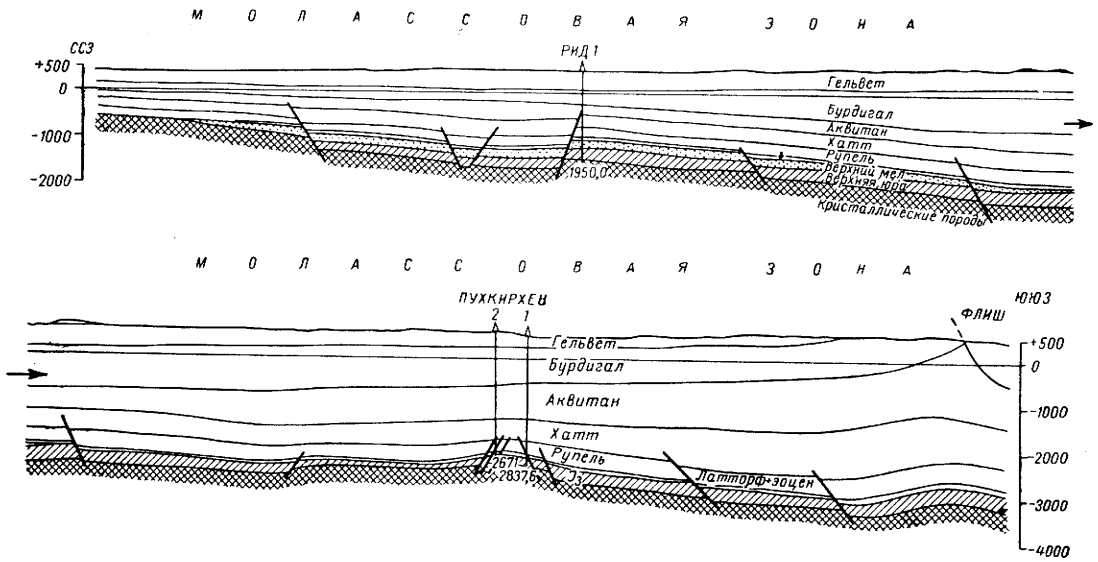


Рис. 34. Поперечный профильный разрез через Венско-Моравский бассейн.

1 — паннон; *2* — сармат; *3* — тортон; *4* — гельвет; *5* — эоцен (флиш); *6* — мезозой (мел, юра, триас); *7* — кристаллические породы; *8* — разрывы.

Наиболее значительными являются шраттенбергский, штайнбергский, леопольдсдорфский, адерклааский и мархеггский сбросы. Эти сбросы делят Венско-Моравский бассейн на несколько самостоятельных зон, различных как в тектоническом отношении, так и в отношении условий нефтегазонакопления и интервала нефтегазоносности. К зонам приурочены брахиантиклинальные поднятия; с большинством из них связаны нефтяные и газовые месторождения.

Кроме того, в строении бассейна существенную роль играют региональные поперечные сбросы, установленные большей частью на основании геофизических данных. Наиболее крупным из них является дунайский сброс, который, по А. Коберу, является границей между Альпийской и Карпатской горными системами. Этот сброс отделяет северную, более опущенную, часть Венско-Моравского бассейна от южной, где в разрезе отсутствуют гельветские отложения и мощность осадочного комплекса сокращается от 3500 *м* (северная часть) до 1200 *м*.

Интервал нефтегазоносности Венско-Моравского бассейна весьма широк и занимает почти всю толщу миоценового осадочного комплекса от гельвета до нижнего паннона включительно, а также палеогеновые, меловые и юрские отложения. В приподнятой западной зоне, между шраттенбергским сбросом

на западе и штайнбергским на востоке, нефть получена из эоценового флиша (месторождение Санкт-Ульрих — Хаускирхен, Гёстинг, Ван-Сикль) в песчаных прослоях, приуроченных к погребенным выступам фундамента. Вышележащие отложения гельвета в пределах опущенной части бассейна вскрыты на площадях Энцерсдорф, Адерклаа, Матцен-Бокфлисс, где имеется ряд нефтеносных и газоносных горизонтов. Кроме того, промышленная нефть получена из гельветского шлифа и базального конгломерата (шлир-базиса) в западной приподнятой части бассейна, на площадях Санкт-Ульрих — Хаускирхен, Маустренк, Хохенрупперсдорф и др.

Продуктивность тортонских и сарматских отложений имеет чрезвычайно широкое горизонтальное и вертикальное распространение. В тортоне насчитывается до 16 продуктивных горизонтов общей мощностью до 130 *м*, причем количество продуктивных горизонтов уменьшается с севера на юг вместе с уменьшением количества песчаных горизонтов в разрезе: на площади Мюльберн только во вскрытой части разреза установлено 16 продуктивных горизонтов, на месторождении Матцен-Бокролисс — 9, а в Адерклаа — 3. На месторождении Матцен-Бокролисс к одному из горизонтов приурочена крупная нефтяная залежь, а на месторождении Цверндорф — газовая залежь, дающая около половины промышленного газа Венско-Моравского бассейна.

В сарматских отложениях содержатся преимущественно залежи газа на территории от Мюльберга на севере до Энцерсдорфа на юге и лишь в ряде месторождений Цистерсдорфской зоны поднятий (Платвальд, Ван-Сикль, Раг, Гайзельберг) имеются богатые залежи нефти. В разрезе сармата насчитывается до 20 нефтегазоносных горизонтов общей мощностью до 150 *м*, представленных песчаниками, реже — песками и известняками.

Нижний отдел паннонского яруса в пределах Венско-Моравского бассейна также содержит богатые залежи газа (месторождения Мюльберг, Гёстинг, Раг, Гайзельберг, Матцен и др.). На месторождении Ван-Сикль, кроме газа, получена также промышленная нефть.

Залежи связаны в основном с брахиантиклинальными поднятиями, но встречаются также скопления нефти и газа, связанные с линзами песков и с песчаными прослоями в эрозионных выступах фундамента. В пределах Венско-Моравского бассейна можно выделить следующие основные зоны нефтегазонакопления.

Западная (Шраттенбергско-Штайнбергская) зона — относительно приподнятый блок между двумя крупными региональными сбросами. Мощности неогеновых отложений сокращены по сравнению с центральной зоной в 2—2,5 раза; в разрезе сильно развиты песчаники, конгломераты, органогенно-обломочные известняки. Вдоль юго-восточной части шраттенбергского сброса отмечается ряд поднятий блокового типа; промышленных залежей здесь пока не установлено. Все промышленные месторождения этой зоны сосредоточены непосредственно на северо-западном крыле штайнбергского сброса и приурочены к отдельным эрозионным выступам флишевого фундамента (нефтеносны прослои кварцитовых песчаников, срезанные несогласно залегающими миоценовыми отложениями) и к линзовидным песчаникам гельвета.

Залежи стратиграфические и литологические. Месторождения Хаускирхен, Санкт-Ульрих — Нойзидль, Маустренк, Шарфенек и др.

Центральная зона соответствует наиболее погруженной части бассейна. Здесь следует выделить северо-западный район Цистерсдорфских поднятий, связанных непосредственно с опущенным крылом штайнбергского сброса, и Матцен-Адерклааскую зону. Оба района характеризуются полным разрезом неогена, однако во втором преобладают более глубоководные фации, и весь осадочный комплекс достигает максимальной мощности. В разрезе сармата и тортона содержатся частые и мощные пласты и линзы нефтегазоносных песков и песчаников.

В Цистерсдорфском районе месторождения связаны с брахиантиклиналями, срезанными на западе штайнбергским сбросом и местами нарушенными локальными сбросами. Залежи пластовые, тектонически экранирован-

ные. Месторождения — Мюльберг, Платтвальд, Ван-Сикль, Гёстинг, Раг, Гайзельберг, Хохенруппersдорф.

В пределах чехословацкой части бассейна также имеется ряд месторождений, связанных с брахиантиклинальными поднятиями, приуроченными к штайнбергскому сбросу (Бржецлав, Биловице-Жижков и др.).

В Матцен-Адерклаасском районе сосредоточены наиболее крупные нефтяные и газовые месторождения бассейна, связанные с крупными пологими брахиантиклиналями, часто нарушенными сбросами. Залежи в тортоне и сармате пластовые, сводовые, а также и в гельвете (Адерклаа). Месторождения — Матцен-Бокролисс, Адерклаа, Рабенсбург, Цверндорф, Энцерсдорф. На месторождении Адерклаа установлена газоносность верхнемеловых отложений.

Восточная краевая зона расположена почти целиком на территории Чехословакии, характеризуется сильной расчлененностью фундамента, приближенного к поверхности на отдельные тектонические глыбы. Здесь выделяется несколько крупных горстов (Гбельско-Годонинский, Лабско-Шаштинский), ограниченных региональными продольными и поперечными сбросами. Оба горста характеризуются наличием локальных структур, примыкающих непосредственно к ограничивающим их разрывам. Бóльшая часть этих структур является в той или иной степени промышленно нефтегазоносной (Гбелы, Нова Весь, Лаб и др.). Однако их роль в добыче бассейна весьма незначительна.

Мощность неогеновых отложений, представленных в данной зоне в мелководных прибрежных и местами континентальных пестроцветных фациях (средний тортон, нижний сармат), не превышает 1500 *м*.

Залежи пластовые, связанные с брахиантиклиналями (месторождение Высока, Лаб, Малацки и др.), и линзовидные залежи в моноклинальных ступенчатых блоках в районе Годонинско-Гбельского горста (Годонин, Лужице и др.).

Нефти по удельному весу делятся на две группы: тяжелые асфальтовые с уд. весом 0,92—0,947 и легкие парафинистые с уд. весом 0,81—0,91. Первые, как правило, встречаются в более молодых отложениях (сармат, тортон), вторые — в более древних (шлир-базис и палеогеново-верхнемеловой флиш).

Удельный вес нефтей и содержание смол уменьшаются с глубиной.

ЦЕНТРАЛЬНО-КАРПАТСКИЙ БАССЕЙН $Cr_{1,2}$ Pg

Центрально-Карпатский нефтегазоносный бассейн находится в горно-складчатых Карпатах (см. рис. 21). В региональном плане он представляет сложно построенный синклинорий, сложенный в осевой части преимущественно олигоценовыми отложениями. Его внешнее обрамление определено высоким залеганием меловых отложений, образующих антиклинорий, известный под названием внешней антиклинальной зоны (на территории УССР), скибовой зоны (в Польше) или силезского элемента (в Чехословакии). Антиклинорий имеет изоклинально-чешуйчатое строение и надвинут на краевой прогиб.

Внутренняя граница бассейна следует по внешнему крылу Пиеннинского антиклинория, который выносит на поверхность узкую зону развития мезозойских отложений. На юго-востоке бассейн ограничивается Буковинским поперечным поднятием, в пределах которого внешнее и внутреннее обрамление бассейна смыкаются.

Западная центриклиналь бассейна приходится на Бескидский поперечный подъем, расположенный между Татридами на юге и Цешинской зоной выходов меловых отложений Силезского антиклинория. В указанных границах Центрально-Карпатский нефтегазоносный бассейн имеет весьма сложное и недостаточно изученное строение. Его внутреннее крыло, прилегающее к Пиеннинскому антиклинорию, выделяется под названием Магурской зоны

или покрова, сложено с поверхности палеогеновыми отложениями и надвинуто на Кросненскую осевую зону.

Магурская зона смята в систему складок с широкими синклинальными частями и узкими наклонными антиклиналями, нарушенными надвигами. Для внешнего края зоны характерно развитие чешуй. Перед Магурским покровом протягивается узкая зона Ужокско-Дуклянских складок, сложенных в своде меловыми отложениями. Зона выклинивается на территории украинской части Магурской зоны.

Кросненская зона представляет наиболее прогнутую часть Центрально-Карпатского бассейна. Она сложена с поверхности олигоценовыми отложениями и смята в систему гребневидных складок, осложненных взбросами и надвигами. Углы падения крыльев антиклиналей доходят до 80°, но уменьшаются с глубиной.

Нефтегазоносность бассейна приурочена главным образом к Кросненской зоне, в пределах которой известно свыше 15 нефтяных месторождений. Помимо этого, два нефтяных месторождения известны во внутренней части Скибовой зоны (месторождения Ванькова и Лодына) и одно в Ужокско-Дуклянской зоне (месторождение Фолюш).

Все нефтяные и газовые месторождения бассейна связаны с узкими антиклиналями. Залежи находятся в сводовой части или экранируются разрывами на крыльях и отличаются, как правило, небольшими размерами. Нефтегазоносными являются песчаники нижнемелового возраста (гродзисские, месторождения Грабовница), альбского (льготские, месторождения Грабовница, Венглювка), сенонско-палеоценового (чарножецкие, месторождения Турушувка, газовые месторождения Санок и Страхоцина), эоценового (ценжковицкие, месторождения Кросненко, Ивонич Здруй и др.) и олигоценового (кливские, кросненские и цергговские, месторождения Ванькова, Лодына, Чарна Тарнова Велеполе, Фолюш и др.). По существу все песчаники мелового и палеогенового возраста являются в той или иной степени нефтеносными или газоносными.

Наибольший диапазон нефтеносности наблюдается в месторождениях, расположенных в краевой части Кросненской зоны (месторождения Санок, Страхоцина, Туже Поле, Грабовница и т. д.), в то время как в Скибовой зоне и в центральной части нефтеносность ограничивается олигоценовыми отложениями.

В породах собственно Магурской зоны (покровной части) только известна газовая залежь в эоцене на месторождении Горлица-Магдалена (здесь же нефтяная залежь в кливских песчаниках автохтона), однако Магурская зона характеризуется обильными поверхностными нефтегазопроявлениями и дает основание полагать, что она принадлежит к нефтегазоносному бассейну. Следует иметь в виду, что зона почти не бурилась.

§ 12. ГРУППА ЦЕНТРАЛЬНЫХ ВНУТРИАЛЬПИЙСКИХ БАССЕЙНОВ

К этой группе относятся два достаточно близких бассейна — Паннонский и Трансильванский. Они образованы на базе сравнительно неглубоко погруженных срединных массивов, обрамленных со всех сторон складчатыми цепями Альп, Карпат и Динарид. По периферии бассейны отличаются складчатым характером строения, а в центральных частях имеют платформенные черты строения. Выполнение межгорного типа бассейнов принадлежит к отложениям неогенового возраста.

ПАННОНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Паннонский бассейн расположен в Центральной Европе. Бóльшая часть бассейна находится на территории Венгрии, южная окраина — в Югославии, небольшая восточная периферия — в пределах Румынии. Границами

Таблица 21

Схематический сводный разрез третичных отложений Паннонского газонефтеносного бассейна

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Газонефтеносность
Четвертичная			Пески, песчанистые глины, галечники, лёссовидные суглинки, прослои лигнита	2—170	—
Неогеновая	Плиоцен	Левантинский	Пестроцветные песчанистые глины, глинистые пески, галечники, конгломераты, линзы бурого лигнита, местами вулканогенные породы	50—100	—
		Паннонский	Верхний: чередование серых песков, глин, мергелей, песчаников	400—1800	—
			Нижний: пески, песчаники с прослоями глин, мергелей	500—1300	Основная газонефтеносная свита
	Миоцен	Сарматский	Запад: глины, мергели с прослоями известняков, песков и песчаников	30—700	Иногда нефтеносный
			Восток: песчано-глинистая толща с прослоями туфов, иногда толщи (до 70 *м*) конгломератов	—	—
			Северо-восток: андезиты, базальты, риолиты и их туфы	—	—
		Тортонский	Запад: литотамниевые известняки или глины с прослоями мергелей и песчаников	10—700	В известняках залежи нефти
			Север: риолиты, дациты, андезиты и туфы	—	—
			Восток: конгломераты и песчаники, туфы или литотамниевые известняки	—	—
		Гельветский	Северо-восток: вулканогенные породы, риолиты, дациты, андезиты, туфопесчаники	200—700	Признаки нефти
			Запад: чередование песков, глин (шлир)	200—700	—

Продолжение табл. 21

Система	Отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Газонефтеносность
Неогеновая	Миоцен	Бурдигальский	Встречаются очень редко глипы, пески, туфы, иногда пестроцветные породы	—	—
Палеогеновая	Олигоцен	Хаттский	Установлен только в северной и северо-восточной частях. Пестроцветные песчанистые глины с прослоями песчаников с остатками рыб	До 350	Признаки нефти и газа
		Руппельский	Установлен только в северной и северо-восточной частях. Тонкослоистые глины с остатками рыб или туфы, туфопесчаники с прослоями глин	650—1500	Залежи нефти и газа
		Латторфский	На северо-западе красноцветные кварцевые песчаники, конгломераты, бурый уголь	50—380	Залежи нефти и газа
	Эоцен		Известны главным образом в северо-западной части. Континентальные, грубозернистые пески, конгломераты, прослои андезитовых туфов или фораминиферовые мергели и нуммулитовые известняки, также угленосные остатки	40—400	—

бассейна на севере являются складчатые сооружения Карпат, на востоке — горы Апусени и на юго-западе — Динарские Альпы (см. рис. 20).

Горы Апусени отделяют впадину от Трансильванского бассейна, а Динарские Альпы — от Адриатического бассейна. Бассейн выполнен неогеновыми, преимущественно плиоценовыми отложениями (табл. 21) и наложен на сильно расчлененный по высоте и нарушенный многочисленными разрывами срединный Родопско-Паннонский массив, сложенный палеозойскими, мезозойскими и палеогеновыми отложениями. Отдельные выступы массива расчленяют нефтегазоносный бассейн на ряд впадин, различных по строению, размерам и условиям нефтегазоносности. Наиболее крупный Баконьский выступ массива протягивается в западной части бассейна от гор Бакони на юго-западе через горы Вертеш, Пилиш, Бюкк в зону Словацкого Карста на северо-востоке. Выступ сложен на поверхности сильно дислоцированными, преимущественно триасовыми, в меньшей степени юрскими и пермскими отложениями. На юго-западе мезозойские отложения Баконьского поднятия

перекрываются неогеновыми отложениями, на северо-востоке появляются меловые и палеогеновые отложения. Баконьский выступ отделяет на западе Малую Венгерскую впадину, вытянутую в северо-восточном направлении от Альпских до Фатранских гор. Западный борт впадины сложен плиоценовыми отложениями, залегающими на метаморфическом фундаменте, на восточном борту плиоцен залегает на мезозойских отложениях северо-западного склона Баконьского поднятия (рис. 35).

Юго-западнее Баконьского поднятия располагается обширная Среднедунайская или Большая Венгерская впадина. Впадина протягивается в северо-восточном направлении от Украинского Закарпатья до предгорья Югославских Динарид. Ее восточная граница образована Апусенинским и Банатским (южные Карпаты) выступами фундамента массива. Впадина имеет сложное и еще недостаточно изученное строение. Центральная часть впадины сложена триасовыми, меловыми, палеогеновыми и неогеновыми отложениями. На востоке перед Апусенинскими и Банатскими горами и на западе перед Баконьскими горами впадина сложена неогеновыми отложениями, залегающими непосредственно на метаморфических породах фундамента.

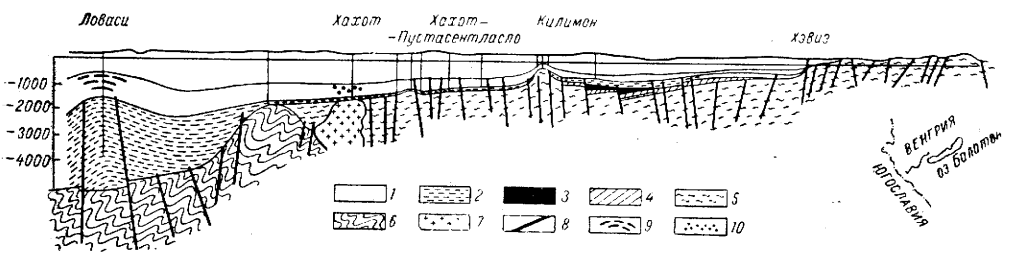


Рис. 35. Схематический разрез через Надьканижский нефтегазоносный район (по Д. Кертаи, 1960 г., схематизировано).

1 — паннонские отложения; *2* — сармат и тортон; *3* — эоцен; *4* — мел; *5* — триас; *6* — метаморфический фундамент; *7* — андезиты; *8* — разрывы; *9* — нефть; *10* — газ.

На северо-востоке в Предтиссенском районе и на юго-западе перед Динаридами на кристаллическом фундаменте залегают также и палеогеновые отложения.

В пределах Среднедунайской впадины имеются небольшие поверхностные и неглубоко погребенные поднятия палеозойских и мезозойских отложений (Мечек, Виллани и др.), существенно не меняющие общий структурный план впадины. Северо-восточная граница Среднедунайской впадины образована полосой береговских горстовых поднятий, восточнее которых перед Восточными Карпатами находится Закарпатская впадина. Впадина отделена от южнее расположенной Трансильванской выходом на поверхность кристаллического фундамента и мезозойских отложений на месте гор Родна и Лапошу. Закарпатская впадина имеет вытянутую форму и сложена неогеновыми отложениями мощностью порядка 5000 *м*, залегающих несогласно на дислоцированных эоценовых отложениях.

От Среднедунайской впадины Закарпатская отделена Береговской зоной горстовых поднятий, перед которыми происходит уменьшение мощности миоценовых отложений, а на южном продолжении в Румынии находится цепь вулканических гор Вэратек — Гутей — Оаш, связанная с молодым разломом.

Поперечными поднятиями Закарпатская впадина разделяется на ряд прогибов: Восточно-Словацкий, Мукачевский, Апшанский и Марамурешский. Последний расположен в пределах Румынии.

От карпатской складчатой системы Закарпатская впадина в своей украинской части отделена разломом, вдоль которого проходит Выгорлат-Гутинская вулканическая гряда, образующая вместе с грядой Вэратек — Гутей — Оаш единую гряду.

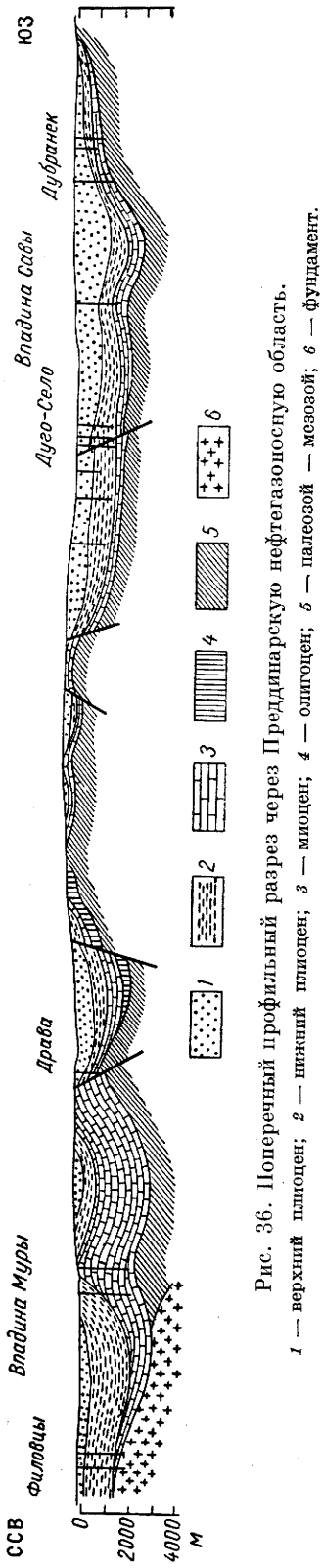


Рис. 36. Поперечный профильный разрез через Преддинарскую нефтегазоносную область.
1 — верхний плиоцен; *2* — нижний плиоцен; *3* — миоцен; *4* — олигоцен; *5* — палеозой — мезозой; *6* — фундамент.

Марамурешский прогиб ограничен с юга и северо-востока сбросами, а с юго-запада — разломом Вэратек — Гутей — Оаш.

В украинской части впадина осложнена рядом линейно вытянутых антиклинальных складок со сводами, нарушенными внедрениями тортонской соли. Надсолевые своды имеют крутые углы падения, в то время как подсолевые пласты имеют в общем пологое падение.

Марамурешский прогиб имеет блоковое строение, местами осложнен надвигами чешуйчатого строения, складки имеют крутые углы и сильно тектонически нарушены. Относительно большой северо-западной части Закарпатской впадины (прогибов Восточно-Словацкого, Мукачевского и Апшанского) Марамурешский прогиб расположен кулисообразно ближе к складчатым Карпатам.

В Паннонском бассейне выделяются три области нефте- и газонакопления: Баконьская, Савская или Преддинаридская (Югославия) и восточная или Предапусеньская. В пределах Баконьского поднятия выделяются два основных района развития нефтяных месторождений, расположенных на погружении Баконьского поднятия: юго-западный (надьканижский нефтеносный район) на территории западной части Венгрии и прилегающей части Югославии (междуречье Муры и Дравы, севернее г. Загреба) и северо-восточный — Бюкксекский. В обоих районах структурные формы месторождений представлены пологими брахиантиклиналями, отражающими выступы фундамента, сложенного кристаллическими, мезозойскими (юго-западный район) или палеогеновыми отложениями (северо-восточный район). Фундамент, сложенный мезозойскими и палеогеновыми отложениями, имеет резко выраженное блоковое строение (рис. 36).

Нефтеносность связана как со складчатым фундаментом (палеоген и мезозой), так и покрывающими его неогеновыми отложениями. Соответственно выделяются два яруса нефтеносности: верхний, приуроченный к пескам нижнеплиоценового возраста, и нижний — к известнякам тортона, мергелям верхнего мела и известнякам триаса, или песчаникам олигоцена — известнякам эоцена и триаса. Верхний ярус представлен на месторождениях Югославии (Филовцы, Петещовцы, Пекленица) и Надьканижского района (месторождения Ловаси, Будафапуста, Уйфалу), нижний ярус — на месторождениях Надьканижского района (месторождения Надьленьдьел — массивная залежь в тортонских, меловых и триасовых известняках, Пустасентласло — тортон и триас, Бушак — тортон) и Бюкксекского

района (месторождение Мезекерестеш — олигоцен, эоцен, триас; месторождение Демжен и Бюкксек — олигоцен). Интенсивные газопроявления, известные в средней части Баконьского поднятия (севернее Будапешта), дают основания для высокой оценки перспектив нефтегазоносности также и его склонов.

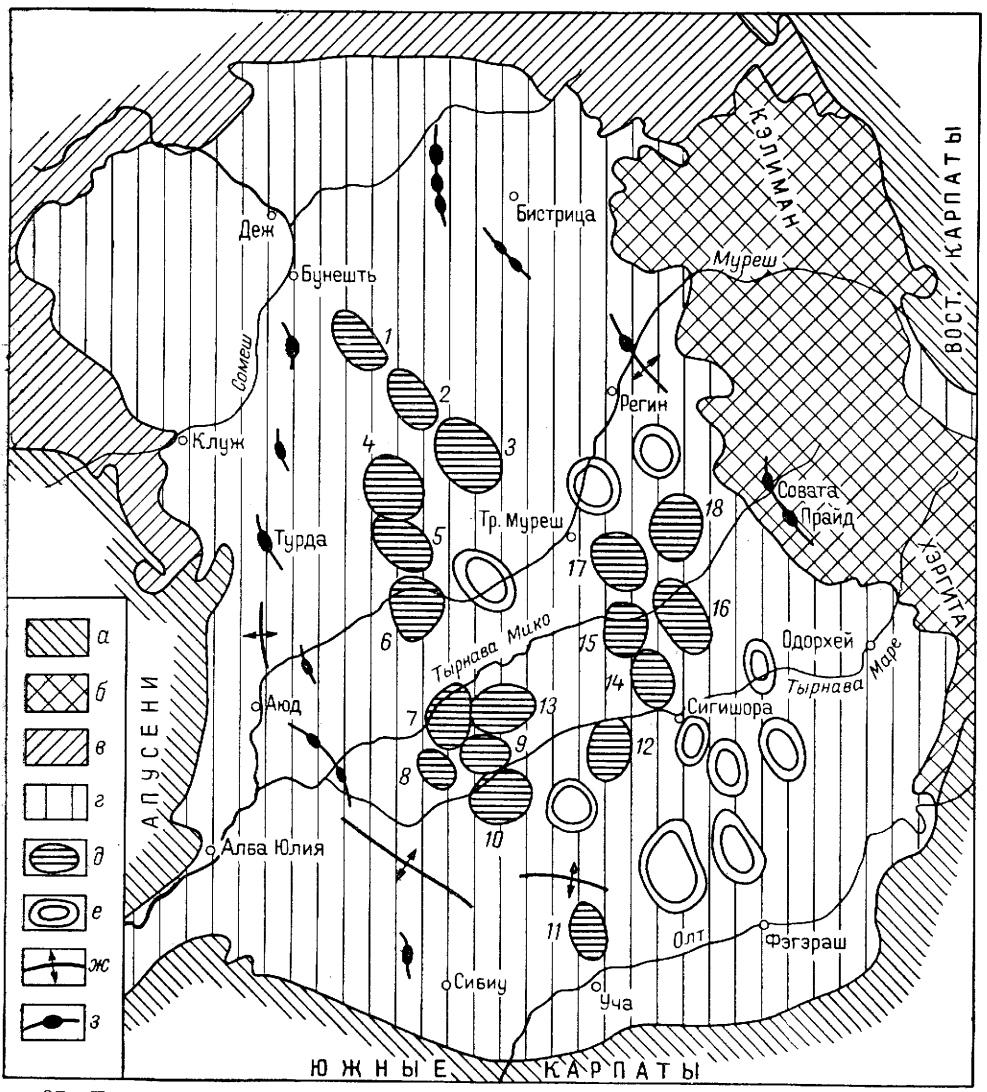


Рис. 37. Трансильванский газоносный бассейн (по данным Д. Чупаджя, А. Ванчя и др.).

а — горное обрамление бассейнов: Восточные Карпаты, Южные Карпаты, Апусени; *б* — вулканическая гряда Хэргита Кэлиман (пограничный разлом); *в* — холмистое обрамление (палеоген Голф Сильвании); *г* — неоген; *д* — газовые месторождения; *е* — куполовидные поднятия; *ж* — антиклинали; *з* — соляные диапиры.

Газовые месторождения. *1* — Пуинь; *2* — Сармашел; *3* — Шинкай; *4* — Заул де Кымпие; *5* — Зынгер; *6* — Богата; *7* — Четатя де Балта; *8* — Тэунь; *9* — Базна; *10* — Копша Мика; *11* — Илимбав; *12* — Ноу Сэсекс; *13* — Сарош; *14* — Надеж; *15* — Филительник; *16* — Сынжиоржиу де Падуре; *17* — Корунка; *18* — Миеркуря Нираж.

Савская нефтегазоносная область протягивается в междуречье Савы и Дравы от Загреба на западе до Белграда (севернее его) на востоке. Нефтяные месторождения представляют брахиантиклинали или купола, сложенные преимущественно неогеновыми отложениями, залегающими часто непосредственно на кристаллических породах. Нефтеносность приурочена к нижнеплиоценовым (месторождения Гойло, Яна Липа, Буявица и др. Загребского района) или к тортонским и сарматским отложениям (Северо-Белградский район).

Восточная область нефтегазонакопления расположена на западном погружении кристаллического (нижнепалеозойского) основания Апусеньских гор. Месторождения здесь представлены пологими куполовидными поднятиями (структуры облекания). Нефтегазоносность приурочена к базальным конгломератам и покрывающим их миоценовым отложениям (месторождения Керешсегопати, Бихарнадьбаиом, Тоткомлош). Савскую, Предапусеньскую и Баконьскую области в целом можно рассматривать как единый газонефтеносный пояс, приуроченный к краевым частям Среднедунайской впадины.

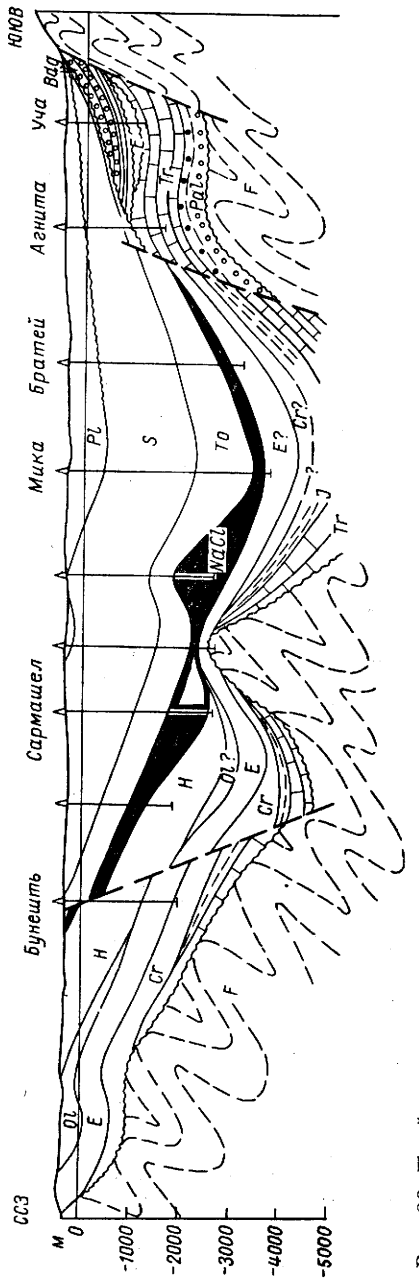


Рис. 38. Профильный разрез по линии опорных скважин через Трансильванский газоносный бассейн (из Н. Горапа, 1961 г.).

Pl — плиоцен; *S* — сармат; *To* — тортон; *NaCl* — каменная соль; *H* — гельвет; *Bag* — нижний миоцен; *Ol* — олигоцен; *E* — эоцен; *Cr* — мел; *J* — юра; *Tr* — триас; *Pal* — палеозой?; *F* — кристаллический фундамент.

В Закарпатской впадине промышленная нефтеносность установлена только в Марамурешском прогибе, где нефтеносными являются песчаники олигоценового возраста (месторождение Сачел); в остальных прогибах получены в отдельных скважинах притоки газа из сарматских отложений.

Паннонский бассейн в целом изучен еще недостаточно и перспективы его нефтегазоносности полностью не раскрыты.

ТРАНСИЛЬВАНСКИЙ ГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Трансильванский бассейн представляет собой межгорную впадину Альпийской геосинклинальной области (рис. 37). Складчатым обрамлением впадины служат Восточные Карпаты на севере и северо-востоке, Южные Карпаты на юге и горы Апусени на западе. Впадина имеет изометрическую форму и выполнена мощной толщей (свыше 3000 *м*) неогеновых отложений (табл. 22).

Северный склон впадины сложен с поверхности моноклинально залегающими датскими, палеогеновыми и миоценовыми отложениями. В центральной части впадины из разреза выпадают нижнемиоценовые и палеогеновые отложения. В частности, юго-восточнее г. Клужа тортонские отложения залегают на триасовых, а последние лежат на кристаллическом фундаменте. На юге тортонские отложения залегают непосредственно на эоценовых отложениях и, наконец, на южной окраине вновь появляются нижнемиоценовые отложения, залегающие на триасовых доломитах. Восточная граница впадины проходит по разлому, закрытому крупным лавовым покровом молодых извержений Хэргита-Кэлиман. Гравитационные данные указывают на зоны значительного прогибания как вдоль западного, так и восточного борта впадины, а также на ряд поднятых и опущенных участков в центральной части впадины.

Таблица 22

Схематический сводный разрез третичных отложений Трансильванского газоносного бассейна

(по А. Ванчеа, Г. Рейляну и др.)

Отдел	Ярус	Серия, свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Примечания
Плиоцен	Левантинский? Дакииский? Понтический Мэотический?	Паннонская серия	Чередование известковистых глин и песков, редкие прослои туфов	600—1000	
Миоцен	Сарматский	Горизонт Базна	Битуминозные глины с дацитовым туфом	5—10 *см*	Центральная часть бассейна
		Верхняя свита	Известковистые глины с тонкими прослоями песков, вверху и внизу — прослои известняков, туфов	470	
		Горизонт Сэрмэшел	Дацитовый туф	—	
		Средняя свита	Известковистые глины с редкими прослоями песков	500	
		Горизонт Урка	Дацитовый туф	—	
		Нижняя свита	Вверху и внизу пески, в средней части известковистые глины	380	
		Горизонт Гириш	Дацитовый туф	—	
	Тортонский	Бугловская свита	Известковистые глины с прослоями песков, песчаников и туфов	300—700	Восточнее г. Клужа
		Горизонт Борша	Дацитовый туф	6	—
		Спириалисовая свита	Известковистые глины со спириалисами	200	
		Радиоляриевый горизонт	Глинистые сланцы с радиоляриями	10	
		Соленосная свита	Соль, соляная брекчия	50—1500	
		Горизонт Деж	Дацитовый туф	30—40 до несогласия 150	—
	Гельветский	Свита Хида (Хидальмаш)	Чередование глин, песков, мелкогалечных конгломератов с Ostrea	—	

Продолжение табл. 22

Отдел	Ярус	Серия, свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Примечания
Миоцен	Бурдигальский	Свита Коруш	Конгломераты с Pecten gigas	30—50	—
Олигоцен	—	Свита Валя Алмашулуй	Красноцветные и белые глины и пески вверху и конгломеративные песчаники и известняки-ракушники внизу	150	—
		Свита Тик	Пестроцветные и угленосные отложения	200	
		Свита Мера	Чередование известковистых зеленых глин, песчаников, известняков с фауной	20	
Эоцен	—	Верхняя морская серия	На севере — рифовые известняки, в центре — нуммулитовые известняки с прослоями известковистых глин, песка, галечника	До 100	—
		Свита верхних полосчатых глин	Пестроцветные глины с прослоями песков	60	
		Нижняя морская серия	Грубозернистые известняки, на севере — песчаники	6—20	
			Серые глины	30—100	
			Известняки, гипсы	30—70	
Палеоцен Даний		Нижние полосчатые глины	Пестроцветные глины с прослоями песков	До 1700 на севере	

На западном, северном и восточном бортах выделяется зона развития соляных диапиров с солью тортонского возраста (рис. 38). Складки узкие и вытянуты в меридиональном направлении на западе и в северо-западном направлении на востоке и севере. Центральная часть впадины осложнена рядом пологих куполов с тортонской солью в ядре. Известно свыше 30 куполов, из которых бóльшая часть является промышленно газоносной.

Газоносные горизонты связаны с мелкозернистыми песчаными прослоями в тортоне и в сармате. Залежи приурочены к сводам куполов.

Признаки нефти известны в нижнемиоценовых отложениях.

Газы почти исключительно сухие метановые. Лишь в 2—3 скважинах получены в незначительных количествах более тяжелые углеводороды.

§ 13. ГРУППА БАССЕЙНОВ БАЛКАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

В пределах Балканского полуострова имеется несколько небольших грабен-синклинориев, образовавшихся внутри складчатых систем Динарид и Балканид. Два наиболее крупных из них — Фессалийский грабен и Фракийский грабен-синклинорий, выполненные сравнительно мощной осадочной толщей палеогена и неогена,— можно рассматривать как возможные нефтегазоносные бассейны междугорного типа, сравнительно просто построенные, с наземным обрамлением.

ФЕССАЛИЙСКИЙ БАССЕЙН

Фессалийский возможно нефтегазоносный бассейн образован на базе крупного грабен-синклинория внутри горных складчатых цепей Динарских гор (Балканский п-ов). Бассейн, расположенный большей частью в пределах Греции и частично в Албании, представляет узкую впадину, вытянутую с юго-востока на северо-запад. Размеры бассейна до 200 *км* в длину и до 40 *км* в ширину. С северо-востока бассейн ограничен Пелагонийским антиклинорием, сложенным кристаллическими допалеозойскими породами, и мезозойскими отложениями Аксиосской зоны; с юго-запада и юга — мезозойскими образованиями Олонос-Пиндосской и Элленской зон. Юго-западная граница проводится по региональному разлому.

Фессалийский грабен-синклинорий выполнен мощной — до 5 *км* — осадочной толщей третичных отложений. Разрез начинается песчаниками (200 *м*) с базальными конгломератами олигоцена, несогласно перекрывающими дислоцированные, более древние образования. Выше залегают белые глины, мергели с линзами углей. В верхней части появляются кварцевые песчаники с конгломератами. Еще выше залегают известняки бурдигальского яруса, глины и мергели гельветского, песчаники тортонского ярусов. В южной части бассейн с поверхности покрыт четвертичными отложениями.

В Фессалийском бассейне известны выходы горючего газа, с отложениями олигоцена связаны небольшие скопления асфальта, а также известны насыщенные битумом мергельные сланцы.

В силу плохой изученности перспективы обнаружения скоплений нефти и газа неясны.

ФРАКИЙСКИЙ БАССЕЙН

Фракийский нефтегазоносный бассейн находится в северо-восточной части Балканского п-ова. Бóльшая часть бассейна расположена на территории Турции и лишь крайне западный его участок — в Греции. По своему типу бассейн относится к межгорным нефтегазоносным бассейнам, образованным на базе неглубоко опущенного срединного массива.

Фракийский бассейн имеет неправильную овальную форму с ответвлением к западу в районе Адрианополя. Наиболее опущенные участки заняты Мраморным и частично Эгейским морями. С запада бассейн ограничен высокогорным плато (1600—2000 *м*) Родопского остаточного массива, опускание по разлому восточного блока которого и привело к образованию Фракийского бассейна. Родопский массив сложен гнейсами, кристаллическими сланцами, мраморами. Осадочный чехол на нем, как правило, отсутствует.

С севера и северо-востока бассейн ограничен хребтом Странджа (Истранджа) высотой до 1000 *м*, расположенным на западном продолжении Понтид в Турции.

Странджа представляет собой сложно построенный антиклинорий, в ядре которого выходят образования палеозоя и более древние, а на крыльях сравнительно мощные метаморфизованные породы триаса, песчаники и сланцы нижней и средней юры, верхняя юра, дислоцированные отложения верхнего мела и эоцена. На востоке Фракийский бассейн открывается в Мраморное море, восточный берег которого образован западными складчатыми отрогами

Западного Понта. С юго-востока бассейн ограничен узкой антиклиналью хребта Текир-Даг. Этот хребет, на северо-востоке погружающийся у г. Родосто, а на юго-западе тянущийся до окончания Галлиполийского п-ова, в ядре сложен палеозойскими хлоритовыми и серицитовыми сланцами и интрузивными породами. На эти образования несогласно налегают конгломераты и нуммулитовые известняки эоцена, перекрываемые отложениями олигоцена и миоцена. Осадочный комплекс на северном крыле Текир-Дага смят в складки.

На юго-западе бассейн открывается в сторону Эгейского моря.

Внутреннее строение Фракийского бассейна изучено пока еще очень мало. Бассейн представляет крупную синклинальную впадину, выполненную мощной толщей третичных отложений. По бортам впадины, окаймляя ее со всех сторон, выходят отложения эоцена, ложащиеся на метаморфизованные отложения палеозоя и кристаллические породы, образующие фундамент бассейна и обнажающиеся в его обрамлении. Эоцен представлен конгломератами, песчаниками, нуммулитовыми известняками, мощностью порядка 400 *м*. Центральная и южная части бассейна заполнены мощной толщей терригенного флиша, соответствующего верхнему эоцену и нижнему олигоцену. В пределах Греции этим отложениям соответствует серия Таври, сложенная базальными конгломератами, песчаниками, нуммулитовыми известняками, туфовыми мергелями, мергельными и сланцевыми формациями.

Выше флишевых образований залегает толща мергелистых пород, сменяющаяся песчаниками с остатками лигнита мощностью до 2 *км*. В южной части впадины на эти отложения несогласно налегают тортонские породы, а большая центральная часть перекрыта мергелисто-глинистыми образованиями сармата, а также песками и галечниками плиоцена. В пределах Греции между серией Таври и сарматом выделяется серия Проватоа-Лайна, сложенная песчаниками, глинами, мергелями и согласно перекрываемыми петрадесскими известняками. Эта серия соответствует верхнему олигоцену и нижнему миоцену. Выше залегают отложения сармата и понта, на которые ложатся неогеновые слои Врикона, Этохори и четвертичная (?) свита Амфитриди.

В осевой части бассейна, по долине р. Эргеле, плиоцен и четвертичные континентальные накопления достигают большой мощности. В западной части бассейна большое развитие получили молодые неогеновые вулканические толщи.

Третичные отложения, развитые на северо-восточном крыле Текир-Дага, смяты в антиклинальные складки с северо-восточным простиранием на западе и с широтным или ВЮВ — на востоке. Между устьем р. Марица и берегом моря насчитывается до 27 отдельных антиклиналей, группирующихся в параллельные антиклинальные зоны. Антиклинали наклонены на запад и северо-запад и на севере перекрываются трансгрессивно залегающим плиоценом. Во внутренней части бассейна установлено несколько крупных региональных разломов, тянущихся через весь бассейн с ЮЗ на СВ.

В пределах Фракийского бассейна известно небольшое количество нефте- и газопроявлений, связанных с третичными осадками. В разрезе олигоцена известны битуминозные глины и сланцы, имеется большое количество песчаных горизонтов.

Основные перспективы можно связывать с палеогеновыми и нижнемиоценовыми толщами. Интерес представляют антиклинальные складки в юго-восточной части бассейна, где могут быть обнаружены антиклинальные зоны нефтегазонакопления.

§ 14. ГРУППА ВНУТРЕННИХ БАССЕЙНОВ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В эту группу включены два обширных платформенных бассейна — Среднерусский (Московский) и Мезенско-Камский, занимающие крупные области прогибания в центральной и восточной частях Русской плат-

формы. По своему типу они относятся к равнинным, относительно сложно построенным платформенным бассейнам с докембрийским фундаментом.

СРЕДНЕРУССКИЙ БАССЕЙН

Среднерусский артезианский бассейн, охватывающий обширную территорию центральной части Русской платформы, является возможно нефтегазоносным бассейном. Бассейн представляет собой обширную платформенную впадину, выполненную осадочными образованиями, покоящимися на архейском кристаллическом фундаменте. На протяжении всей послеархей-

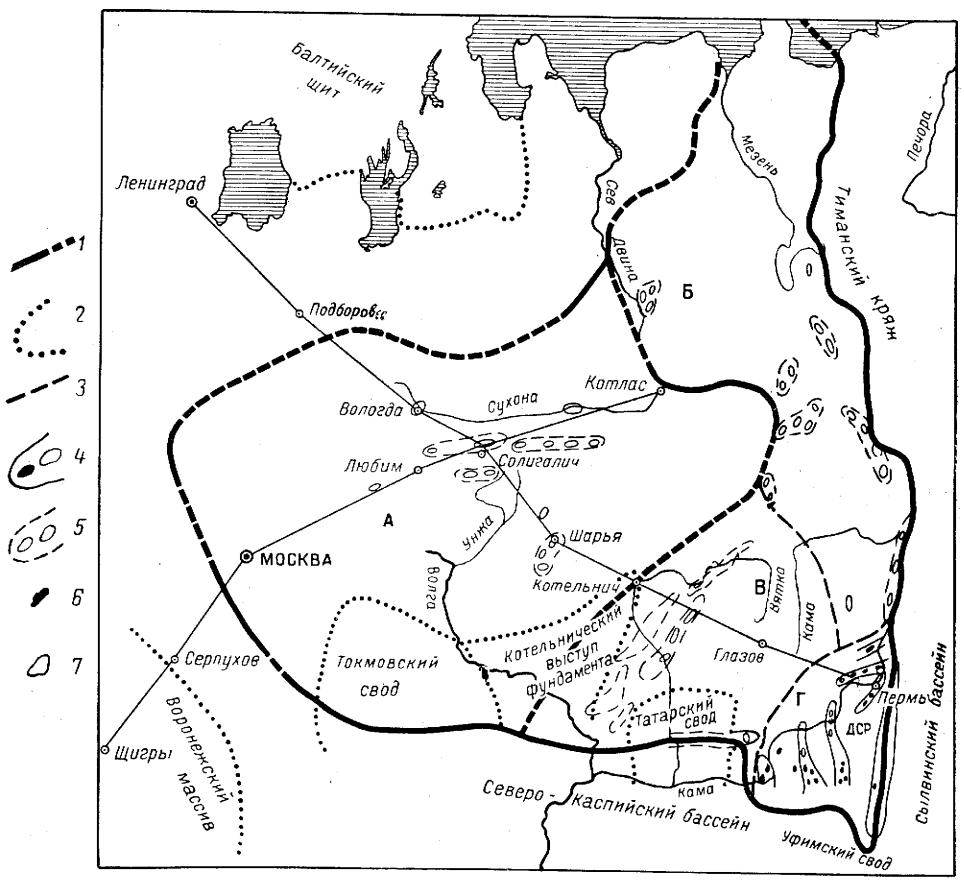


Рис. 39. Карта Среднерусского и Мезенско-Камского бассейнов (по И. О. Броду, М. С. Шлейферу, 1960 г.).

А — Среднерусский бассейн; *Б*, *В*, *Г* — Мезенско-Камский бассейн: *Б* — Предтиманская область, *В* — Вятско-Камская нефтегазоносная область, *Г* — Уфимского свода область; *1* — граница бассейна; *2* — границы крупных структурных элементов; *3* — границы известных и возможных нефтегазоносных областей; *4* — границы зон нефтегазонакопления и групп поднятий; *5* — границы предполагаемых зон нефтегазонакопления и групп поднятий; *6* — нефтяные месторождения; *7* — отдельные поднятия; *ДСР* — возраст вмещающих нефть и газ пород (девон, карбон, пермь).

ской геологической истории фундамент бассейна испытывал преимущественное опускание, которое сопровождалось накоплением мощных осадочных толщ (рис. 39).

Обрамлением бассейна служат Балтийский щит, Воронежский массив и Токмовский свод.

Северная и северо-западная граница бассейна проходит по юго-восточному склону Балтийского щита, сложенного с поверхности архейскими и протерозойскими породами. На юго-западе бассейн ограничивается Воронежским массивом, сложенным с поверхности мезозойско-кайнозойскими

отложениями. Южная граница проходит по Токмовскому своду. Восточная граница между Среднерусским и Мезенско-Камским бассейнами может быть проведена через Котельнический выступ фундамента и расположенное на его продолжении Опаринское поднятие.

Фундаментом бассейна служат архейские кристаллические образования, выраженные гранитами, гранито-гнейсами и гнейсами. Фундамент имеет сложное строение и распадается на ряд локальных впадин и поднятий (рис. 40).

Осадочным выполнением бассейна являются отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста, среди которых породы палеозоя имеют преимущественное распространение. Кое-где в основании осадочных пород в неровностях рельефа сохранились метаморфизованные отложения протерозоя, которые не представляют интереса для поисков залежей нефти и газа.

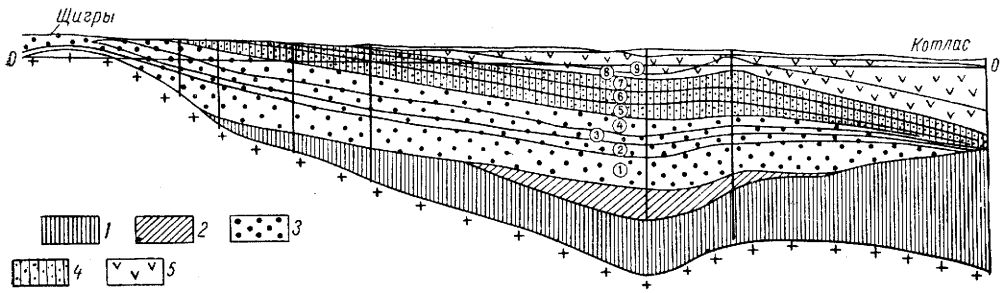


Рис. 40. Профильный разрез через Щигры — Котлас (по П. Г. Суворову, 1960 г.).

1 — кембрий; *2* — ордовик; *3* — девон; *4* — карбон; *5* — пермь. Цифры в кружках: *1* — живетский ярус и нижнещигровские слои франского яруса; *2* — верхнещигровские и семилукские слои франского яруса; *3* — воронежские, евлановские и ливенские слои франского яруса; *4* — фаменский ярус; *5* — нижний карбон; *6* — средний карбон; *7* — верхний карбон; *8* — нижняя пермь; *9* — верхняя пермь.

Среди осадочных комплексов пород преобладают терригенные разности. Наиболее полные разрезы пород наблюдаются в погруженной части бассейна. К бортам происходят общее уменьшение мощности толщ, срезание и выклинивание отдельных горизонтов, а также литолого-фациальные замещения пород. Мощность отложений в наиболее прогнутой части бассейна порядка 3000 *м*.

Нижнепалеозойский литолого-стратиграфический комплекс представлен главным образом чередованием буроватых и зеленовато-серых глин, песчаников, алевролитов и аргиллитов. В верхней части разреза имеются карбонатные породы. Мощность нижнепалеозойских пород достигает 1000 *м*.

Среди этих пород имеются песчаные разности, обладающие хорошими коллекторскими свойствами. В соседнем Мезенско-Камском нефтегазоносном бассейне эти породы содержат признаки нефти.

Девонский литолого-стратиграфический комплекс пород имеет преимущественно терригенный состав и содержит в верхней части пачки известняков и доломитов. В направлении к Балтийскому щиту происходит доломитизация пород, а верхняя часть разреза становится красноцветной. Мощность девонского литолого-стратиграфического комплекса в наиболее глубокой части бассейна достигает 900 *м*.

Каменноугольные литолого-стратиграфические комплексы имеют на всей территории преимущественно карбонатный состав. Только в визейском ярусе нижнего карбона, в башкирском и в нижней части намюрского ярусов среднего карбона имеются терригенные пачки, состоящие из песчаников и темноцветных глин.

Пермские отложения представлены двумя литолого-стратиграфическими комплексами. Нижний, карбонатный комплекс состоит из ангидритов, известняков и каменной соли. Верхний, терригенный комплекс верхнепермского

возраста — красноцветный, выражен глинами, большей частью загипсованными песчаниками, с пачками известняков и доломитов. Мощность пермских отложений в центральной части бассейна порядка 1000 *м*.

Мезозойские литолого-стратиграфические комплексы пород представлены преимущественно красноцветными песчаниками и глинами общей мощностью порядка 500 *м*.

Наиболее глубокая часть бассейна находится между пунктами Любимом, Шарьей и Костромой, где фундамент залегает на глубине порядка 3000 *м*. К бортам прогиба фундамент постепенно воздымается до выхода его на поверхность на Балтийском щите. Выделенные в этой области локальные поднятия располагаются обычно изолированно и частично группируются в зону и группы поднятий. Перспективы этой области для поисков нефти и газа не выяснены, их следует связывать с центральной частью, характеризующейся наиболее глубоким залеганием фундамента. Нефтяные залежи могут быть встречены в нижнепалеозойских и девонских литолого-стратиграфических комплексах.

МЕЗЕНСКО-КАМСКИЙ БАССЕЙН

Мезенско-Камский нефтегазоносный бассейн охватывает обширную территорию восточной части Русской платформы. Бассейн включает ряд платформенных впадин, выполненных осадочными образованиями, покоящимися на архейском кристаллическом фундаменте.

Обрамлением бассейна служат различные по своему возрасту и значению поднятия Русской платформы: Балтийский щит, Татарский и Уфимский (Пермо-Башкирский) своды и Тиманский кряж [1].

Западная граница бассейна проходит по юго-восточному склону Балтийского щита, сложенного с поверхности архейскими и протерозойскими породами.

Южная граница прослеживается по Кукмарско-Кизнеровскому валу, приуроченному к наиболее высокой части Камского поднятия Татарского свода и Уфимскому своду до р. Кара-Тау. Восточная граница между Мезенско-Камским бассейном и Сылвинским бассейном Предуральского прогиба проводится по Уфимскому и Бондюжскому валам, приуроченным к зоне сочленения северо-восточного края Русской платформы и Предуральского прогиба. На северо-востоке граница бассейна проходит по западному склону Тиманского кряжа.

Татарский и Уфимский своды почти не выражены орографически. Они являются барьером между Северо-Каспийским и Мезенско-Камским бассейнами, через который возможно переливание вод внутри водонапорных комплексов из одного бассейна в другой. Переливание вод возможно и между Среднерусским и Мезенско-Камским бассейнами через Котельническо-Опаринский раздел.

Фундаментом бассейна служат архейские кристаллические образования, представленные гранитами, гранито-гнейсами и гнейсами. Фундамент имеет довольно сложное строение и распадается на ряд впадин и поднятий, получивших в основном отражение в современном структурном плане. Наиболее крупными впадинами являются Предтиманский краевой прогиб и Вятско-Камская впадина (рис. 41).

Выполняющий бассейн осадочный комплекс пород представлен отложениями верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя, среди которых породы палеозоя имеют преимущественное распространение.

Среди осадочных комплексов пород преобладают терригенные разности. Встречаются также карбонатные и гидрохимические осадки. Максимальную

[1] Объединение Мезенской впадины с Камской в один бассейн с южной границей, пересекающей вкрест простирания Татарский свод, Осинско-Сарапульскую впадину и Пермско-Башкирский свод, по нашему мнению, недостаточно обосновано. Камскую впадину следует отнести к Северо-Каспийскому бассейну (см. ниже), а Мезенскую впадину — как область Среднерусского бассейна. *Прим. ред. И. В.*

мощность осадочного чехла, по-видимому, следует ожидать в Предтиманском прогибе (4000—5000 *м*), свыше 3000 *м* можно ожидать в среднем течении р. Камы.

Нижнепалеозойский литолого-стратиграфический комплекс представлен главным образом чередованием буроватых и зеленовато-серых глин, песчаников, алевролитов и аргиллитов. В верхней части разреза имеются карбонатные породы. Мощность нижнепалеозойских пород в Вятско-Камской впадине возрастает до 1500 *м*. Среди этих пород имеются песчаные разности, обладающие хорошими коллекторскими свойствами, с которыми связаны в восточных районах признаки нефти. Наличие глинистых разделов дает основание связывать с песчаниками перспективы обнаружения залежей нефти и газа главным образом в Вятско-Камской впадине.

Девонские отложения имеют неодинаковый состав в пределах бассейна. В восточных районах отчетливо выделяются два литолого-стратиграфических комплекса. Нижний терригенный, относящийся к живетскому и низам фран-

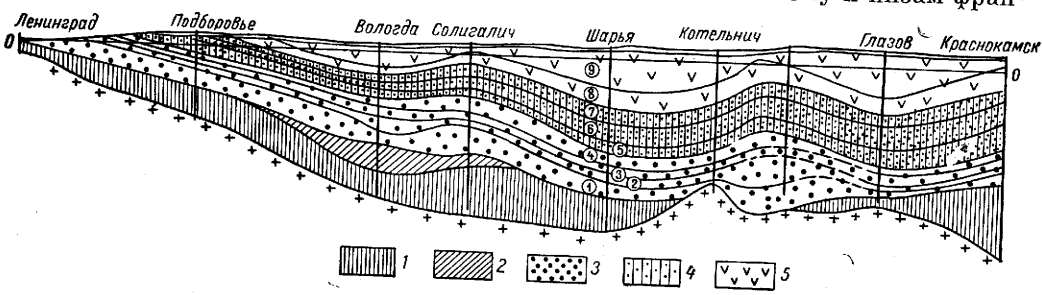


Рис. 41. Профильный разрез через Ленинград — Краснокамск (по П. Г. Суворову, 1960 г.).

(Условные обозначения см. под рис. 40).

ского ярусов, представлен переслаиванием песчаных пород, глин и алевролитов. Эти отложения характеризуются региональной нефтегазоносностью и содержат залежи нефти в Пермском Приуралье. Они могут рассматриваться в качестве сингенетично нефтегазоносных толщ. Нефтеносность этих отложений зависит от наличия ловушек, связанных с песчано-алевролитовыми природными резервуарами. В Краснокамском, Северокамском и Полазнинском месторождениях с ними связаны главным образом литологически ограниченные и пластовые сводовые залежи. В месторождениях Танышском, Бырнинском, Гожанском известны сводовые, частично литологически ограниченные залежи нефти.

Верхний литолого-стратиграфический комплекс, относящийся к верхам франского и фаменского ярусам, имеет карбонатный состав с преобладанием доломитов.

Каменноугольные литолого-стратиграфические комплексы имеют на всей территории преимущественно карбонатный состав. Только в визейском ярусе нижнего карбона, в башкирском и в нижней части намюрского ярусов среднего карбона имеются терригенные пачки, состоящие из песчаников и темноцветных глин. Среди каменноугольных отложений выделяются три регионально нефтегазоносных толщи: турнейская, нижневизейская и каширо-намюрская. В турнейской нефтегазоносной толще залежи нефти и нефтегазопроявления связаны с известняками, покрываемыми аргиллитами угленосной свиты визейского яруса. С этой эпигенетично нефтегазоносной толщей связаны массивные залежи нефти и газа.

Нижневизейская толща, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов общей мощностью 75—100 *м*, может рассматриваться в качестве сингенетично нефтегазоносной. Она содержит от одного до трех нефтяных пластов и является основной продуктивной толщей во всех

месторождениях Пермского Приуралья. В каширско-намюрской толще, состоящей из чередования известняков и аргиллитов, нефтегазоносными являются пласты известняка, содержащие пластовые залежи. Эта толща может рассматриваться в качестве сингенетично нефтегазоносной.

Пермские отложения представлены двумя литолого-стратиграфическими комплексами. Нижний карбонатный комплекс состоит из ангидритов, известняков и каменной соли. С Сакмарскими рифовыми известняками этого комплекса связана массивная залежь нефти в Шумовском месторождении с дебитом 5 *т/сутки*. Верхний терригенный комплекс верхнепермского возраста — красноцветный — выражен глинами, большей частью загипсованными песчаниками с пачками известняков и доломитов. Мощность пермских отложений в центральной части бассейна порядка 1000 *м*.

Мезозойские литолого-стратиграфические комплексы пород представлены преимущественно красноцветными песчаниками и глинами общей мощностью 500 *м*.

По особенностям строения и условиям нефтегазоносности в Мезенско-Камском бассейне можно выделить области Предтиманскую, Вятско-Камскую и Уфимского свода.

Предтиманская область располагается в северо-восточной части Мезенско-Камского бассейна и представляет собой крупный асимметричный прогиб северо-западного простирания с крутым северо-восточным бортом, являющимся юго-западным склоном Тиманского поднятия. Наиболее глубокая часть прогиба протягивается узкой полосой вдоль Тиманского кряжа и связана с его возникновением. В пределах Предтиманской области имеются многочисленные локальные поднятия, которые в большинстве своем группируются в линейно вытянутые зоны или группы.

Характерно, что у большинства зон и отдельных поднятий простирание северо-западное, совпадающее с общим простиранием Тиманского кряжа. В Предтиманской области промышленные залежи нефти неизвестны. Имеют место нефтепроявления в юго-западном Притиманье, которые фиксируются в виде слабой пропитанности нефтью пород среднего и верхнего карбона, а также перми. Можно предполагать, что литолого-стратиграфические комплексы палеозоя, развитые в этой области, аналогичны соответствующим комплексам Пермского Приуралья и Тимано-Печорского бассейна, где в них содержатся залежи нефти. В связи с этим следует рассчитывать, что и в Предтиманской области с отложениями палеозоя связаны залежи нефти и газа. Зоны нефтегазонакопления могут быть приурочены к группам поднятий, развитым по бортам прогиба. Не исключено наличие нефтяных залежей и на склонах погребенных гряд Тиманского кряжа, в зонах выклинивания сингенетично нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов.

Вятско-Камская область расположена в западной части бассейна, между Котельническим выступом фундамента, Татарским и Уфимским сводами и представляет собой крупную платформенную впадину с общей тенденцией погружения фундамента с запада на восток. Располагаясь к западу от нефтегазоносной области Уфимского свода, Вятско-Камская область является весьма перспективной для поисков залежей нефти и газа. Здесь, помимо Вятской зоны, несомненно, будут выявлены и другие зоны поднятий. Перспективы поисков нефти и газа следует в первую очередь связывать с литолого-стратиграфическими комплексами девона, у которых коллекторские свойства песчаных пластов улучшаются в северо-западном направлении от известных зон нефтегазонакопления Пермского Приуралья в сторону Вятской зоны поднятий. Перспективны также литолого-стратиграфические комплексы нижнего палеозоя.

Область Уфимского свода расположена в юго-западной части бассейна и включает Уфимский свод, Чермозско-Бабкинскую и Бирскую седловины. С этой областью связаны все известные зоны нефтегазонакопления и месторождения нефти и газа Мезенско-Камского бассейна, которые приурочены

к крупным пологим валам — Васильевскому, Краснокамско-Полазненскому, Лобановскому, Кудинскому и Андреевскому.

Нефтяные залежи содержатся в песчано-алевролитовых и карбонатных резервуарах в девоне и карбоне.

В Шумовском месторождении имеются залежи в нижней перми. Дальнейшие перспективы поисков нефти и газа связываются также с литолого-стратиграфическими комплексами нижнего палеозоя.

§ 15. ГРУППА ПРЕДУРАЛЬСКИХ БАССЕЙНОВ

В эту группу бассейнов попадают Тимано-Печорский и Сылвинский бассейны. Они относятся к предгорным бассейнам Уральского палеозойского складчатого сооружения. В обоих бассейнах восточная меньшая часть занята узким предгорным прогибом, а западная — обширным платформенным склоном.

Для Тимано-Печорского бассейна характерно преимущественно выведенное на поверхность обрамление платформенного борта. У Сылвинского — обрамление преимущественно погребено. Этот бассейн отличается также более простым строением.

ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ БАССЕЙН

Тимано-Печорский бассейн расположен на северо-востоке Русской платформы, в области глубокого прогибания фундамента между Тиманом на западе и Уралом и Пай-Хоем на востоке (рис. 42). Обрамление бассейна — Тиман, Урал и Пай-Хой — определяют его границу, которая проходит вдоль зоны выклинивания продуктивных девонских отложений на склоне Тимана и вдоль зоны выклинивания каменноугольных и пермских отложений на Урале. На юге бассейн ограничен наиболее приподнятой частью Ксенофонтовского выступа фундамента, на севере он открывается в сторону Ледовитого океана. Погружающийся палеозойский комплекс уходит под дно Баренцева моря.

Тиманский кряж, обрамляющий бассейн с юго-запада, представляет собой древнее сооружение, для которого фиксируются интенсивные складчатые движения на границе протерозойского и палеозойского времени с завершением консолидации сооружения в целом в результате раннепалеозойских движений. К началу девона Тиман уже составлял часть Русской платформы. Позднепалеозойские движения привели к образованию крупных разломов и определили современный структурный план Тимана, являющийся итогом всех происходивших тектонических движений.

Восточное и северо-восточное обрамление бассейна — Урал и Пай-Хой — являются палеозойскими сооружениями, консолидация которых была завершена в конце палеозоя.

Фундамент Тимано-Печорского бассейна разновозрастный, глубина залегания его в разных частях бассейна различна. На наибольших глубинах фундамент залегает на Печорской гряде и в Предуральском прогибе.

Фундамент раннепалеозойской консолидации изучен на Тимане и в прилегающей к нему полосе, где он обнажается на поверхности и вскрыт скважинами. Он сложен здесь кварцитами, сланцами и карбонатными породами, разделенными на четыре свиты, а также изверженными породами как кислого, так и основного состава.

На северо-восточном склоне Тимана и в наиболее погруженной части бассейна развита мощная толща главным образом палеозойских, частично мезозойских и четвертичных образований. Нижнепалеозойский, кембро-силурийский комплекс отложений широко развит на всей территории бассейна. В Притиманье он сложен песчано-глинистыми отложениями, белыми, сахаровидными, пестроцветными и глинисто-карбонатными и ангидритовыми в верхней части разреза. Мощность его достигает 100 *м* в восточных частях

бассейна. Терригенная часть, особенно самая нижняя, представленная песчаниками, обладает хорошими коллекторскими свойствами. Нефтегазопроявления неоднократно отмечались в них при бурении на Седь-Иоле, Нижней

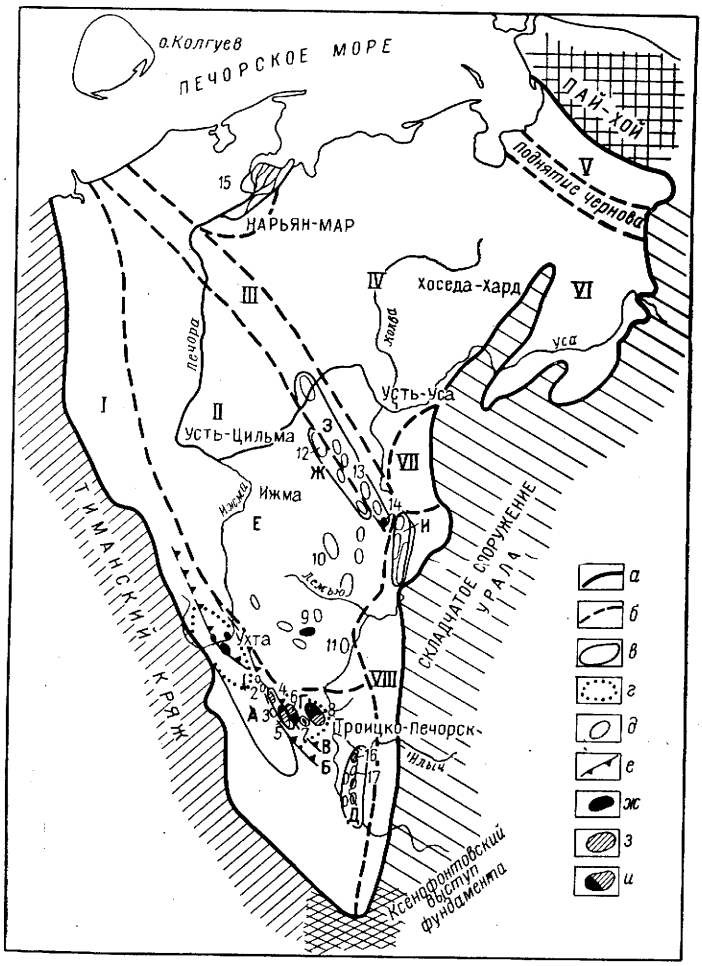


Рис. 42. Карта Тимано-Печорского бассейна (по И. О. Броду, А. Я. Кремсу, Н. П. Патрикеевой, 1961 г.).

а — границы бассейна; *б* — границы областей; *в* — зоны нефтегазонакопления; *г* — крупные сводовые поднятия; *д* — локальные поднятия; *е* — зоны стратиграфического срезания и выклинивания коллекторских горизонтов; *ж* — нефтяные месторождения; *з* — газовые месторождения; *и* — газонефтяные месторождения.

Области: *I* — Притиманская; *II* — Печорской впадины; *III* — Печорской тектонической гряды; *IV* — Большеземельского (Усинско-Колвинского) свода; *V* — Каратаихинской впадины Предпайхойского прогиба; *VI* — Косью-Роговской (Воркутинской) впадины Предуральского прогиба; *VII* — Усть-Усинской (Большеземельской) впадины Предуральского прогиба; *VIII* — Илычской (Верхне-Печорской) впадины Предуральского прогиба.

Площади нефтегазонакопления: *А* — Верхне-Ижемская антиклинальная; *Б* — связанная с выклиниванием эйфельских отложений; *В* — связанная с выклиниванием верхней части верхнеживетских отложений; *Г* — связанная с Ижма-Сойвинским поднятием; *Д* — Верхне-Печорского района антиклинальная; *Е* — связанная с предполагаемым Ижма-Печорским сводом; *Ж* — Ольговейнюр-Тереховейская антиклинальная; *З* — Среднепечорская антиклинальная; *И* — Худопольско-Войская антиклинальная. Локальные поднятия и связанные с ними месторождения: *1* — Ярегское; *2* — Куш-Коджеское; *3* — Ижкось-Горинское; *4* — Седьельское; *5* — Вой-Вожское; *6* — Нибельское; *7* — Верхнеомринское; *8* — Нижнеомринское; *9* — Западно-Тэбукское; *10* — Лемью-Ираельское; *11* — Восточно-Савиноборское; *12* — Тереховейское; *13* — Ольгевейнюрское; *14* — Югидское; *15* — Нарьян-Марское; *16* — Джебольское; *17* — Южноджебольское.

Омре и на других площадях. В 1960 г. была установлена промышленная нефтеносность верхней карбонатно-доломитовой толщи силурийского возраста на месторождении Западный Тэбук.

Нижне- и среднедевонский, преимущественно терригенный, нефтегазоносный комплекс широко развит. В восточной части бассейна, в Предуральском прогибе он достигает наибольшей мощности — 1100 *м* — и представлен

битуминозными, в верхней части карбонатными породами. На Печорской гряде вскрытая мощность среднего девона равна 800 *м*. К среднедевонским терригенным отложениям относится ряд горизонтов, содержащих промышленные залежи нефти и газа.

Песчано-алевритовые и алеврито-глинистые породы слагают в Притиманье нижнюю часть франского яруса, а на Печорской гряде частично и низы верхнефранского и нижнефранского подъярусов.

Мощность верхнедевонских отложений в Ухтинском районе равна 1000 *м*, в южной части западного борта бассейна не превышает 600 *м*; увеличиваясь на восток, на Печорской гряде она достигает 3000 *м*. В Западном Приуралье в районе р. Щугор верхнедевонский карбонатный комплекс обладает мощностью 530 *м*. Продуктивные горизонты верхнедевонского комплекса сложены песчано-алевритовыми породами нижнефранского подъяруса, характеризующимися большой изменчивостью литологического состава, что влияет на характер связанных с ними залежей нефти и газа.

Нижнекаменноугольный терригенный комплекс содержит залежи нефти и газа в районе Джебола на Южном Тимане и в районе Югид на Средней Печоре. При опробовании были получены притоки нефти и газа из ряда скважин, пробуренных на Северной Мылве, Покче и в других районах.

Вышележащий карбонатный комплекс занимает средне- и верхнекаменноугольные отложения, а также сакмарский и артинский ярусы нижней перми. Он сложен карбонатными, местами глинисто-карбонатными породами, мощность которых значительно увеличивается в восточном направлении главным образом за счет сакмарско-артинских отложений и достигает 2500—3000 *м* на севере Предуральского прогиба. На различных участках бассейна наблюдаются нефтепроявления главным образом в верхней части комплекса. При бурении отмечалось газирование из артинских отложений и небольшие притоки нефти. Весьма вероятно обнаружение в выступах карбонатной толщи массивных залежей нефти и газа, связанных с трещиноватостью и кавернозностью карбонатных коллекторов.

Верхнепермский терригенный комплекс, сложенный мощной толщей песчано-алеврито-глинистых пород и мергелей, мощность которого достигает 900 *м* и более в Печорской депрессии, увеличиваясь до нескольких тысяч метров в Предуральском прогибе. Нефтеносность его установлена на юге Печорской впадины (Савиноборская площадь и др.).

Мезозойский комплекс отложений имеет ограниченное распространение на территории бассейна. Он известен в Печорской депрессии и в Предуралье, где представлен предположительно триасовыми пестроцветными породами, а также песчано-глинистыми юрскими и меловыми отложениями. Мощность этих отложений достигает 300 *м* в Печорской впадине и несколько возрастает в Приуралье.

По структурным особенностям, условиям осадконакопления и нефтегазоносности в Тимано-Печорском бассейне выделяются восемь областей.

I. Притиманская (северо-восточный склон Тимана).

II. Печорской депрессии.

III. Печорской тектонической гряды и Нарьян-Марского поднятия.

IV. Большеземельского свода.

V. Каратамхинской впадины Предпайхойского прогиба.

VI. Косью-Роговской (Воркутинской) впадины Предуральского прогиба.

VII. Большесынской (Усть-Усинской) впадины Предуральского прогиба.

VIII. Верхне-Печорской (Илычской) впадины Предуральского прогиба.

Притиманская область представляет собой юго-западный пологий борт бассейна с метаморфическим кварцито-сланцевым фундаментом, осложненным поднятиями, группирующимися в известные и возможные зоны нефтегазонакопления. Как отдельные поднятия, так и зоны, образованные ими, имеют северо-западное простирание, за исключением поперечного Ижма-

Сойвинского поднятия. К зонам выклинивания эйфельских и живетских отложений приурочена соответствующая зона нефтегазонакопления, связанная с месторождениями Ярегское, Чутинское, Нямедское, Изкосьгорское, Куш-Коджское, Нибельское.

К Верхнеижемской антиклинальной зоне нефтегазонакопления приурочены месторождения Седь-Иольское и Вой-Вожское.

Поперечному Ижма-Сойвинскому структурному выступу соответствует площадь нефтегазонакопления, связанная с месторождениями Нибельское, Верхнеомринское, Нижнеомринское.

Здесь продуктивны девонские комплексы. Перспективы могут быть связаны с антиклинальными зонами, аналогичными уже известным в настоящее время, а также с зонами выклинивания эйфельских и главным образом живетских отложений в более северных частях Притиманской области.

Печорская депрессия, расположенная непосредственно к востоку от Притиманской области, значительно погружена относительно последней и относительно Печорской тектонической гряды. Фундамент Печорской впадины бурением еще не вскрыт. Впадина выполнена мощной толщей палеозойских и частично мезозойских пород. Разведанных месторождений нефти и газа здесь пока неизвестно. Промышленные притоки нефти получены из среднедевонского терригенного комплекса на месторождении Западный Тэбук.

Структурным элементом, отчетливо вырисовывающимся даже на мелкомасштабной геологической карте, является крупный Ижма-Печорский свод, в пределах которого в настоящее время известны осложняющие его поднятия — Лелью-Ира-Иольское, Западно-Тэбукское, Тэбукское и др.

Верхне-Печорская (Илычская) впадина представляет собой область глубокого предгорного прогиба, выполненного мощной толщей палеозойских, особенно каменноугольных и пермских отложений [1]. Переход от пологого западного борта бассейна к прогибу уступообразный и флексурообразный. Мощность палеозойских пород, выполняющих бассейн, здесь резко увеличивается. Складки, развитые в этой области, резко выражены и имеют меридиональное простирание.

Джебольское месторождение связано с Верхне-Печорской антиклинальной зоной нефтегазонакопления, в которую входят Джебольское, Тыбьюсское, Правобережное и Мамыльское поднятия. На Джебольском месторождении продуктивен нижнекаменноугольный комплекс. Кроме того, в этой же области перспективной является Худопольско-Войская антиклинальная зона нефтегазонакопления.

Печорская гряда представляет собой крупный вал северо-западного простирания, образующий на севере две расходящиеся ветви. Печорская гряда связана с зоной разломов в фундаменте, фиксируемых геофизическими исследованиями. По облику структурных форм, развитых здесь, по фациальному характеру и мощностям отложений Печорская гряда значительно отличается от описанных выше областей. Она осложнена целым рядом поднятий. С одним из них связано месторождение Югид, где залежи нефти содержатся в терригенных отложениях визе.

Область крупного Большеземельского свода расположена в треугольнике между Печорской грядой, Уралом и Пай-Хоем. Эта область очень слабо изучена в геологическом отношении. Аэромагнитная съемка показала, что магнитное поле здесь резко положительное и значительно отличается от такового в Притиманской части и в Печорской депрессии.

Каратахинская и Воркутинская впадины заполнены породами преимущественно пермского возраста. Пермские отложения имеют здесь наибольшие мощности — до 2500—3000 *м* (P_1) — и обладают промышленной угленосностью. Каратаихинская и Воркутинская впадины являются частями Печорского каменноугольного бассейна.

---

[1] Недавно на Курьинской площади установлена газоносность нижнепермских отложений.

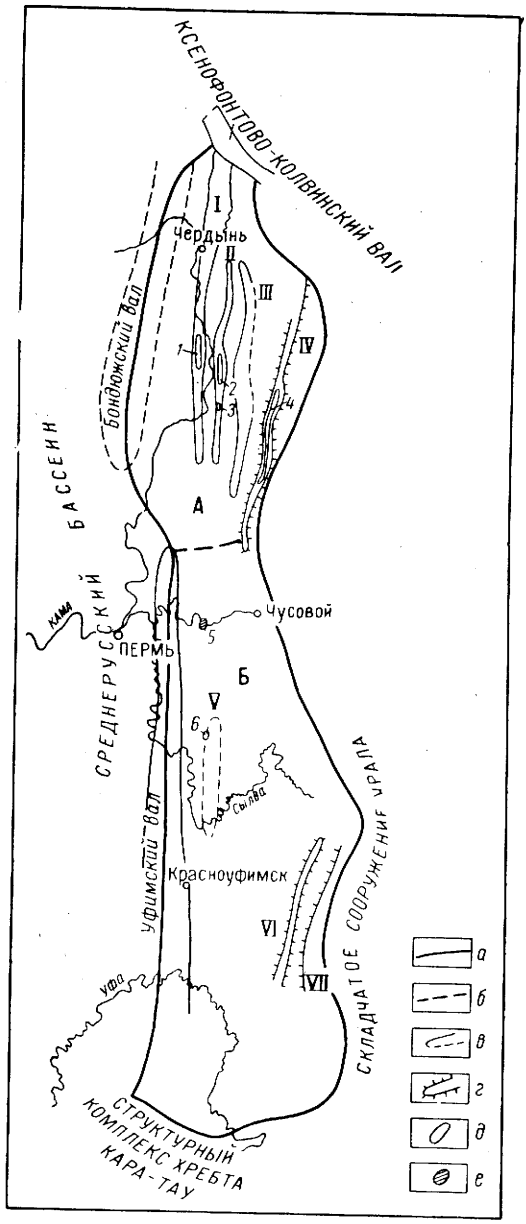


Рис. 43. Карта Сылвинского бассейна (по М. С. Шлейферу, 1961 г.).

а — границы бассейна; *б* — границы нефтегазоносных областей; *в* — валы, выраженные в надсолевых нижнепермских отложениях; *г* — зоны антиклинальных поднятий, выраженные в пермских и допермских отложениях; *д* — локальные поднятия; *е* — рифовые массивы. *А* — область Соликамской впадины. Валы и зоны антиклинальных поднятий: *I* — Камско-Вишерский; *II* — Березниковский; *III* — Игумский; *IV* — Западная Кизеловская. Поднятия: *1* — Дубровское; *2* — Соликамское; *3* — Березниковское; *4* — Всеволодо-Вильвинская антиклиналь. *Б* — область Юрезано-Сылвинской впадины. Известные и предполагаемые валы и зоны антиклинальных поднятий: *V* — Тулумбасско-Тиссовский; *VI* — Артинская; *VII* — Михайловская. Локальные поднятия и связанные с ними месторождения: *5* — Верхнечусовские Городки; *6* — Маликовские.

Сылвинский бассейн относится к бассейнам предгорных впадин и занимает среднюю по широте часть Предуральского краевого прогиба, располагающегося к западу от герцинского складчатого сооружения Урала. Бассейн вытянут узкой полосой меридионального простирания от Ксенофонтово-Колвинского вала на севере до фундамента структурного комплекса хребта Кара-Тау на юге. Этими поднятиями он отделяется соответственно от Тимано-Печорского и Северо-Каспийского нефтегазоносных бассейнов (рис. 43).

Западная граница Сылвинского бассейна, отделяющаяся от Среднерусского, проходит по Бондюжскому и Уфимскому валам, приуроченным к зоне сочленения северо-восточного края Русской платформы и Предуральского прогиба.

На востоке бассейн ограничивается складчатым сооружением Урала. Граница может быть условно проведена во внешнем поясе Урала по линии, отделяющей площади развития верхнекаменноугольных и более древних отложений.

В указанных границах бассейн имеет в длину порядка 600 *км* и в ширину 55—125 *км*. Суженная часть располагается несколько севернее широты г. Перми и делит бассейн на две части, северная из которых известна под названием Соликамской впадины, а южная — Юрезано-Сылвинской депрессии.

В поднятиях Ксенофонтово-Колвинского вала, внешней зоны складчатого Урала и хребта Кара-Тау, окаймляющих бассейн с северо-востока и юга, выведены на дневную поверхность различные комплексы палеозоя, которые в пределах самого бассейна залегают на глубине. Эти поднятия являются областями создания гидродинамических напоров, обусловливающих в проницаемых породах бассейна режим водонапорных комплексов. Движение

вод в этих комплексах происходит от названных поднятий к центру бассейна и в сторону западного борта, через поднятия которого возможно их переливание в Среднерусский бассейн.

О строении и глубине залегания фундамента можно судить по магнитометрическим исследованиям, данные которых позволяют предположить в большей части бассейна гранито-гнейсовый фундамент архейско-верхнепротерозойского возраста. Только в самой северной его части, где наблюдаются магнитные аномалии северо-западного тиманского простирания, фундамент является сланцево-карбонатным (верхнепротерозойского возраста). По этим же данным максимальное погружение (до 10 000 *м*) фундамента следует ожидать в Юрезано-Сылвинской депрессии. Глубина залегания его в Соликамской впадине порядка 5000—6000 *м*.

Сылвинский бассейн выполнен осадочными отложениями палеозойского возраста, из которых более или менее изучены породы девона, карбона и перми. Додевонские отложения, известные на северо-востоке Русской платформы (бавлинская свита) и по западному склону Урала, здесь не вскрыты.

В Пермском Приуралье, где мощность додевонских отложений около 1000 *м*, они представлены преимущественно зеленовато-серыми алевролитами и песчаниками. Среди этих отложений отмечены нефтепроявления в виде выпотов нефти (непромышленное Таныпское месторождение).

В разрезе средне- и верхнепалеозойских отложений выделяются (снизу вверх) три литолого-стратиграфических комплекса: терригенный, карбонатный и терригенно-хемогенный.

Терригенный комплекс, охватывающий эйфельский, живетский и низы франского ярусов, представлен песчано-глинистыми образованиями с небольшим количеством известняков. Эти отложения характеризуются региональной нефтеносностью, содержат промышленные залежи нефти в Пермском Приуралье и могут рассматриваться в качестве сингенетично нефтегазоносных.

Карбонатный комплекс относится к верхнему девону, карбону и нижней перми. Он представлен в основном известняками, доломитами и мергелями. Только в визейском ярусе нижнего карбона, а также в башкирском и нижней части намюрского ярусов среднего карбона имеются терригенные пачки, состоящие из песчаников, темноцветных глинистых сланцев, аргиллитов и алевролитов. На востоке в пределах Уфимского амфитеатра верхняя часть комплекса переходит в терригенную фацию.

Среди данного литолого-стратиграфического комплекса в Пермском Приуралье выделяются четыре регионально нефтенасыщенные толщи.

Первая из них включает известняки турнейского яруса, содержащие массивные залежи нефти, которые накапливаются под глинами угленосного визейского горизонта. Данная толща может рассматриваться в качестве эпигенетично нефтегазоносной. Слабые нефтепроявления отмечены в ней в скважинах на севере бассейна, в районе г. Чердынь, в обнажениях западного склона Урала. Выделения нефти и газа отмечены в скважине у г. Губиха.

Вторая нефтегазоносная толща связана с терригенными отложениями угленосного и тульского горизонтов визейского яруса, представленными переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, и может рассматриваться в качестве сингенетично нефтегазоносной. Она содержит до трех продуктивных пластов. Данная толща интересна тем, что мощность ее увеличивается в пределах бассейна с запада на восток от 90 *м* в Пермском Приуралье до 250 *м* в Кизеловском угольном бассейне. В последнем она представлена угленосной фацией, но с обильными нефтепроявлениями.

Следующая каширско-намюрская толща сложена в основном известково-доломитовыми породами, среди которых (в верейском и каширском горизонтах) содержатся глинисто-мергелистые прослои. Нефтяные залежи приурочены к пористым пластам известняка, которые разделяются либо плохо проницаемыми окремненными известняками, либо глинами. Эта толща может

рассматриваться в качестве эпигенетично нефтегазонасыщенной. Перспективность ее в Сылвинском бассейне несомненна.

Наконец, четвертая нефтесодержащая толща, включающая рифовые известняки сакмарского и артинского ярусов нижней перми, может рассматриваться в качестве эпигенетично нефтегазоносной. С ней связано месторождение нефти Верхне-Чусовские Городки. Нефть содержится в известняках артинского рифового массива, перекрытых кунгурскими соленосными глинами и солью.

Терригенно-хемогенный литолого-стратиграфический комплекс относится к кунгурскому ярусу и представлен соленосными глинами и солью, лишенными нефтяных залежей.

По особенностям строения и условиям нефтегазоносности в Сылвинском бассейне могут быть выделены две области — Соликамской и Юрезано-Сылвинской впадин.

Область Юрезано-Сылвинской впадины представляет собой глубокий асимметричный прогиб, ось которого по артинским отложениям проходит в 6—8 *км* восточнее оси впадины по среднекаменноугольным отложениям. Восточное более крутое крыло осложнено асимметричными линейными складками, вытянутыми параллельно сооружению Урала, а западное — куполовидными поднятиями. Последние группируются в линейные зоны и погружаются в северном направлении. В центральной части впадины, где развиты соленосные кунгурские отложения, устанавливается меридиональный вал, который не обнаруживается в более древних горизонтах.

Перспективы поисков залежей нефти в этой области следует связывать на западном борту с сакмарскими и артинскими рифовыми известняками, на восточном борту франскими и живетскими терригенными отложениями и на всей территории — с угленосной и каширско-намюрской нефтегазоносными толщами.

§ 16. ГРУППА ЮЖНЫХ ОКРАИННЫХ БАССЕЙНОВ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В пределах южной части Русской платформы выделяются два бассейна: Северо-Каспийский и Белорусско-Украинский (Днепровско-Донецкий). Их образование связано с крупным прогибанием краевых частей докембрийской платформы, в зоне сочленения ее с более молодыми палеозойскими участками.

Для бассейнов характерна огромная мощность осадочного чехла, развитие солянокупольной тектоники, значительные перспективы нефтегазоносности, связанной в первую очередь с палеозоем, а также и с мезозойскими слоями. Особенно это относится к Северо-Каспийскому бассейну. Северо-Каспийский бассейн относится к равнинным платформенным бассейнам с разновозрастным (допалеозойским и палеозойским) фундаментом, с обрамлением, в значительной мере погребенным. Белорусско-Украинский имеет относительно простое строение, обрамление выведено на поверхность, а фундамент преимущественно докембрийский.

СЕВЕРО-КАСПИЙСКИЙ БАССЕЙН

Северо-Каспийский бассейн занимает обширную область прогибания на юго-востоке Русской платформы, которая может рассматриваться для слагающей ее мощной толщи осадочных пород в качестве грандиозного артезианского бассейна. Последний со всех сторон ограничен склонами крупных структурных элементов, от которых к центральным частям бассейна происходит региональное погружение отложений (рис. 44).

В северной и западной частях бассейна, наиболее приподнятых в структурном отношении, расположены месторождения нефти и газа Волго-Уральской области и Волгоградско-Саратовского Поволжья. В этих районах кристаллический фундамент залегает на глубине, не превышающей 2—3 тыс. *м*.

Непосредственно к югу и юго-востоку расположена Прикаспийская соляно-купольная область, в наиболее прогнутой части которой кристаллический фундамент погружен на глубину 8—10 тыс. *м*. В крайней восточной части

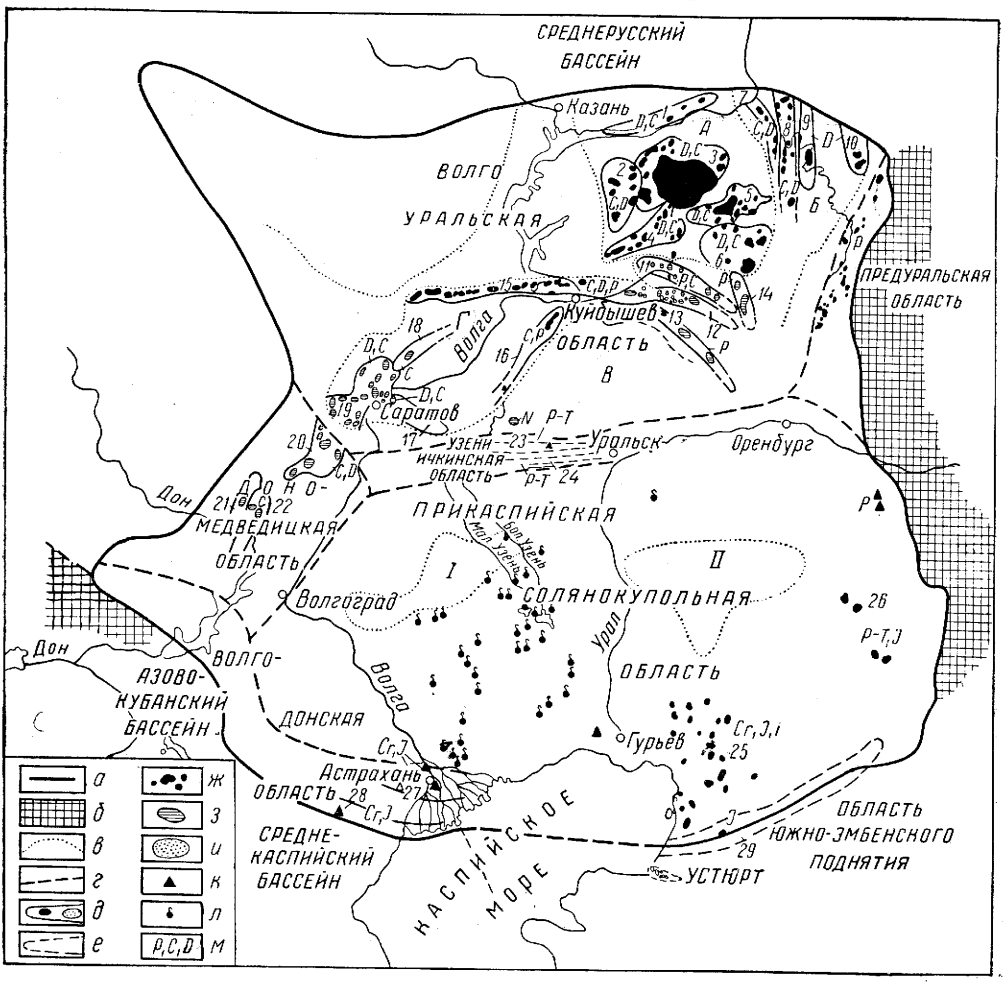


Рис. 44. Карта Северо-Каспийского бассейна (по Броду, Мирчинку и др.).

а — граница Северо-Каспийского нефтегазоносного бассейна; *б*— палеозойские складчатые сооружения, выведенные на поверхность; *в* — границы крупных структурных элементов; *г* — границы нефтегазоносных областей; *д* — границы зон нефтегазонакопления и групп месторождений и их возможные продолжения; *е* — границы предполагаемых зон нефтегазонакопления и предполагаемых групп месторождений; *ж* — нефтяные месторождения; *з*— газонефтяные месторождения; *и*— газовые и газоконденсатные месторождения; *к* — признаки газа в скважинах; *л* — поверхностные газопроявления; *м* — возраст вмещающих нефть и газ пород.

Волго-Уральская область: *А* — Татарский свод: *1* — Грахано-Елабужская; *2* — Нурлатско-Аксубаевская; *3* — Ромашкинская; *4* — Сокско-Шешминская; *5* — Туймазинская; *6* — Шкаповская (группы месторождений и зоны нефтегазонакопления); *Б* — Бирская седловина: *7* — Арланская, *8* — Султанбековская, *9* — Старо-Петровская, *10* — Нуримановская (зоны нефтегазонакопления); *В* — Узени-Иргизская (Бузулукская) впадина: *11* — Большекинельская, *12* — Малокинельская, *13* — Самаркинская, *14* — Икско-Демская (зоны нефтегазонакопления); *Г* — Жигулевско-Пугачевский свод: *15* — Жигулевская, *16* — Покровско-Чапаевская, *17* — Советско-Степновская, *18* — Карабулакская, *19* — Саратовская (группы месторождений и зоны нефтегазонакопления).

Доно-Медведицкая область: *20* — Жирновско-Коробковская, *21* — Абрамовская, *22* — Арчединo-Донская (группы месторождений и зоны нефтегазонакопления). Узени-Ичкинская область: *23* — Северная, *24* — Южная (предполагаемые зоны нефтегазонакопления). Прикаспийская солянокупольная область: *25* — Южно-Эмбенский, *26* — Актюбинско-Темирский (районы распространения месторождений).

Волго-Донская область: *27* — Астраханская, *28* — кряжа Карпинского (группы месторождений и зоны нефтегазонакопления).

Область Южно-Эмбенского поднятия: *29* — Баранкульское месторождение; *I* и *II* — соответственно Аралсорско-Шунгайский и Хобдинский гравитационные максимумы.

бассейна расположен Предуральский передовой прогиб, открывающийся на юге в Прикаспийскую область.

С точки зрения размещения скоплений нефти и газа Северо-Каспийской нефтегазоносный бассейн изучен весьма неравномерно. Подавляющая часть

добычи и основные запасы нефти расположены в северной и отчасти северо-западной частях Волго-Уральской области. Значительно менее изучена и мало разведана южная часть той же области. Еще менее изучена огромная территория Северного Прикаспия, где распространены многочисленные солянокупольные поднятия.

Водяной напор для большинства водоносных комплексов формируется на склонах верхнепалеозойских сооружений Урала и Мугоджар. В формировании напора имеют значение также юго-восточные склоны Воронежского массива и Токмовского свода, обрамляющие бассейн с запада и северо-запада и выраженные на поверхности Приволжской возвышенностью.

На юго-востоке Северо-Каспийский нефтегазоносный бассейн погребенным Южно-Эмбенским барьером отделен от Устюртского бассейна, а на юге кряж Карпинского отделяет его от Среднекаспийского и Азово-Кубанского бассейнов. На юго-западе Миллеровским выступом Воронежского свода рассматриваемый бассейн отделен от Днепровско-Донецкого нефтегазоносного бассейна.

На севере камская вершина Татарского свода отделяет Северо-Каспийский бассейн от Мезенско-Камского бассейна.

В северной части бассейна фундамент сложен кристаллическими породами докембрия. На южном обрамлении фундамент представлен дислоцированным палеозоем. Фундамент в северном Прикаспии нигде не вскрыт скважинами. Можно предполагать, что в основном он представлен докембрийскими кристаллическими породами, а в Узени-Ичкинской полосе — дислоцированным нижним палеозоем (рис. 45).

В северной части бассейна в фундаменте выделяются крупные сводообразно приподнятые структурные элементы, именуемые сводами. Кроме перечисленных выше Воронежского, Татарского и Токмовского сводов, обрамляющих бассейн, выделяется несколько более погруженный Жигулевско-Пугачевский свод. На сводах, обрамляющих бассейн, глубина залегания фундамента не превышает 1600 *м*. На Жигулевско-Пугачевском своде она достигает 2000 *м* и более. Значительно глубже погружен фундамент в Мелекесской, Бузулукской (Узени-Иргизской), Рязано-Саратовской, Предуральской и особенно в Прикаспийской впадинах. Последняя, по-видимому, также расчленена на крупные структурные элементы, скрытые мощным покровом молодых образований, по своей геологической значимости соответствующие платформенным выступам и впадинам.

Рассмотрение в самых общих чертах соотношения отметок областей создания напоров с отметками зон разгрузки и дренажа показывает, что при всей сложности поведения пьезометрических поверхностей в различных водонапорных комплексах для Северо-Каспийского бассейна в целом намечается общая тенденция направления водного потока. Основные водные потоки направлены с востока от Урала и Мугоджар на запад и с запада от Приволжской возвышенности на восток. Оба потока создают напор подземных вод, направленный к центру Прикаспийской солянокупольной области, где происходит разгрузка вод благодаря наличию крупных тектонических разрывов и соляных прорывов. На юге в области распространения погребенного кряжа Карпинского зафиксирован перелив подземных вод в мезозойской толще из Среднекаспийского бассейна в Северо-Каспийский. На северном обрамлении бассейна не исключено переливание вод в некоторых комплексах и через Татарский свод.

Наиболее древними из осадочных отложений, заполняющих бассейн, являются образования бавлинского комплекса, возраст которых датируется верхним протерозоем — нижним палеозоем. Эти отложения, представленные терригенными породами, вскрыты бурением во впадинах Рязанско-Саратовской, Мелекесской и Бирской. Здесь их максимальная мощность достигает 800 *м*. Эпигенетичные нефтепроявления в бавлинском комплексе установлены пока только на юго-восточном погружении Татарского свода. Не исключено распространение этих отложений и в Бузулукской впадине, где они в благо-

приятных структурных условиях при соприкосновении с битумопроизводящими породами могут оказаться нефтегазоносными.

Стратиграфически выше залегают отложения девонского и каменноугольного возраста. Эта толща отложений, к которой приурочены основные нефтегазоносные свиты Волго-Уральской области, представлена чередующимися свитами терригенных, терригенно-карбонатных и карбонатных пород. Первые из них фиксируются в нижнем девоне, живетском ярусе, нижнефранском подъярусе, в нижнем и среднем карбоне. Карбонатные породы слагают разрез средне- и верхнефранского подъярусов и фаменского яруса девона и распространены во всех трех отделах карбона, но в среднем и особенно верхнем преобладают. Мощность терригенно-карбонатного комплекса девона и карбона возрастает от 400 *м* на Токмовском своде до 1500 *м* на Татарском своде, до 2500 *м* в Мелекесской впадине и, вероятно, до 3500 *м* на южном погружении Жигулевско-Пугачевского свода.

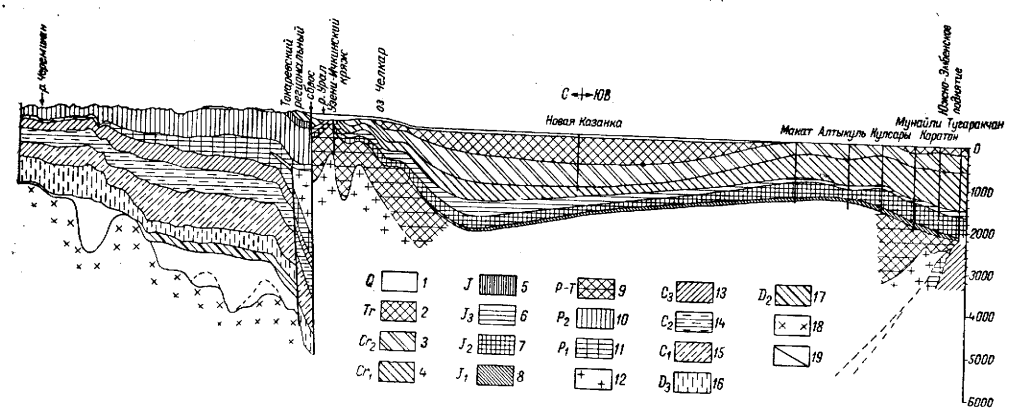


Рис. 45. Профильный разрез через Северо-Каспийский бассейн (река Черемшан — Озчелкар — Новая Казанка — Южноэмбенское поднятие). (по Броду, Мирчинку и др.).

1 — четвертичные отложения; *2* — третичные отложения; *3* — верхнемеловые отложения; *4* — нижнемеловые отложения; *5* — юрские отложения; *6* — верхнеюрские отложения; *7* — среднеюрские отложения; *8* — нижнеюрские отложения; *9* — пермо-триасовые отложения; *10* — верхнепермские отложения; *11* — нижнепермские отложения; *12* — соленосные отложения нижней перми; *13* — верхнекаменноугольные отложения; *14* — среднекаменноугольные отложения; *15* — нижнекаменноугольные отложения; *16* — верхнедевонские отложения; *17* — среднедевонские отложения; *18* — кристаллический фундамент; *19* — региональные нарушения.

С терригенными и карбонатными толщами девона и карбона связан ряд региональных водонапорных комплексов, многие из которых являются в то же время регионально нефтегазоносными. Нижний комплекс, который может рассматриваться как сингенетично нефтегазоносный, представлен песчано-глинистыми свитами пород живетского и франского ярусов. Залежи нефти и газа часто встречаются и в вышележащем карбонатном комплексе пород верхнефранского и турнейского возраста, который надо рассматривать в качестве эпигенетично нефтегазоносного. Залежи нефти и газа в обеих толщах широко распространены в ряде месторождений Татарского свода, Жигулевско-Пугачевского выступа и на Доно-Медведицком валу. Еще шире распространена нефтегазоносность в терригенном комплексе низов визе и в терригенно-карбонатном комплексе верхней части нижнего и среднего карбона. Первая из этих толщ может рассматриваться как регионально сингенетично-нефтегазоносная, а вторая — только как частично сингенетично-нефтегазоносная.

Наиболее богатые залежи в девонских отложениях обнаружены на Татарском своде, где они связаны с крупными платформенными поднятиями, расположенными вдоль зоны выклинивания в северном направлении, мощных песчаных пачек. Высокодебитные залежи в каменноугольных отложениях обнаружены на Лугано-Дмитриевском, Мухановском, Красноярском и Зольненском поднятиях, расположенных в полосе распространения хороших

коллекторских пачек вдоль кромки их выклинивания на северо-восточном и юго-восточном склонах Жигулевско-Пугачевского свода.

Выше каменноугольных отложений залегают образования пермского возраста. Они представлены карбонатными и сульфатно-гидрохимическими породами нижней перми и красноцветным песчано-глинистым комплексом верхней перми. Залегающие еще выше триасовые отложения, весьма близкие к верхнепермским, объединяются с ними обычно в южных районах бассейна в единую толщу, именуемую пермо-триасом. Наибольшие мощности пермских и пермо-триасовых отложений пока известны в Предуральском передовом прогибе, где они достигают 4000 *м*. Судя по геофизическим данным, в Прикаспийской солянокупольной области, где эти отложения широко развиты, мощность их еще более значительна. В этих отложениях отмечается ряд нефтегазоносных свит, группирующихся в две регионально распространенные толщи. Нижняя из них, связанная с карбонатным комплексом сакмарско-артинского возраста, является, видимо, частично сингенетично-нефтегазоносной. Промышленная нефтегазоносность в ней установлена на юго-восточном склоне Жигулевско-Пугачевского выступа, в Бузулукской впадине, Бирской седловине и в Предуральском прогибе. Верхняя, сложенная песчано-глинистыми отложениями пермо-триаса, сингенетично-нефтегазоносна на юге Прикаспийской солянокупольной области. Районы, наиболее перспективные для открытия крупных, высокодебитных залежей в связи с зонами выклинивания пермских и триасовых отложений, еще не разведаны.

В мезозойско-кайнозойское время наибольшее прогибание, сопровождавшееся накоплением осадков большой мощности, происходило в Прикаспийской солянокупольной области и особенно в ее специальной части и на междуречье Волги — Урала. Мезозойская толща, за исключением упомянутого выше триаса, разбивается по литолого-фациальному составу на две части: нижнюю — юрско-нижнемеловую, песчано-глинистую и верхнемеловую, карбонатную. Максимальные мощности (2300 *м*) юрских и меловых отложений известны в Новоузенском районе, в северо-западной части Прикаспийской области. Юрская и нижнемеловая терригенная толщи регионально нефтегазоносны на южной окраине Русской платформы, в Предкавказье и в Средней Азии. Сингенетично нефтегазоносные свиты приурочены к бат-байосским и неоком-аптским отложениям. Залежи нефти и газа обнаружены в Западном Казахстане, в Астраханской и Волгоградской областях. Эпигенетичная нефтегазоносность верхнего мела установлена в Южноэмбенском и Астраханском районах. В зонах выклинивания коллекторских пачек юрских и меловых отложений разведка пока не проводилась.

Палеогеновые отложения слагаются опоковыми, песчано-глауконитовыми и глинистыми породами. Они достигают наибольшей мощности в 1000 *м* на юге бассейна. Неоген-четвертичные песчано-глинистые отложения достигают наибольшей мощности на междуречье Волги — Урала. В отложениях кайнозоя известны преимущественно газопроявления, отмечаемые в центральных частях Волго-Уральского междуречья и отчасти на юге Бузулукской впадины.

Для Северо-Каспийского бассейна в целом характерно последовательное возрастание стратиграфического интервала нефтегазоносности от его краевых частей к центральным. В северной и западной частях бассейна, а отчасти и на юго-востоке промышленная нефтегазоносность установлена в девонских и каменноугольных отложениях. В Бузулукской впадине и в солянокупольной области Северного Прикаспия, а также в Предуральском прогибе нефтегазоносны, кроме того, пермские и отчасти пермо-триасовые отложения. В Прикаспийской солянокупольной области в основном нефтегазоносны юрские и меловые отложения, а в наиболее погруженной части бассейна, в междуречье Волги и Урала нефтегазопроявления известны и в третичных отложениях.

При изучении закономерностей в распространении скоплений нефти и газа Северо-Каспийский бассейн делится на ряд упоминавшихся выше

нефтегазоносных областей, характеризующихся различным стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности и определенными типами скоплений нефти и газа.

По добыче и подготовленным запасам на первом месте стоит Волго-Уральская нефтегазоносная область. Эта область охватывает всю северную часть Северо-Каспийского бассейна, подстилаемую относительно приподнятым докембрийским кристаллическим фундаментом.

На юго-западе к Волго-Уральской области непосредственно примыкает сходная с ней по геологическому строению и условиям залегания нефти и газа Доно-Медведицкая нефтегазоносная область. На юге Волго-Уральская область отделяется от обширной Прикаспийской солянокупольной области линейно вытянутой Узени-Ичкинской областью. На крайнем востоке бассейна расположена нефтегазоносная область Предуральского прогиба, открывающаяся на юге в Прикаспийскую солянокупольную область. На юго-востоке Прикаспийская солянокупольная область отделяется от Устюртского нефтегазоносного бассейна областью Южноэмбенского поднятия. В юго-западной части бассейна расположена Волго-Донская нефтегазоносная область, в состав которой входит погребенный кряж Карпинского и примыкающий к нему с севера Преддонецкий прогиб.

Все известные месторождения нефти и газа Волго-Уральской области объединяются в группы и линейно вытянутые зоны нефтегазонакопления, связанные со сводовыми поднятиями и разделяющими их впадинами.

К Татарскому своду приурочены многочисленные месторождения с залежами в девонских и каменноугольных отложениях. Обычно пластовые сводовые, частично литологически ограниченные, а иногда и литологически экранированные залежи нефти связаны с мощными песчаными пачками, залегающими в верхней части среднего девона и в низах верхнего девона. С известняковыми выступами турнейского яруса часто связаны массивные залежи нефти, а с алевритово-песчаниковыми пластами нижнего и среднего карбона — сводовые и литологически экранированные залежи.

Месторождения приурочены к пологим платформенным поднятиям, чаще всего погребенным или возрожденным. Большая группа поднятий, занимающая центральную часть свода, получила по имени крупнейшего по запасам месторождений, расположенного в ее центре, наименование ромашкинской группы. К северу от нее расположена линейно вытянутая зона Грахано-Елабужских поднятий, а западнее на склоне Мелекесской впадины расположена нурлатско-аксубаевская группа месторождений.

Непосредственно южнее протягиваются сокско-шешминская и туймазинская группы поднятий, а к юго-восточному выступу свода приурочена шкаповская группа. Две последние группы именуются по месторождениям, которые вместе с Ромашкинским выделяются по добыче и запасам не только среди всех месторождений Татарского свода, но и среди всех месторождений нефти СССР и восточного полушария.

Мелекесская впадина, разделяющая Токмовский, Татарский и Жигулевско-Пугачевский своды, несомненно перспективна для открытия залежей нефти и газа в девонских и каменноугольных отложениях, но пока она изучена недостаточно для того, чтобы выделить в ней зоны нефтегазонакопления. К востоку от Татарского свода располагается Бирская седловина, в которой выделяются Старо-Петровская, Султанбековская и Арланская антиклинальные зоны нефтегазонакопления.

Большинство известных залежей нефти приурочено к терригенной пачке в нижней части карбона. В последние годы открыты месторождения с залежами в девонских отложениях. Залежи преимущественно сводовые, частично литологически ограниченные, иногда литологически экранированные.

Южнее Бирская седловина переходит в Бузулукскую впадину, в которой выделяются Большекинельская, Малокинельская, Самаркинская и Икско-Демская зоны нефтегазонакопления, приуроченные к асимметричным валообразным поднятиям, связанным, по-видимому, со ступенями фундамента,

оконтуривающими впадину. С Большекинельской зоной связаны известные Бугурусланское и Новостепановское месторождения с залежью газа, оторочennой по южному, более крутому, крылу нефтью. В месторождениях перечисленных выше зон залежи нефти и газа приурочены преимущественно к пластам песчаников, реже мергелей различных свит пермских отложений. В последние годы залежи открыты и в подстилающих более древних отложениях. На юго-западе Бузулукской впадины расположено давно известное месторождение Стеклогаз с очень небольшой залежью газа в песчаной линзе плиоценовых отложений.

В западной части области расположены известные зоны нефтегазонакопления, связанные с Жигулевско-Пугачевским выступом. Вдоль крутого северного края выступа протягивается Жигулевская зона, на востоке покровско-чапаевская, а на юге и юго-западе — саратовская, советско-степновская и карабулакская группы месторождений.

С Жигулевской зоной поднятий связаны многочисленные месторождения, протягивающиеся цепочкой вдоль крутого структурного уступа, определяющего образование резкого изгиба Волги, именуемого Самарской Лукой. Большинство месторождений, разработка которых начата до 1940 г., расположено на правобережье Волги. Старейшими месторождениями являются Сызранское, Яблоново-Овражское и Зольненское. Залежи, преимущественно пластовые сводовые, связаны с нижним и средним карбоном. В нижнем карбоне известны массивные залежи в известняковых выступах. Широко распространены литологически ограниченные залежи. В ряде месторождений наиболее производительные залежи связаны с терригенной толщей нижней части верхнего девона и верхней части среднего девона. В восточной части зоны открыты Красноярское, Мухановское, Лугано-Дмитриевское и другие месторождения с многочисленными высокопроизводительными залежами в толще пермских и особенно каменноугольных отложений.

В Пугачевско-Ершовской зоне поднятий другие месторождения лишь в северной части зоны.

Многочисленные поднятия южной части свода, объединяющиеся в саратовскую и советско-степновскую группы, содержат многочисленные залежи нефти и газа преимущественно в нижнем карбоне и реже в девоне. Наиболее известно Елшано-Курдюмское месторождение, расположенное около Саратова.

В Волго-Уральской области основные перспективы развития нефтедобычи связаны с поисками новых зон нефтегазонакопления, содержащих крупные высокодебитные залежи, приуроченные к зонам вдоль кромок выклинивания девонских, каменноугольных и пермских нефтегазоносных свит. Подобные зоны могут быть скорее всего обнаружены на северном и западном бортах Бузулукской впадины и в Бирской седловине, а новые залежи, связанные с каменноугольными и девонскими отложениями, кроме того, в Мелекесской впадине.

К югу от Жигулевско-Пугачевского выступа, отделяясь от него узкой глубокой впадиной, заполненной нижнепалеозойскими образованиями, простирается область, связанная с восточным погружением Воронежского массива. Месторождения объединяются в зоны и группы, приуроченные к неоднородно построенному Доно-Медведицкому валу. Пока здесь известны жирновско-коробковская, арчедино-донская и абрамовская группы месторождений. Основную добычу дают месторождения северной группы — Жирновско-Бахметьевское, Коробковское и Линевское. Многочисленные залежи как пластовые сводовые, так и массивные связаны преимущественно с каменноугольными и отчасти с девонскими отложениями. В Коробковском месторождении открыты залежи газа и в юрских отложениях. В месторождениях южной группы в основном добывается газ из каменноугольных отложений, а в Арчедино-Паникском месторождении, кроме того, нефть открыта в верхнем девоне.

На крайнем юго-западе Северо-Каспийского бассейна самостоятельная нефтегазоносная область приурочена к погребенному кряжу Карпинского

и прилегающему к нему прогибу, ограниченному с севера южным склоном Воронежского массива. Известные в настоящее время нефтяные месторождения приурочены к линейно вытянутым погребенным антиклинальным зонам кряжа Карпинского. Промышленная добыча газа и отчасти нефти ведется на месторождениях Промысловской и Олейниковской площадей. Небольшого размера пластовые сводовые залежи связаны с нижнемеловыми отложениями.

Южную часть Северо-Каспийского бассейна занимает обширная Прикаспийская солянокупольная область. Об особенностях ее глубинного строения можно судить лишь по геофизическим данным и нескольким опорным скважинам, пробуренным в последнее время. В центральной части выделяется Шунгайско-Аралсорский и Хобдинский региональные максимумы силы тяжести, характеризующие крупные структурные элементы, фундамент которых, по-видимому, сложен кристаллическими породами докембрия.

Территория Прикаспийской солянокупольной области по особенностям строения разбивается на несколько частей. Наиболее крупная из них — Волго-Уральское междуречье вместе с Шунгайско-Аралсорским районом — является наиболее погруженной частью Северного Прикаспия, где отмечаются максимальные мощности третичных и мезозойских отложений. Эта часть области характеризуется развитием глубоко погруженных соляных куполов. На юге и востоке выделяются солянокупольные районы — Эмбенский и Актюбинско-Темирский.

В Эмбенском районе сосредоточены основные, разрабатываемые ныне, нефтяные месторождения Северного Прикаспия. По мезозою здесь выделяются зоны, связанные, по-видимому, со ступенями фундамента, плавно обрамляющими с юга и юго-востока Хобдинский максимум силы тяжести. Группы близких по геологическому разрезу соляных куполов связаны с упомянутыми зонами.

В дореволюционное время на Макатской и Доссорской промысловых площадях нефть добывалась преимущественно из юрских отложений. Впоследствии были открыты многочисленные месторождения, связанные также с отдельными блоками соляных куполов; залежи содержатся в пермо-триасовых, юрских, нижнемеловых и отчасти верхнемеловых отложениях. Все залежи пластовые, чаще всего тектонически экранированные, нередко стратиграфически экранированные, а иногда и сводовые. Среди месторождений наиболее известны по широкому стратиграфическому диапазону нефтегазоносности и количеству залежей Южный Кашкар, Байчунас, Кулсары, Косчагыл.

На междуречье Волги — Урала возможно обнаружение крупных высокодебитных месторождений, подобных месторождениям нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива, приуроченным к глубокопогруженным крупным соляным куполам. Кроме того, крупные высокопроизводительные залежи в связи с зонами выклинивания мезозойских отложений могут быть обнаружены в северной части области, вдоль Узени-Ичкинского кряжа, а также в районах Саратовского и Волгоградского Заволжья. Можно считать доказанной региональную нефтегазоносность мезозойских отложений, с которыми нефтяные и газовые залежи обнаружены, как упоминалось выше, в Эмбенском, Темирско-Актюбинском, Астраханском и Коробковском районах, а горючие битуминозные сланцы — в Узени-Ичкинской области. Значительные перспективы нефтегазоносности в Прикаспийской области должны связываться также с пермскими и пермо-триасовыми отложениями.

На крайнем юго-востоке выделяется самостоятельная нефтегазоносная область, приуроченная к погребенному Южноэмбенскому поднятию, являющемуся барьером между Северо-Каспийским и Устюртским бассейнами. В последнее время в этой области в условиях, сходных с кряжем Карпинского, открыто Буранкульское месторождение с залежью в юрских отложениях.

Прикаспийская солянокупольная область отделяется от Волго-Уральской нефтегазоносной области Узени-Ичкинской областью, которая представляет собой сравнительно узкую ступень, ограниченную с севера и юга крупными сбросами как от Бузулукской впадины, так и Северного Прикаспия. Развитые здесь антиклинальные зоны, осложненные соляной тектоникой, могут быть объединены условно в две возможные зоны нефтегазонакопления — северную и южную. В этих зонах перспективны пермские, каменноугольные и девонские отложения, резко уменьшающиеся в мощности в северном направлении.

На северо-востоке Прикаспийская солянокупольная область, сильно сужаясь, переходит в бельскую часть Предуральского прогиба, рассматриваемую в качестве самостоятельной нефтегазоносной области, в которой нефтегазоносность в значительной мере связана с месторождениями, приуроченными к погребенным эрозионным выступам и рифам.

Развитие нефтедобычи началось здесь с 1934 г. с разработки Ишимбайской нефтегазоносной площади. В дальнейшем были открыты многочисленные месторождения, расположенные вдоль платформенного борта Предуральского прогиба, в его центральной части и на его складчатом борту. В подавляющем большинстве месторождений залежи массивного типа связаны с рифовыми и эрозионными выступами нижнепермских известняков. В Культюбинском месторождении обнаружены промышленные залежи нефти в девоне.

Область Предуральского прогиба отделяется с запада от Бирской седловины Рязано-Охлебининским валом.

Известные месторождения нефти Северо-Каспийского бассейна показывают, что он по разведанным запасам нефти может считаться уникальным. Установленные скопления нефти пока сосредоточены в основном в нескольких районах Волго-Уральской области. Новые зоны нефтегазонакопления с крупными залежами в девонских, каменноугольных и пермских отложениях могут быть обнаружены как в той же области, так и с погребенным Узени-Ичкинским кряжем в связи с зонами выклинивания регионально нефтегазоносных свит.

Новые крупные по размерам и высокодебитные залежи нефти и в особенности газа должны быть обнаружены в мезозойских и пермских отложениях в центральной части Прикаспийской солянокупольной области, а также на западном периклинальном окончании и южном погружении Узени-Ичкинского кряжа.

Исходя из видимых закономерностей в распространении месторождений нефти и газа и учитывая историю геологического развития, Северо-Каспийский бассейн можно рассматривать в качестве территории, наиболее перспективной в СССР для поисков нефтяных и газовых месторождений.

БЕЛОРУССКО-УКРАИНСКИЙ БАССЕЙН

Белорусско-Украинский (Днепровско-Донецкий) нефтегазоносный бассейн занимает обширную впадину, расположенную между Украинским и Воронежским кристаллическими массивами, вытянутую в северо-западном направлении. Бассейн охватывает Припятский и Днепровско-Донецкий прогибы. Одновременно эта впадина является крупным артезианским бассейном. На северо-востоке и юго-западе граница бассейна проведена по склонам Украинского и Воронежского массивов и Донецкого складчатого сооружения с учетом распространения на территории впадины известных и возможных нефтегазоносных комплексов. Юго-восточная граница проведена условно вдоль склона меридионального поднятия палеозоя, получившего название Деркульской седловины; на северо-западе граница бассейна проходит по склону Микашевичского выступа и Белорусского кристаллического массива (рис. 46).

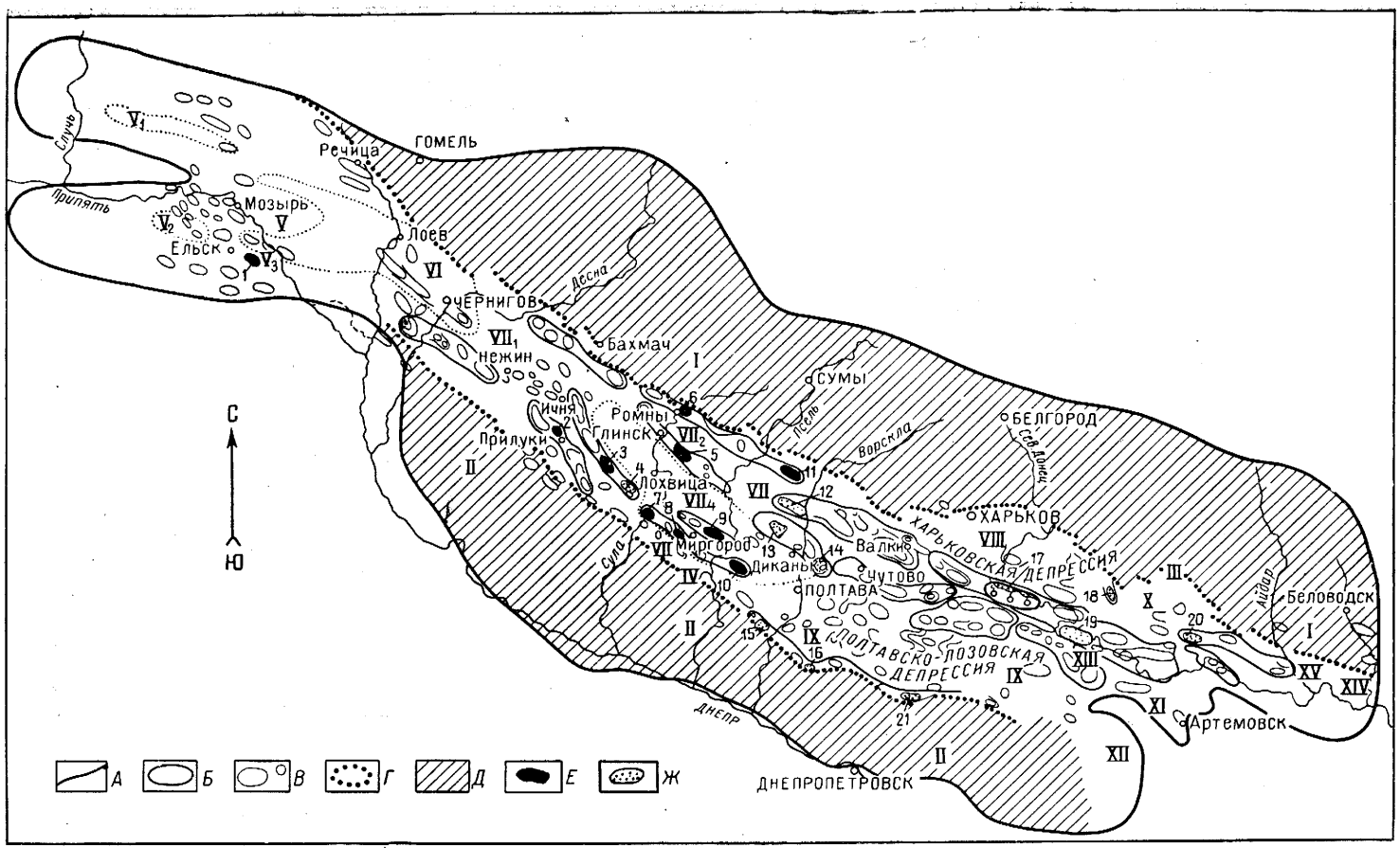


Рис. 46. Карта Белорусско-Украинского бассейна (составили Б. С. Воробьев, Н. П. Патрикеева).

А — границы бассейна; *Б* — зоны нефтегазонакопления; *В* — поднятия; *Г* — выступы фундамента; *Д* — бортовые части бассейна; *Е* — месторождения нефти и газа; *Ж* — газовые месторождения. *I* — бортовая моноклиналь южного склона Воронежской антеклизы; *II* — бортовая моноклиналь северного склона Украинского щита; *III* — северная зона краевых нарушений среднепалеозойского грабена; *IV* — южная зона краевых нарушений среднепалеозойского грабена; *V* — Припятский грабен; V_1 — Червоно-Слободской выступ; V_2 — Злодинский выступ; V_3 — Наровлянский выступ; *VI* — Черниговский мост; *VII* — Приднепровский грабен; VII_1 — Нежинская депрессия; VII_2 — Талалаевский прогиб; VII_3 — Решетиловский прогиб; VII_4 — Диканьско-Лохвицкий выступ; *XIII* — Харьковская депрессия; *IX* — Полтавско-Лозовская депрессия; *X* — Сватовская котловина; *XI* — Бахмутская котловина; *XII* — Кальмиус-Торецкая котловина; *XIII* — северо-западное погружение Донбасса; *XIV* — Деркульская седловина; *XV* — Преддонецкий прогиб.

Месторождения: *1* — Ельское, *2* — Прилукское, *3* — Гнединцевское, *4* — Чернухинское, *5* — Глинско-Розбышевское, *6* — Роменское, *7* — Исачковское, *8* — Кибинцевское, *9* — Радченковское, *10* — Сагайдакское, *11* — Качановское, *12* — Бельское, *13* — Солоховское, *14* — Руновщинское, *15* — Зачепиловское; *16* — Михайловское, *17* — Шебелинское, *18* — Североголубовское, *19* — Спиваковское, *20* — Краснопоповское, *21* — Голубовско-Ильичевское.

В основании осадочной толщи залегает терригенный комплекс отложений докембрийского и кембрийского возраста. Он представлен песчано-глинистыми и алевритовыми породами, изучен по данным опорных скважин, пробуренных в белорусской части бассейна. Мощность его до 500 *м*.

Вышележащий глинисто-карбонатный комплекс пород ордовикского и силурийского возраста известен в белорусской части Днепровско-Припятского бассейна, где он представлен известняками, доломитами, мергелями и глинами. Мощность комплекса превышает 90 *м*.

Терригенно-карбонатный комплекс среднедевонского и нижне- и среднефранского возраста известен также главным образом в белорусской части бассейна. Он сложен песчаниками, алевролитами и известняками, а также доломитами, ангидритами и глинами. Мощность его в скв. 6 Петрикова составляет 442 *м*.

Выше залегает комплекс соленосных отложений верхнефранского и фаменского возраста. В разрезе этого комплекса имеются терригенно-карбонатные осадки, представленные аргиллитами, мергелями и глинистыми доломитизированными известняками. Мощность их в районе Петрикова максимально 576 *м*. В украинской части бассейна соленосная толща девона не пройдена скважинами и мощность всего комплекса здесь оценивается в 1000—2000 *м*.

Комплекс отложений верхнефаменского подъяруса мощностью около 1500 *м* представлен глинами, алевролитами, песчаниками (как морскими, так и континентальными).

В комплексах девонского возраста в ряде районов украинской части бассейна известны нефтепроявления, в том числе на Марьевской, Дмитриевской, Петровской площадях.

Терригенно-карбонатный комплекс турнейского и нижневизейского возраста имеет ограниченное распространение. Он представлен песчаниками, алевролитами, глинистыми сланцами и известняками с преобладанием терригенных пород у бортов бассейна. Описываемый комплекс промышленно продуктивен на Зачепиловском месторождении. Мощность его несколько превышает 900 *м*.

Верхневизейский терригенный комплекс мощностью 100—620 *м* залегает трансгрессивно и очень широко распространен. Он представлен чередованием мелко- и тонкозернистых песчаников, темно-серых и серых алевролитов и темно-серых глинистых сланцев. На ряде площадей он промышленно нефтеносен.

На терригенном комплексе визе трансгрессивно и несогласно лежит терригенно-карбонатный комплекс пород среднекаменноугольного возраста, мощность которого вместе с отложениями намюра превышает 1000 *м*. Он представлен глинистыми сланцами, алевролитами с маломощными прослоями песчаников, а также глинистыми известняками; местами имеются пропластки бурых углей. Этот комплекс также промышленно нефтеносен на ряде площадей.

Вышележащий терригенный комплекс мощностью 500—1000 *м*, по возрасту включающий верхний отдел каменноугольной системы и терригенную часть нижнепермского отдела, широко распространен как в центральной, так и в прибортовых частях бассейна. Он представлен песчаниками, алевролитами, глинами с редкими прослоями известняков. В верхней части породы имеют преимущественно красноцветную, а в нижней серую и зеленовато-серую окраску. Описанный комплекс является основным продуктивным горизонтом на Шебелинском месторождении.

Соленосный комплекс нижнепермского возраста мощностью 300—350 *м* и более представлен толщами чередования известняков, доломитов, ангидритов с прослоями алевролитов, разделенными друг от друга мощными пластами соли, достигающими местами 100 *м*. На Шебелинской и Спиваковской площадях они промышленно продуктивны.

Терригенный и терригенно-карбонатный комплекс верхнепермского и триасового возраста мощностью 800 *м*, залегающий с резким угловым несо-

гласием, представлен пестроокрашенными песчаниками, иногда конгломератами и глинами с включениями конкреционных известняков и является промышленно продуктивным на ряде площадей.

Терригенный комплекс нижнеюрского и нижнебайосского возраста сложен сероцветными песчаниками и глинами с прослоями углистых глин. Мощность его достигает 150 *м*. С этим комплексом связана промышленная залежь газа на Салаховском месторождении.

Терригенно-карбонатный комплекс верхнеюрского и нижнемелового возраста представлен серыми, иногда пестрыми песчаниками, алевролитами и глинами, местами с прослоями известняков, мощностью, достигающей в центральной части бассейна 700—750 *м*.

Песчано-глинистый комплекс пород каневского и бучакского ярусов мощностью 65—70 *м* представлен песками и песчаниками с прослоями глин.

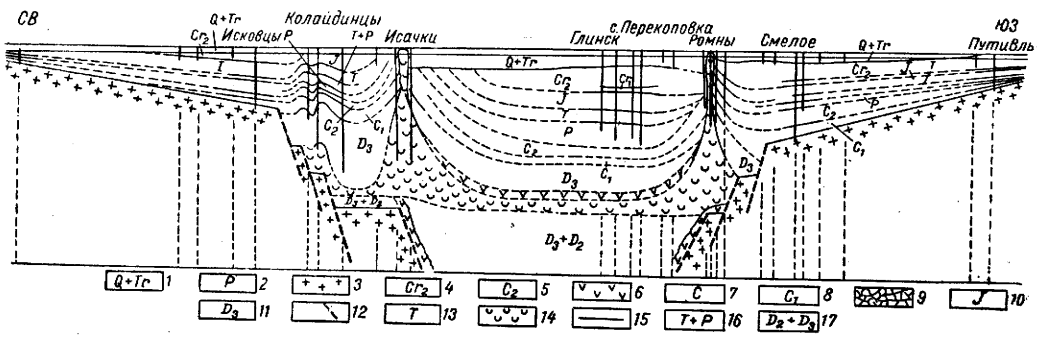


Рис. 47. Профильный разрез через Белорусско-Украинский бассейн.

1 — отложения четвертичной и третичной систем; *2* — отложения пермской системы; *3* — докембрийский кристаллический фундамент; *4* — отложения верхнемелового отдела; *5* — отложения среднекаменноугольного отдела; *6* — диабазы; *7* — отложения нижнемелового отдела; *8* — отложения нижнекаменноугольного отдела; *9* — тектоническая брекчия; *10* — отложения юрской системы; *11* — отложения верхнедевонского отдела; *12* — разломы в кристаллическом фундаменте; *13* — отложения триасовой системы; *14* — соль верхнедевонского отдела; *15* — уровень моря; *16* — отложения триасовой и пермской систем; *17* — отложения среднего и верхнего отдела девона.

В тектоническом отношении территория бассейна делится на две области, различные по характеру структурных форм: платформенную и переходную. Северо-западная часть бассейна представляет собой элемент Русской платформы, а юго-восточная часть включает структурные элементы, несущие черты, переходные к Донецкому складчатому сооружению (рис. 47).

Для платформенной области характерны типичная прерывистая складчатость различного простирания (от широтного до субмеридионального), преобладающее развитие структурных форм, связанных с соляной тектоникой, и наличие горстовых поднятий и грабенообразных погружений. Переходная область отличается развитием брахиантиклинальных складок, сохраняющих линейность простирания складчатости Донбасса, но с неравномерным развитием антиклинальных и синклинальных форм. Соляная тектоника имеет здесь подчиненное значение; горсто-грабеновые структурные формы в переходной области отсутствуют.

Южный склон Воронежского массива осложнен рядом флексур и сбросов небольшой амплитуды. В различные геологические периоды здесь располагалась береговая линия. В связи с этим описываемая часть бассейна характеризуется сокращением мощностей, выпадением из разреза отдельных горизонтов и развитием поверхностей несогласия. Поэтому здесь располагается ряд стратиграфических зон нефтегазонакопления.

На южном борту Воронежского массива имеется ряд поднятий, которые пока не могут быть объединены в зоны: Бахмачский, Берестовский, Лебединский, Богодуховский, Купянский, Старобельский выступы, а также Рогозинское, Чепелинское, Комедовское, Городищенское, Краснодеркульское поднятия.

Северный склон Украинского щита также представляет собой относительно спокойное погружение пород фундамента и осадочного чехла в северо-восточном направлении с образованием ступеней, которые местами нарушены сбросами. Здесь располагались в различные геологические периоды береговые и прибрежные зоны, с чем связано сокращение мощности осадочной толщи пород, из-за выпадения отдельных частей разреза и из-за частичного размыва, обусловливающего наличие поверхностей несогласия. С зонами регионального выклинивания могут быть связаны крупные зоны нефтегазонакопления.

Бортовая моноклиналь северного склона Украинского щита осложнена рядом поперечных выступов (Бобровицкий, Ябдуновский, Голтвинский, Магдалиновский, Юрьевский, Самарский) и локальных поднятий (Сивковское, Моровское, Гнединское, Сергеевское, Грабаровское, Крячковское). Они окаймляют наиболее погруженные части грабена (осевой рифт) и отделяют ее от бортовой моноклинали южного склона Воронежского массива. С пограничными разломами и флексурами, имеющимися здесь, связано выпадение из разреза значительной толщи пород верхнего палеозоя, развитой в грабене. Кроме того, здесь установлены крупные флексуры, прослеженные во всех литостратиграфических комплексах. В соответствии с этим здесь имеются условия для образования крупных зон нефтегазонакопления стратиграфического и тектонического характера.

Южные пограничные разломы отделяют погруженную часть грабена от Украинского массива. С этими разломами, так же как и с северным погруженным разломом, могут быть связаны зоны нефтегазонакопления.

Область Припятского грабена является северо-западной частью Белорусско-Украинского бассейна. Прогиб выполнен мощной толщей осадочных пород девонского, каменноугольного, пермского и мезозойского возраста. Общая мощность осадочных образований в наиболее погруженных частях превышает 5000 *м*. В отличие от Украинской части бассейна разрез Припятского грабена характеризуется отсутствием соленосных отложений нижней перми. Вдоль северного и южного бортов грабена геофизическими методами установлено наличие разломов амплитудой около 2000 *м*. В пределах наиболее опущенной части грабена имеется ряд выступов, глубина залегания фундамента здесь менее 3000 *м*.

С выступами фундамента — Микашевичским (Центральным), Червоно-Слободским, Злодинским, Наровлянским, Петриковским и Черниговским мостом — связаны группы локальных поднятий, имеющих либо З-СЗ, либо широтное простирание.

К Червоно-Слободскому выступу приурочено Кореневское поднятие, к Злодинскому выступу — Буйновичское, Буда-Софиевское и Анисимовское, к Черниговскому — Лоевское, Сенское и Яновско-Любечское поднятия; к Петриковскому — Петриковское; к Наровлянскому — Кустовницкое, Мозырское и Обуховское.

Многие локальные поднятия, группы поднятий и структурные зоны нефтегазонакопления связаны с депрессиями, расположенными между перечисленными выступами. Основные перспективы Припятского прогиба связываются с девонскими и каменноугольными комплексами; перспективна также межсолевая часть солевого комплекса девона, из которой получен устойчивый приток нефти в одной из скважин (17 *т/сутки*).

Черниговский мост представляет собой горстообразное поднятие кристаллического фундамента. В его пределах значительно сокращаются мощности девона и нижнего карбона. Этот выступ фундамента разделяет платформенную область на Припятский и Приднепровский грабены. В пределах Черниговского моста установлен ряд локальных поднятий: Лоевское, Сенское, Яновско-Любечское, Грабовское, Видельцевское, Германовское.

Любечское, Довжикское и Анисовское поднятия можно объединить в единую антиклинальную зону нефтегазонакопления.

В Приднепровском грабене выделяются Диканьксько-Лохвицкий выступ фундамента и ряд окружающих его прогибов и впадин. Между этим выступом и Черниговским мостом располагается Нежинская впадина. От южного склона Воронежского массива этот выступ отделяется Талалаевским прогибом, а от Украинского массива — Решетиловским прогибом.

В пределах Диканьксько-Лохвицкого выступа отложения верхнего карбона и нижней перми размыты. С этим выступом связаны Радченковская антиклинальная зона, в которую входят Радченковское и Малосороченское поднятия, Гасеновский и Лейковский штоки. С Радченковским поднятием связано месторождение нефти и газа. Промышленно нефтеносными являются отложения нижнего карбона и низов среднего карбона. Кроме того, промышленные залежи газа связаны с песчано-карбонатным комплексом триаса.

Сагайдакско-Кибинцевская антиклинальная зона включает поднятия: Исачковское, Ромодановское, Кибинцевское, Великобогачанское, Сагайдакское, причем с Сагайдакским и Кибинцевским поднятиями связаны нефтяные и газовые месторождения. Залежи нефти связаны здесь с верхневизейскими и среднекаменноугольными отложениями, а залежь газа приурочена в Сагайдаке к песчано-карбонатной толще триаса. Кроме того, в пределах Диканьксько-Лохвицкого выступа имеются Самаринский и Жоржевский соляные поднятия.

В отличие от Диканьксього выступа Нежинская депрессия характеризуется присутствием в разрезе отложений верхнего карбона и нижней перми, представленных двумя литологически различными толщами пород; эти отложения являются аналогами свиты медистых песчаников и ангидритово-соленосной свиты нижней перми, с которыми в Шебелинке связаны основные запасы газа.

В Нежинской депрессии можно выделить Холмскую, Чернухинскую, Олишевскую и Прилукскую антиклинальные зоны нефтегазонакопления и ряд отдельных поднятий.

С Холмской антиклинальной зоной связаны Холмское, Борознянское, Великозаготовское и Дмитриевское поднятия; с Чернухинской —Гмырянское, Иваницкое, Леляковское, Гнединцевское, Чернухинское, Поздняковский солевой шток. На Гнединцевском поднятии из отложений карбона получен фонтан легкой нефти, а на Чернухинском поднятии (на периферии Поздняковского штока) из визея получен мощный фонтан газа с конденсатом.

В Олишевскую антиклинальную зону входят поднятия Логовиковское, Жеведьское, Олишевское, Хотинское, Краснопартизанское; в Прилукскую — Малодевицкое, Прилукское, Журавковское, Антоновское, Каплинцевское. Кроме того, установлен ряд локальных поднятий, которые объединить в зоны пока не представляется возможным.

Талалеевский прогиб, как и Нежинская депрессия, отличается наличием в разрезе соленосных отложений нижней перми и терригенных отложений нижнего карбона, отсутствующих на Диканьксько-Лохвицком выступе.

В прогибе выделяются две крупные антиклинальные зоны нефтегазонакопления: Качановская и Глинско-Талалаевская. В Качановскую зону входят поднятия Великобубновское, Роменское, Берестовская терраса, Синевское, Новотроицкое, Качановское. С Качановским поднятием связано довольно крупное месторождение с залежами в верхнем карбоне, свите медистых песчаников нижней перми и песчано-карбонатной толще триаса.

Глинско-Разбышевская зона нефтегазонакопления объединяет поднятия Талалаевское, Краснознаменский шток, Петровско-Роменский шток, Глинско-Розбышевское поднятие.

В Решетиловском прогибе нет отложений соленосной перми, породы верхнего карбона затронуты размывом, хотя и в меньшей степени, чем на Диканьксько-Лохвицком выступе.

В Решетиловском прогибе выделяются поднятия Солоницкое, Прохоровщинское, которые пока невозможно объединить в зоны нефтегазонакопления.

На Северо-западном погружении Донбасса выделяется шесть антиклинальных зон нефтегазонакопления. Четыре из них составляют Петровско-Чутовский вал: Солоховская, Чутовская, Алексеевско-Мироновская, Петровская. Остальные две зоны — Шебелинская и Коллонтаевская — составляют Шебелинско-Коллонтаевский вал.

В этой области располагаются наиболее крупные локальные поднятия бассейна как осложненные солью, так и бессолевые.

В Коллонтаевскую зону входят: Бельское, Коллонтаевское, Карайкозовское и Коломакское поднятия, а также Котелевский и Валковский штоки.

С Бельским поднятием связано сравнительно крупное месторождение газа с залежами в песчано-карбонатных отложениях триаса и комплексе нижней юры и байоса.

Шебелинская зона объединяет Нововодолажское, Рябухинское, Шебелинское, Червонодонецкое, Протопоповское, Спиваковское, Сухокаменское, Краснооскольское, Святогорское, Торскошандриголовское и Терновское поднятия.

Эта зона отличается наибольшим развитием соленосной толщи нижней перми, достигающей здесь мощности почти 1000 *м*. С этой толщей и подстилающим ее терригенным комплексом свиты медистых песчаников и в карбоне на Шебелинском месторождении связаны огромные запасы газа. С этими же комплексами связаны залежи газа и на Спиваковском месторождении.

Солоховская антиклинальная зона нефтегазонакопления включает Солоховское, Большебудищанское, Руновщинское поднятия. С Солоховским поднятием в отложениях нижнего байоса связаны промышленные залежи газа.

Чутовская зона нефтегазонакопления объединяет Чутовское, Распашновское, Крестищенское, Староверовское, Медведовское и Прасковеевское поднятия.

С Алексеевско-Мироновской антиклинальной зоной связаны поднятия Сосновское, Павловское, Мироновское, Беляевское, Западно-Ефремовское, Ефремовское и Алексеевское. Эта зона отличается довольно резким погружением палеозойских складок под осадки мезозоя, достигающего здесь мощности 900 *м*.

Петровская зона нефтегазонакопления характеризуется значительной приподнятостью относительно всех остальных поднятий переходной области, в связи с чем здесь на сводах поднятий полностью размыты отложения соленосной свиты, а местами также и свиты медистых песчаников и араукаритовой свиты верхнего карбона. В описанную зону входят Волвенковское, Петровское, Новомечебиловское, Камышевахское, Корульское поднятия и Лозовеньковский и Берекский штоки.

Харьковская депрессия имеет весьма пологое приплатформенное и крутое внутреннее крыло (склоны Шебелинско-Коллонтаевского вала). Соленосные отложения нижней перми выклиниваются здесь в северном направлении. Депрессия характеризуется развитием поднятий типа структурных террас, носов и прислоненных складок в зоне краевых нарушений грабена. В Харьковской депрессии известен ряд поднятий: Печенежское, Шевченковское, Старопокровское, Великовишневское, Североголубовское, Коробковское, Балаклейское. На ряде поднятий получены нефтепроявления и промышленные притоки нефти.

Полтавско-Лозовская депрессия по геологическому строению сходна с Харьковской. В ее пределах известен целый ряд поднятий: Новосенжарское, Старосенжарское, Малоперещепинское, Новогригорьевское, Орчикское, Перещепинское, Южноперещепинское, Дубовоградинское, Рудаевское, Андреевское, Октябрьское, Полтавское, Машевское, Елизаветинское, Федоровское, Тарасовское, Верхнелавовское, Кобзевское, Сахновское.

В настоящее время можно выделить Михайловско-Зачепиловскую зону нефтегазонакопления, в которую входят расположенные в прибортовой части депрессии Леманское, Зачепиловское, Боярское, Западномихайлов-

ское, Михайловское, Кременовское, Голубовское, Ильичевское и Самойловское поднятия.

На Зачепиловском месторождении промышленно газоносны пласты, связанные с отложениями визейского, турнейского и башкирского яруса и нефтеносны пласты в намюрском ярусе.

На Михайловском месторождении в отложениях визейского яруса установлено несколько промышленно газоносных горизонтов. Сватовская котловина является юго-восточным окончанием Харьковской депрессии и сходна по геологическому строению. Здесь выделяются локальные поднятия Сватовское, Чернецкое и Карповское.

Бахмутская котловина расположена между северными краевыми надвигами Донбасса и продолжением главного антиклинала Донбасса — Дружковско-Константиновской брахиантиклиналью, характеризуются мощным развитием нижнепермских отложений, соленосного и терригенного комплексов. По котловине установлены Дроновское, Артемовское и Славянское поднятия; Кальмиус-Торецкая котловина по характеру разреза напоминает Бахмутскую котловину. Здесь известны Софиевское, Гавриловское поднятия.

Преддонецкий прогиб четко разделяется на две части: внешнюю (приплатформенную) и внутреннюю (краевые надвиги Донбасса), являющиеся тектоническими зонами нефтегазонакопления, с которыми связаны Кременское, Томашевское, Волчеярское поднятия. К системе региональных надвигов, протягивающихся параллельно складчатости Донбасса, приурочены поднятия Краснопоповское, Епифановское, Новоайдарское и Гречишкинское.

Наличие ряда промышленных месторождений нефти и газа в центральной части Днепровско-Припятского бассейна, открытие Шебелинского месторождения в его восточной части, многочисленные нефтегазопроявления, распространенные на окраинах Донецкого кряжа, и, наконец, история геологического развития этих геоструктурных элементов, бесспорно, свидетельствуют о том, что процессы образования, миграции и накопления углеводородов имеют здесь региональный характер и повсеместно распространены на огромной территории между Воронежским кристаллическим массивом, Украинским щитом и Донецким складчатым сооружением.

Широкое развитие на этой территории структурных элементов, благоприятных для образования залежей нефти и газа, большой стратиграфический диапазон распространения продуктивных отложений и наличие мощных коллекторских пластов и пачек, могущих служить природными резервуарами для нефти и газа, дают возможность ожидать открытия новых крупных месторождений этих полезных ископаемых.

§ 17. ГРУППА ПРЕДКАВКАЗСКО-КОПЕТ-ДАГСКИХ БАССЕЙНОВ

В этой группе объединяются бассейны, образование которых обусловлено развитием краевых впадин на эпипалеозойской платформе, сопряженных с ростом складчатых горных альпийских сооружений Крыма и связанных с ними предгорных прогибов Кавказа и Копет-Дага. В пределы выделяемых здесь бассейнов (Азово-Кубанского, Среднекаспийского и Каракумского) включены не только сравнительно узкие зоны собственно предгорных прогибов, но и обширные части примыкающих к ним с севера эпипалеозойских платформ, которые также вытянуты в это прогибание. Бассейны отличаются большими размерами, мощным мезо-кайнозойским выполнением и значительной нефтегазоносностью.

АЗОВО-КУБАНСКИЙ БАССЕЙН

Азово-Кубанский нефтегазоносный бассейн представляет собой крупный артезианский бассейн, расположенный на стыке предгорных прогибов Крымского и Кавказского горных сооружений (рис. 48). Впадина Азовского

моря отделяет западную — крымскую часть бассейна от его восточной части, известной под названием Западного Предкавказья.

Границами Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна служат горные сооружения и наиболее приподнятые части крупных погребенных элементов, являющихся региональными водоразделами для подземных вод. На севере Азово-Кубанский бассейн оконтуривается Украинским кристаллическим массивом и его подземным продолжением. Восточная граница бассейна связана с западным краем Ставропольского поднятия и проходит вдоль наиболее приподнятого субмеридионального флексурообразного уступа,

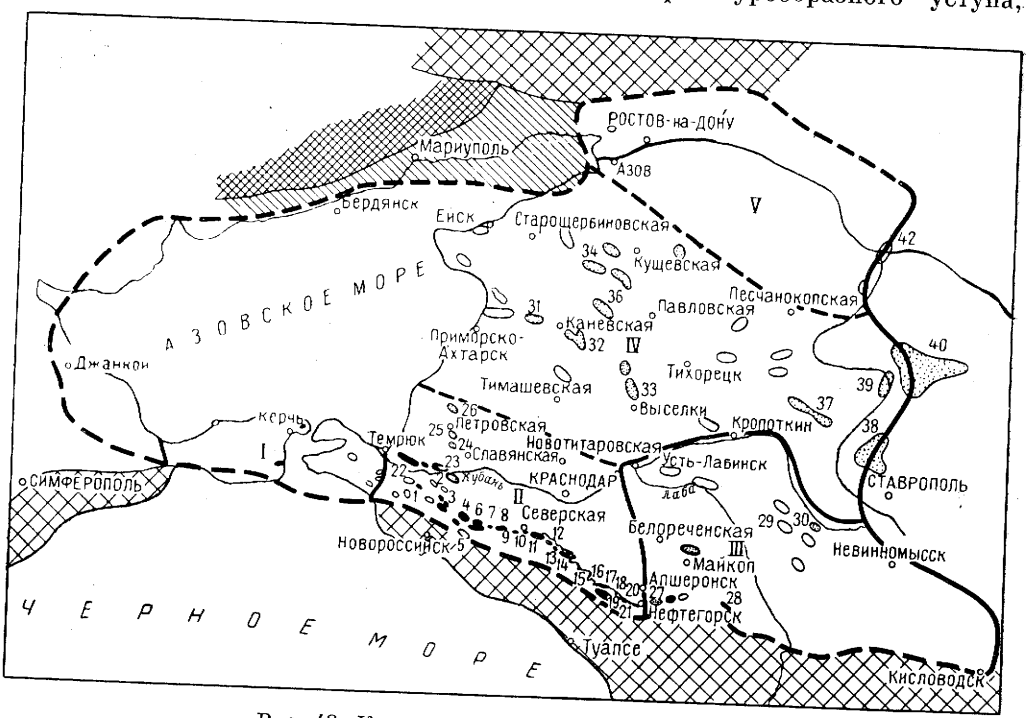


Рис. 48. Карта Азово-Кубанского бассейна.

Нефтегазоносные области: *I* — Керченско-Таманская, *II* — Западно-Кубанская; *III* — Восточно-Кубанская; *IV* — Ейско-Расшеватская.

Месторождения: *1* — Адагумское; *2* — Кудако-Мелиховское; *3* — Северо-Крымское; *4* — Абино-Украинское; *5* — Южно-Абинское; *6* — Ахтырско-Бугундырское; *7* — Холмское; *8* — Зыбза; *9* — Ильское; *10* — Восточно-Северское; *11* — Ново-Дмитриевское; *12* — Калужское; *13* — Дыш; *14* — Ключевое; *15* — Абузы; *16* — Кутаисское; *17* — Кура-Цеце; *18* — Широкая балка; *19* — Асфальтовая гора; *20* — Кабардинское; *21* — Хадыженское; *22* — Курчанское; *23* — Анастасиевско-Троицкое; *24* — Славянское; *25* — Фрунзенское; *26* — Гривенское; *27* — Ширванское; *28* — Баракаевское; *29* — Армавирское; *30* — Александровское; *31* — Каневское; *32* — Челбасское; *33* — Березанское; *34* — Старо-Минское; *35* — Ленинградское; *36* — Крыловское; *37* — Расшеватское; *38* — Северо-Ставропольское; *39* — Безопасненское; *40* — Кугультинское; *41* — Кущевское; *42* — Ивановское.

возможно, осложненного глубинными разломами. От южного окончания упомянутого уступа граница следует вдоль наиболее приподнятой части Невинномысского антиклинория, огибает Беломечетскую синклиналь и вступает в пределы северного склона Кавказа. Наклон шарнира Беломечетской синклинали к западу определяет принадлежность ее к Азово-Кубанскому бассейну. На западе в пределах Крыма бассейн замыкается Перекопско-Симферопольской перемычкой.

В геотектоническом отношении Азово-Кубанский бассейн является типичным предгорным прогибом и характеризуется резко выраженной асимметрией (рис. 49). В пределах передового прогиба выделяется крутой южный геосинклинальный борт, осевая зона и пологий северный платформенный борт (рис. 50). На южном борту бассейна развиты резко выраженные передовые складки, группирующиеся в линейновытянутые, сложно построенные антиклинальные зоны, в строении которых принимают участие породы мезозоя и кайнозоя.

Наиболее прогнутая осевая часть впадины, имеющая иногда характер предгорного рва, заполнена мощной толщей позднетретичных и четвертичных отложений.

Платформенный борт прогиба на большей части представляет область молодой эпигерцинской платформы, являющейся непосредственным продолжением к югу более древней Русской платформы.

В геоструктурном облике бассейна большое значение имеют меридиональные крупные волны подъемов и прогибов. В Западном Предкавказье известны субмеридиональные подъемы: Гладковский, Северский и Адыгейский; на платформе — Канеловский, Екатериновский, Калниболотский, Сальский и другие поперечные структурные выступы. В современном структурном плане меридиональные подъемы определяют наивысшее положение изгибов шарниров всех субширотных антиклинальных зон как на геосинклинальном, так и на платформенном бортах прогиба. Большее значение в формировании структурного плана бассейна имеет диагональная по отношению к субширотным складкам Березанская дислокация, вероятно, связанная с глубинным разломом, по-видимому, отсекающим с запада Адыгейский выступ, осложняющий северный склон Кавказа.

В строении Азово-Кубанского бассейна принимает участие мощная и разнородная толща пород, охватывающая по возрасту образования от докембрийских до современных.

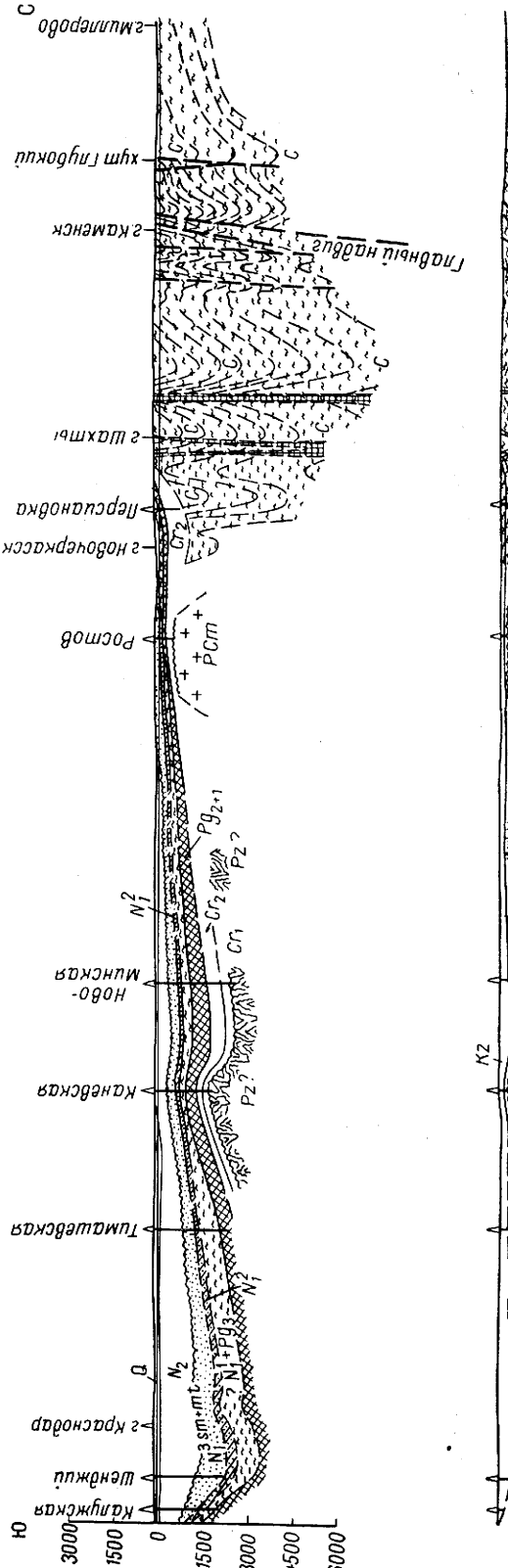


Рис. 49. Профильный разрез по линии Калужская — Тимашевская — Ростов — Миллерово (по Броду, Бурлину и др.).

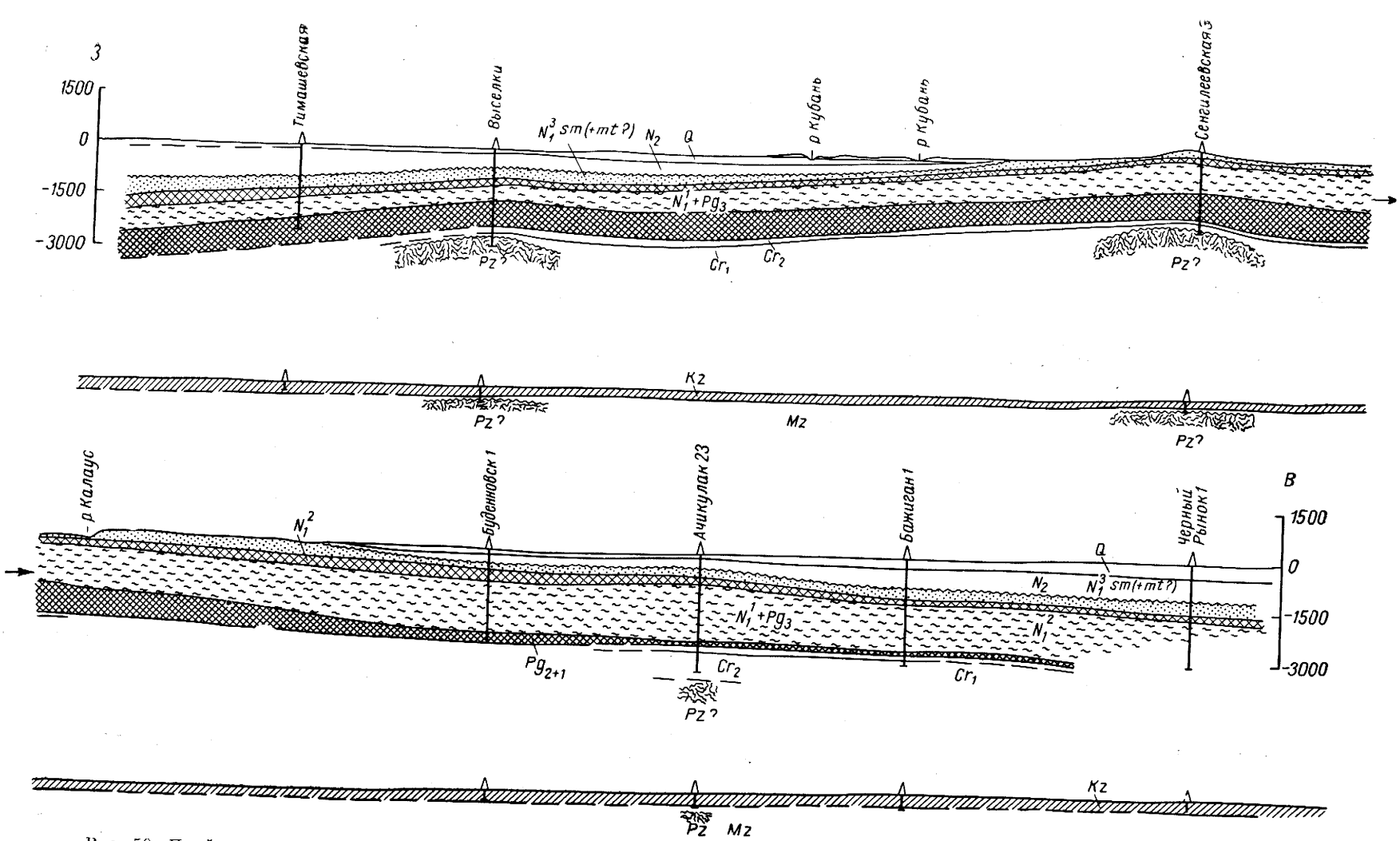


Рис. 50. Профильный разрез по линии Тимашевская — Сингилеевская — Буденновск — Черный рынок (по Броду, Бурлину и др.).

Докембрийские и палеозойские породы, вскрытые бурением в пределах северного борта бассейна, сильно дислоцированы и входят в состав фундамента. Одной из скважин Березанского месторождения вскрыты несколько менее дислоцированные, фаунистически охарактеризованные отложения верхнего триаса. На юге интенсивно дислоцированные и метаморфизованные палеозойские и мезозойские породы, слагающие центральную часть Кавказского сооружения, образуют южное обрамление бассейна. Передовые складки Кавказа и платформенный чехол северного борта прогиба сложены мезозойскими и кайнозойскими отложениями, строение, состав и распространение которых отличаются большим разнообразием. Мезозойские отложения наиболее полно развиты на северо-западном Кавказе, где они представлены всеми тремя системами; суммарная их мощность достигает 12—13 *км*. В северном направлении происходит уменьшение мощности и из разреза выпадает ряд горизонтов; на платформенном борту в строении осадочного чехла принимают участие в основном апт-альбские и верхнемеловые отложения общей мощностью до 800—1000 *м*.

В разрезе мезозоя преобладают терригенные породы и лишь частично отложения верхнего мела, а на склоне Кавказа отложения верхней юры и валанжина сложены карбонатными разностями. Кайнозойские отложения достигают наибольшей мощности также на северном склоне Кавказа, где их суммарная мощность превышает 6 *км*. На платформенном склоне мощность кайнозойских отложений последовательно уменьшается в северном направлении, не превышая на южном склоне Украинского массива 600—700 *м*. Разрез кайнозойских отложений в Азово-Кубанском бассейне также преимущественно терригенный с подчиненным значением карбонатных пород в нижнем и среднем палеогене.

С различными частями разреза мезо-кайнозойской толщи связаны многочисленные нефтепроявления и залежи нефти и газа.

Залежи нефти и газа приурочены к местным ловушкам внутри достаточно хорошо проницаемых пластов и пачек, являющихся природными резервуарами для подвижных веществ. Нефть и газ, содержащиеся в ловушках, находятся на данном этапе в равновесии с водой, заполняющей природные резервуары на всем их протяжении. Многие нефтегазоносные толщи можно рассматривать в качестве водонапорных комплексов, входящих в состав Азово-Кубанского артезианского бассейна.

Напоры и направления движения вод, формирующиеся на бортах бассейна, очевидно, распространяются на погруженные участки водонапорных комплексов. Области разгрузки в основном приурочены к зонам антиклинальных поднятий и к региональным разрывам, часто не проявляющимися на дневной поверхности. В качестве таких региональных зон разгрузки подземных вод для ряда водонапорных комплексов в западном Предкавказье могут служить разломы, связанные с предгорным рвом и структурным порогом платформенного склона, а также разломы в северной части платформенного склона.

Почти все известные залежи нефти и газа промышленного значения, выявленные в Азово-Кубанском бассейне, связаны либо со сводами отдельных поднятий, входящих в состав антиклинальных зон, либо с зонами выклинивания коллекторских пластов и пачек. Нефтегазосборными площадями для антиклинальных зон служат разделяющие их синклинали. Нефтегазосборной площадью для зон нефтегазонакопления, связанных с выклиниванием, служит тот борт синклинального прогиба, на котором происходит это выклинивание.

Структурная характеристика территории, обусловливающей формирование скоплений нефти и газа, определяет разделение бассейна на нефтегазоносные области.

В пределах кавказской части Азово-Кубанского бассейна можно выделить Западно-Кубанскую, Восточно-Кубанскую, Ейско-Расшеватскую и Ростовско-Сальскую нефтеносные области. На месте сочленения Крымского

и Кавказского горных сооружений располагается Керченско-Таманская нефтегазоносная область.

Западно-Кубанская область почти полностью соответствует наиболее прогнутой части предгорного прогиба, именуемой Западно-Кубанским прогибом; она включает передовые складки геосинклинального борта прогиба, протягивающиеся от Таманского полуострова на западе до Адыгейского выступа на востоке, Анастасиевско-Краснодарскую антиклинальную зону и известные ныне поднятия, приуроченные к структурному уступу, своеобразному порогу платформенного крыла впадины. Большинство месторождений приурочены к двум антиклинальным зонам — Азовской и Калужской, протягивающимся почти непрерывной полосой вдоль южного борта прогиба. По особенностям геологического строения, характеру нефтегазоносности и сложившимся представлениям в пределах этой полосы выделяются четыре нефтегазоносных района: Хадыженский, Северский (Ново-Дмитриевский), Ильско-Абинский и Крымско-Варениковский. Месторождения западной части Анастасиевско-Краснодарской зоны и структурного уступа северного крыла прогиба составляет Приазовский нефтегазоносный район.

В строении перечисленных выше структурных элементов принимают участие главным образом третичные отложения, образующие довольно сложные формы складчатости, особенно в западной части области. Большинство известных в настоящее время в Западно-Кубанской нефтегазоносной области скоплений нефти и газа приурочены к поднятиям, входящим в состав упомянутых выше антиклинальных зон, которые можно рассматривать в качестве самостоятельных зон нефтегазонакопления. Нефтесборными площадями для них являются разделяющие их синклинали. Кроме того, в области известны две зоны нефтегазонакопления, связанные с выклиниванием песчаных горизонтов майкопской серии в Хадыженском районе и терригенно-карбонатных пород среднего миоцена в Ильско-Абинском районе.

Залежи нефти и газа в Западно-Кубанской нефтегазоносной области приурочены к толще пород, охватывающей значительный возрастной диапазон от плиоценовых до нижнемеловых отложений включительно. Однако промышленная нефтегазоносность связана в основном с палеоген-неогеновым комплексом. Долгое время добыча нефти в Западно-Кубанской области была связана с майкопскими отложениями Хадыженского района. В разработку поступали литологически экранированные залежи, связанные с выклиниванием к югу песчаных горизонтов в пологопадающих на север слоях майкопской глинистой серии. В настоящее время в Хадыженском районе эксплуатируются месторождения нефтегорской (нефтяно-ширванской) группы, а также месторождения Хадыженское, Кабардинское, Асфальтовая гора, Широкая балка, Кура-Цеце, Кутаисское, Абузинское, Ключевое, Дышское. Большинство из этих месторождений в настоящее время выработаны.

Непосредственно к западу от перечисленных месторождений располагаются нефтегазоносные площади Северского района. Здесь расположены крупные нефтегазоносные площади Калужская, Ново-Дмитриевская и Восточносеверская, связанные с Калужской антиклинальной зоной. Залежи на этих площадях приурочены к пологим брахиантиклиналям, нарушенным разрывами. Со сводами складок связаны пластовые сводные залежи нефти в палеоцен-эоценовых отложениях, а на северных крыльях поднятий обнаружены литологически экранированные залежи в выклинивающихся к югу песчаных пластах майкопских отложений.

Месторождения Старо-Ильское, Зыбза-Глубокий Яр, Холмское, Ахтырско-Бугундырское, объединяемые в Ильско-Абинский район, приурочены к Азовской антиклинальной зоне. Палеогеновые слои в пределах этой зоны образуют сложно построенные, часто опрокинутые к северу складки. Эти складки срезаны несогласием и погребены под полого наклоненными на север средне-верхнемайкопскими и более молодыми горизонтами почти всего разреза третичных отложений. В нижнем палеогеновом структурном ярусе за-

лежи относятся к типу пластовых сводовых, а также тектонически или стратиграфически экранированных с водонапорным режимом. Залежи в породах среднего миоцена в пределах верхнего структурного яруса являются по преимуществу литологически ограниченными, что связано с крайне невыдержанным литологическим составом продуктивных горизонтов.

В зоне выклинивания к югу пластов среднемиоценового возраста местами обнаружено присутствие рифовых массивов. На самом западе рассматриваемой области располагаются месторождения, входящие в состав Крымско-Варениковского района: Абино-Украинское, Северо-Крымское, Кудакинское, Кеслеровское, Северо-Адагумское и другие, связанные со сложно построенными складками западного продолжения Калужской антиклинальной зоны. Во всех этих складках в ядрах наблюдается диапировидное выжимание слоев. Залежи нефти приурочены главным образом к миоценовым отложениям.

К Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоне, являющейся передовой складкой южного складчатого борта бассейна, приурочены Западно-Анастасиевское и крупное Анастасиевско-Троицкое нефтегазовые месторождения. Залежи пластового сводового типа с водонапорным режимом приурочены к мэотическим и понтическим слоям.

Поднятия и структурно-литологические осложнения на структурном пороге платформенного борта прогиба представляют в целом единую зону нефтегазонакопления. Обнаружены промышленные залежи газа в мэотических седиментационных складках уплотнения на Славянской и Фрунзенской площадях и в зоне выклинивания на Гривенской площади.

В Западно-Кубанской области установлена промышленная нефтегазоносность почти всех ярусов третичных отложений. Мезозойские отложения в Западно-Кубанской области довольно слабо исследованы бурением. Небольшие нефтяные и газовые залежи в нижнемеловых отложениях известны на Ширванской и Безводненской площадях. Промышленные притоки нефти и газа из этих же отложений получены в последнее время на антиклинали Мирная балка к югу от г. Хадыженска. Основные перспективы нефтегазоносности Западно-Кубанской области на большей части территории связаны с миоценовыми, нижнепалеогеновыми и меловыми отложениями.

Восточно-Кубанская нефтегазоносная область охватывает Восточно-Кубанский прогиб, восточное центриклинальное окончание которого известно под названием Беломечетской синклинали. Вдоль южного борта Восточно-Кубанского прогиба протягивается Фроловско-Черкасская антиклинальная зона, которой на глубине отвечает гранитный кряж, связанный, по-видимому, с глубинным разломом в фундаменте. В северо-восточной части области располагается Невинномысский антиклинорий. Граница Западно-Кубанской и Восточно-Кубанской областей проходит вдоль наиболее приподнятой осевой зоны Адыгейского поперечного выступа. Северо-восточный склон Адыгейского выступа, входящий в пределы Восточно-Кубанской области, оконтуривается системой локальных антиклинальных поднятий. Здесь расположена Майкопско-Ярославская антиклинальная зона нефтегазонакопления.

В Восточно-Кубанской области промышленно нефтегазоносны эоценовые и палеоценовые слои, терригенные отложения нижнего мела, верхней и средней юры и карбонатная толща верхней юры. Вдоль восточного склона Адыгейского выступа протягивается зона нефтегазонакопления, связанная с выклиниванием песчаных пачек среднеюрского и келловейского возраста. Еще в 1951 г. в связи с этой зоной было открыто Баракаевское месторождение с газовыми и нефтяными залежами типа пластовых, литологически экранированных и литологически ограниченных, приуроченных к упомянутым горизонтам. Кроме залежей, в песчаных пластах обнаружены скопления нефти и газа и в карбонатной пачке верхней юры.

В связи с Майкопско-Ярославской антиклинальной зоной открыто Майкопское газоконденсатное месторождение с залежами газа в пластах

барремского, аптского и альбского ярусов. Пластовые залежи сводового типа характеризуются водонапорным режимом. Промышленные скопления газа и нефти в среднем эоцене и газа в палеоцене установлены на Александровском поднятии, входящем в состав Невинномысского антиклинория.

Основные перспективы Восточно-Кубанской области связаны с мезозойскими отложениями. Отложения всех отделов юрской системы перспективны в зоне их выклинивания вверх по восстанию в северной части Восточно-Кубанской области.

Ейско-Расшеватская нефтегазоносная область располагается на платформенном склоне предгорного прогиба и занимает обширные пространства западного Предкавказья от Ейского полуострова на западе до западного Ставрополья на востоке. В Ейско-Сальской области по сравнению с другими нефтегазоносными областями западного Предкавказья разрез мезозойских отложений существенно сокращен. В разрезах большинства скважин на палеозойском фундаменте залегают непосредственно альбские отложения. Структурной основой области является наличие трех крупных линейных антиклинальных зон — Каневско-Березанской, Ясенско-Ленинодарской и Староминско-Павловской. К выделенным зонам приурочены Староминское, Ленинградское, Крыловское, Сердюковское, Каневское, Челбасское и Березанское поднятия с крупнейшими газоконденсатными и газовыми залежами в нижнемеловых отложениях, что позволяет рассматривать эти антиклинальные зоны в качестве зон нефтегазонакопления. Вместе они составляют Ейско-Березанский газоносный район. Все залежи относятся к пластовому сводовому типу и обладают водонапорным режимом.

В северо-западной части области выделяется ряд поперечных структурных выступов субмеридионального направления — Канеловский, Екатериновский и др. С Екатериновским выступом связано Кущевское газовое месторождение и небольшое Екатериновское газовое месторождение.

Ростовско-Сальская область охватывает погруженную часть южного склона Украинского кристаллического массива, Тузловскую впадину и Сальский выступ. У западного окончания Тузловской впадины находится небольшое Синявкинское газовое месторождение.

Наиболее перспективными для открытия новых газовых и нефтяных скоплений в западном Предкавказье являются Западно-Кубанская и Ейско-Расшеватская нефтегазоносные области. Западно-Кубанская область отличается чрезвычайно широким диапазоном возможной нефтегазоносности от среднеюрских до плиоценовых отложений включительно. Однако наиболее перспективными следует считать меловые, палеогеновые и миоценовые образования. В Ейско-Расшеватской области наиболее перспективны мезозойские отложения.

СРЕДНЕКАСПИЙСКИЙ БАССЕЙН

Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн занимает обширную территорию юга Советского Союза, включающую Восточное и Центральное Предкавказье, среднюю впадину Каспийского моря и Прикарабогазскую депрессию (рис. 51). Рассматриваемый нефтегазоносный бассейн является крупным артезианским бассейном, представляющим собой замкнутую впадину, расположенную на пересечении предгорных прогибов Кавказского и Кубадаг-Большебалханского горных сооружений. В центре бассейна находится Среднекаспийская впадина. Бассейн делится на три самостоятельные части: западную или предкавказскую, центральную или аквальную и восточную или прикарабогазскую (рис. 52).

Среднекаспийский бассейн является типичным предгорным бассейном и характеризуется резко выраженной асимметрией. Южный относительно крутой борт представлен северными склонами упомянутых выше горных сооружений. Северным бортом бассейна является южный склон эпигерцинской платформы, втянутый в погружение. В западной части бассейна в Предкавказье прогибание склона платформы распространилось вплоть до погре-

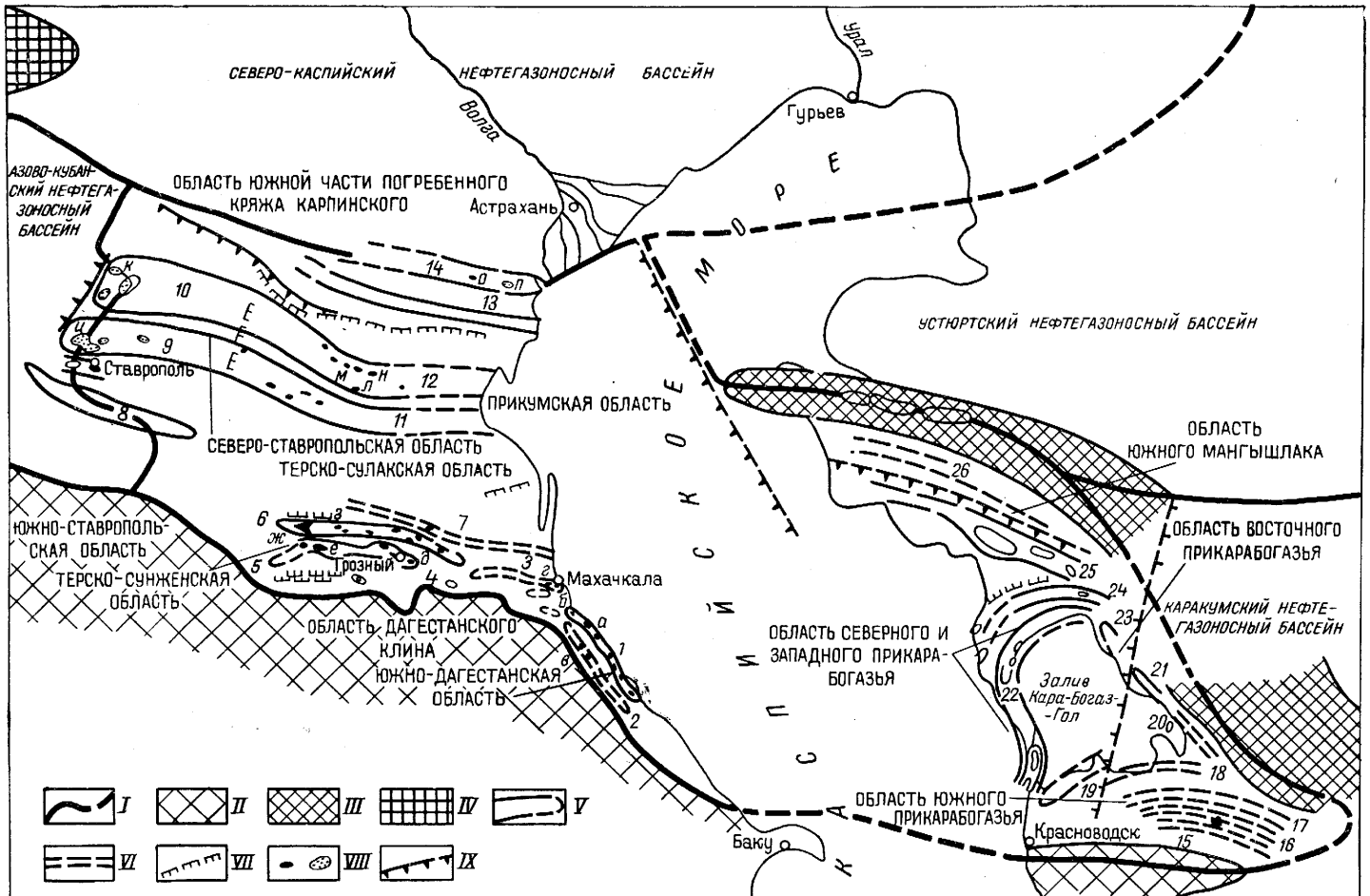


Рис. 51. Среднекаспийский нефтегазоносный бассейн.

I — границы нефтегазоносных бассейнов; *II* — складчатые горные сооружения мезозойского возраста; *III* — складчатые горные сооружения раннемезозойского возраста; *IV* — складчатые горные сооружения палеозойского возраста; *V* — известные антиклинальные зоны нефтегазонакопления и их возможные продолжения; *VI* — предполагаемые антиклинальные зоны нефтегазонакопления; *VII* — предполагаемые зоны нефтегазонакопления, связанные с выклиниванием коллекторских пластов и пачек (индексом указан возраст выклинивающихся отложений); *VIII* — известные газонефтяные и газовые скопления; *IX* — крупные гравитационные ступени и предполагаемые разломы.

Известные и возможные зоны нефтегазонакопления и связанные с ними основные месторождения: *1* — Восточнодагестанская зона: *а* — Избербашское, *б* — Ачисинское месторождения; *2* — Западнодагестанская: *в* — Селлинское, *3* — Нараттюбинская: *г* — Махачкалинское, *4* — Бенойская; *5* — Сунженская: *д* — месторождения Грозненского района, *е* — Ачалуксо-Карабулакское, *ж* — Заманкульское; *6* — Терская: *з* — месторождения Малгобекско-Вознесенского района; *7* — Моздокская; *8* — Невинномысская; *9* — Благодарненская: *и* — Северо-Ставропольско-Пелагиадинское; *10* — Кугультинская: *к* — Кугультинское; *11* — Южноприкумская; *12* — Северокумская: *л* — Озексуатское, *м* — Величаевское, *н* — Зимнеставкинское; *13* — Ачинеро-Каспийская; *14* — Промысловская: *о* — Олейниковское, *п* — Промысловское; *15* — Аккуинская; *16* — Убыкская; *17* — Кемальская; *18* — Южнокарабогазская; *19* — Омчалинско-Октумкумская; *20* — Аккупская; *21* — Куландагская; *22* — Карши-Бекдашская; *23* — Линейская; *24* — Чагалосорская. Область Южного Мангышлака: *25* — Карагие-Каундинская; *26* — Жетыбай-Узеньская.

бенного кряжа Карпинского, по которому и проходит раздел между Среднекаспийским и Северо-Каспийским нефтегазоносными бассейнами. В восточной части бассейна в прогибание была вытянута лишь часть платформы, ограниченная на севере Мангышлакским сооружением. В этой закаспийской части бассейна его границами служат склоны раннемезозойских складчатых сооружений Туаркыра и Мангышлака, отделяющие его от Кара-Кумского

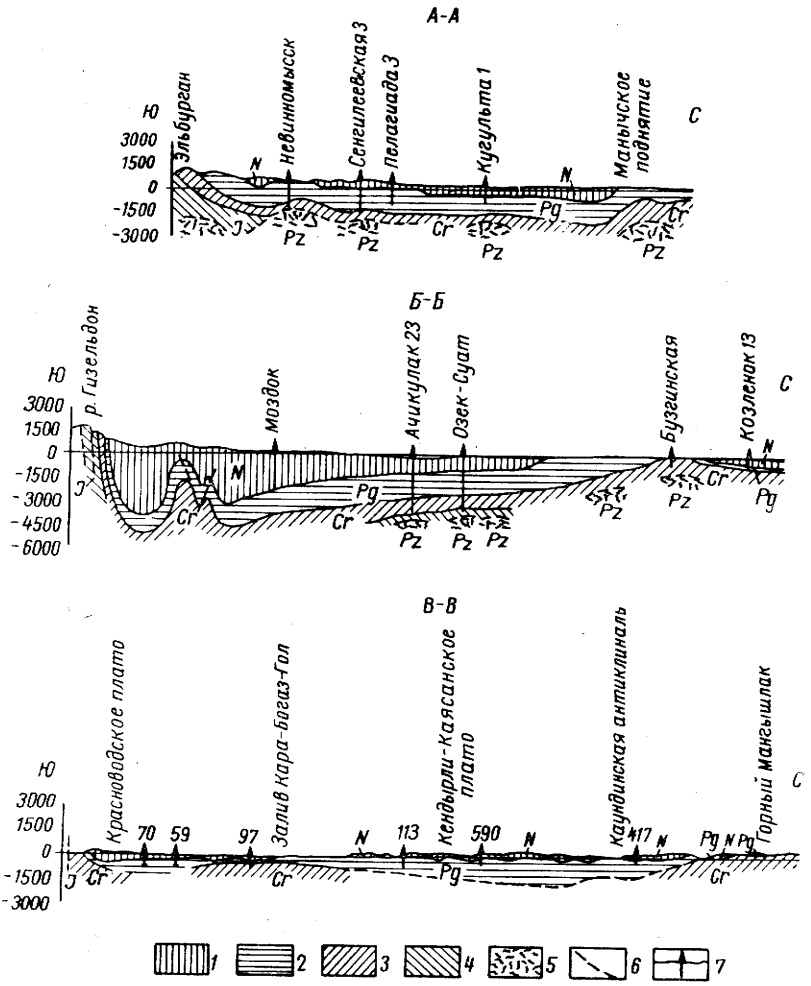


Рис. 52. Профильные разрезы *АА*, *ББ*, *ВВ* через Среднекаспийский бассейн (по И. О. Броду, Д. В. Несмеянову, 1960 г.).

Отложения: *1* — неоген и четвертичные; *2* — палеоген; *3* — мел; *4* — юра; *5* — палеозой; *6* — разрыв; *7* — скважины.

и Устюртского бассейна. Следовательно, на востоке границами бассейна служат склоны раннемезозойских сооружений, в то время как на западе северной его границей является позднепалеозойское сооружение кряжа Карпинского, являющееся соединительным звеном между Донбассом и передовыми складками Урала. Северная граница Среднекаспийского бассейна в Каспийском море намечается условно по линии, идущей от Астрахани к западному окончанию Мангышлака. Эта линия проходит вдоль структурного уступа, обращенного к юго-западу, отражающего, вероятно, крупный разлом. В современном структурном плане в северной части Каспийского моря происходит выклинивание Устюртского бассейна, зажатого здесь между Среднекаспийским и Северо-Каспийским бассейнами.

На западе раздел между Среднекаспийским и Азово-Кубанским бассейнами связан со Ставропольским поперечным выступом и проходит вдоль наиболее приподнятого субмеридионального флексурного уступа, ограничивающего антиклинальные зоны Центрального Предкавказья с запада. Наклон всего северного Ставрополья к северо-востоку определяет его принадлежность к Среднекаспийскому бассейну. От южного края упомянутого уступа граница бассейна следует вдоль наиболее приподнятой части свода Невинномысского антиклинория вплоть до субмеридионального флексурообразного уступа, ограничивающего южную часть Ставрополья с востока.

Палеозойские отложения, вскрытые бурением на северном склоне бассейна, сильно дислоцированы и входят в состав фундамента. Наличие слабо дислоцированных палеозойских отложений не исключено в южной части бассейна. Строение, состав и распространение мезозойских и кайнозойских отложений, слагающих Среднекаспийский бассейн, отличаются большим разнообразием. Наиболее полно мезозойские отложения развиты в восточной части северного склона Кавказского сооружения, где их суммарная мощность превышает 10 *км*, а разрез начинается нижнеюрскими терригенными породами. На платформенном борту бассейна известны среднеюрские, верхнеюрские и меловые отложения общей мощностью 1—2 тыс. *м*. В восточной части бассейна в Прикарабогазье наибольшие мощности сильно дислоцированных мезозойских отложений, до 4500—5000 *м*, известны на Большом Балхане.

На платформенном склоне бассейна в районе Кара-Богаз-Гола их мощность не превышает 1000 *м*, достигая, по-видимому, 3000—4000 *м* в Степном Мангышлаке. В разрезе мезозоя преобладают терригенные породы и лишь отложения верхней юры, верхнего мела, а в некоторых местах частично и неокома сложены карбонатными разностями. Кайнозойские отложения достигают наибольшей мощности также в восточной части северного склона Кавказа, где их суммарная мощность превышает 5 *км*. На платформенном склоне в Восточном Предкавказье мощность кайнозойских отложений последовательно уменьшается в северном направлении, не превышая на склоне кряжа Карпинского 200—300 *м*. В центральной части Прикарабогазья мощность кайнозойских отложений не превышает 200—300 *м*, достигая 1000—1500 *м* и в западной части Красноводского полуострова, и в Степном Мангышлаке. Разрез кайнозойских отложений в Среднекаспийском бассейне также преимущественно терригенный с подчиненным значением карбонатных пород в нижнем и среднем палеогене и в плиоцене.

Наиболее опущенная часть предгорного прогиба, заполненная мощной толщей плиоценовых и четвертичных образований, носит иногда характер рва. На южном борту бассейна в Предкавказье мезо-кайнозойская толща смята в резко выраженные передовые складки, группирующиеся в линейновытянутые, сложно построенные антиклинальные зоны. В восточной части бассейна южный борт представлен крутонаклонными меловыми и палеогеновыми отложениями, слагающими осложненное разрывом северное крыло Кубадаг-Большебалханского сооружения. Северная — большая часть бассейна представлена пологим платформенным склоном, охватывающим область молодой эпигерцинской платформы, являющейся непосредственным продолжением к югу более древней Русской платформы. В Предкавказье в северной части платформенного склона развиты пологие погребенные антиклинальные зоны субширотного простирания. Они возникли в эпоху платформенного развития территории на цоколе эродированных палеозойских и раннемезозойских складок и отражены в залегании мезозойских отложений.

В Закаспии часть этих складок выведена на поверхность и образует Мангышлакское сооружение. Погребенные антиклинальные зоны северной части платформенного склона отделены от передовых складок плоскодонной Среднекаспийской плитой, являвшейся на протяжении длительного времени внутригеосинклинальным массивом, который достигает наибольшего размера в средней части Каспийского моря. На востоке эта плита представлена

Карабогазгольским массивом, значительно приподнятым над основной частью плиты по упоминавшемуся выше разлому.

В строении территории, занятой Среднекаспийским бассейном, большую роль играют меридиональные подъемы и прогибы, секущие структурные зоны субширотного направления. Не малое значение в формировании структурного плана бассейна имеют диагональные по отношению к субширотным складчатым зоны дислокации, связанные с глубинными разломами.

С различными частями разреза мезо-кайнозойской толщи, слагающей бассейн, связаны многочисленные нефтегазопроявления и залежи нефти и газа, приуроченные к нескольким регионально нефтегазоносным толщам. Толщи пород, содержащие битумпроизводящие породы, чередующиеся с проницаемыми породами, служащими природными резервуарами, содержащими воду, нефть и газ, рассматриваются в качестве сингенетично нефтегазоносных толщ. Толщи терригенных или карбонатных пород, содержащие воду, нефть и газ, лишенные битумпроизводящих пород, рассматриваются в качестве эпигенетично-нефтегазоносных. Питание битумами подобных толщ происходит преимущественно за счет подстилающих и реже покрывающих и примыкающих к ним глинисто-алевритовых пород.

В качестве сингенетично нефтегазоносных толщ в Среднекаспийском бассейне рассматриваются песчано-алевритово-глинистые отложения средней юры, нижнего мела, палеоцена-эоцена, олигоцена и среднего миоцена. Эпигенетично нефтегазоносными являются карбонатные породы верхнего мела, терригенная толща верхнего мела и терригенная толща верхнего миоцена, плиоцена. Вопрос о генезисе залежей нефти и газа в верхней юре и неокоме неясен.

Залежи нефти и газа, известные как в сингенетично, так и в эпигенетично нефтегазоносных толщах, приурочены к местным ловушкам внутри хорошо проницаемых пластов и пачек, являющихся природными резервуарами для подвижных веществ.

Почти все известные залежи нефти и газа промышленного значения, выявленные пока лишь в западной части Среднекаспийского бассейна, связаны со сводами отдельных поднятий, входящих в состав антиклинальных зон, известных как на складчатом, так и платформенных бортах бассейна, что позволяет рассматривать их в качестве известных зон нефтегазонакопления. Нефтегазосборными площадями для этих зон служат обширные разделяющие их синклинали. Кроме того, в западной части бассейна известны также зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным выклиниванием свит, содержащих нефтегазоносные коллекторские пачки и пласты.

Известные и возможные зоны нефтегазонакопления Среднекаспийского бассейна группируются в пределах областей, которые могут рассматриваться в качестве нефтегазоносных.

В западной части Среднекаспийского бассейна выделяются следующие нефтегазоносные области: Терско-Сунженская, Дагестанская, Южно-Ставропольская, Северо-Ставропольская, Прикумская, Терско-Сулакская, область южной части кряжа Карпинского.

В восточной части бассейна различаются Южно-Мангышлакская область и область Прикарабогазья.

Терско-Сунженская нефтегазоносная область представляет собой глубоко прогнутую часть северного склона Кавказа, отделенную выступом Дагестанского клина от относительно погруженной Южно-Дагестанской области. В Терско-Сунженской области выделяются Терская и Сунженская зоны нефтегазонакопления, связанные с одноименными антиклинориями, и зона нефтегазонакопления, связанная с Черногорской моноклиналью.

Отличительной чертой строения антиклиналей, с которыми связаны месторождения, является несоответствие структурных форм по мезозойско-палеогеновым, миоценовым и плиоценовым комплексам отложений, каждый из которых составляет самостоятельный структурный этаж. Отдельные брахиантиклинальные поднятия, входящие в состав антиклинальных зон

представляют собой узкие высокоподнятые, сложнодислоцированные, асимметричные складки, рассеченные разрывами типа послеэрозионных надвигов. Разрывы нарушают лишь кайнозойские породы, затухая и выполаживаясь на глубине в нижних частях глин майкопской свиты палеогена.

В пределах Терской зоны нефтегазонакопления известны месторождения Малгобекско-Вознесенской площади, Али-Юртовское, Гора-Горское, месторождения Эльдаровского хребта, Горячеисточненское и Скалистое на хребте Хаян-Корт, Аду-Юртовское, месторождения Брагунской и Гудермесской антиклиналей.

В Сунженской зоне нефтегазонакопления известны Заманкульское, Ачалукско-Карабулакское месторождения, а также месторождения Старогрозненской нефтеносной площади и Алдынское или Новогрозненское.

До самого последнего времени в большинстве перечисленных месторождений разрабатывались залежи нефти и отчасти газа в песчаниках чокракско-караганской продуктивной толщи среднего миоцена. Залежи связаны либо со сводами отдельных поднятий, либо с крыльевыми или периклинальными частями, отсеченными разрывами. По типу залежи в основном относятся к пластовым сводовым и пластовым тектонически экранированным с водонапорным режимом. Широко распространены пластовые, литологически экранированные и различные литологически ограниченные залежи. Преобладают многопластовые месторождения.

В последние годы большим успехом увенчалась разведка верхнемеловых отложений, слагающих своды перечисленных поднятий.

Обнаруженные в верхнемеловых известняках залежи связаны со сводовыми частями поднятий. По типу природных резервуаров залежи являются массивными с водонапорным режимом.

В Черногорской зоне нефтегазонакопления выявлено пока одно Датыхское месторождение с нефтяной залежью в терригенно-карбонатных отложениях неокома.

Основные перспективы дальнейшего повышения нефтедобычи в Терско-Сунженской нефтегазоносной области связаны в основном с разведкой мезозойских отложений и в первую очередь верхнемеловых известняков в сводах отдельных поднятий в пределах Терской и Сунженской зон нефтегазонакопления.

В северо-западной части Дагестанской нефтегазоносной области выделяются две зоны нефтегазонакопления. Одна из них связана с Наратюбинской моноклиналью. В ее пределах известны два нефтяных месторождения — Махачкалинское и Тернаирское — с залежами в чокракских песчаниках среднего миоцена. В западной части Дагестанского клина располагается недавно открытое Бенойское месторождение, составляющее самостоятельную зону нефтегазонакопления. Залежь Бенойского месторождения связана со сводом складки и приурочена к трещиноватым известнякам верхнего мела.

На юге Дагестанской нефтегазоносной области выделяются Восточнодагестанская и Западнодагестанская зоны нефтегазонакопления, связанные с антиклинальными складками, сходными по строению с Терским и Сунженским антиклинориями.

Перспективы нефтегазоносности Южно-Ставропольской области связываются с палеогеновыми и мезозойскими отложениями. Нефтегазоносными могут быть и палеозойские отложения в случае их слабой дислоцированности в сводах антиклиналей.

Северо-Ставропольская газоносная область расположена в платформенной части Центрального Предкавказья в самой западной, наиболее приподнятой части платформенного склона бассейна. На юге области расположены Сенгилеевский и Янкульский выступы, к северу от которых протягиваются в субширотном направлении две крупные платформенные антиклинальные зоны, отражающие структуру линейно вытянутых структурных зон фундамента, сложенных сильно дислоцированными палеозойскими поро-

дами. К южной зоне относятся крупные антиклинальные поднятия Северо-Ставропольско-Пелагиадское, Казинское, Грачевское, Петровское, Благодарненское и др. К сводовым частям всех этих поднятий приурочены основные газовые месторождения Ставрополья. Непосредственно к северу от Благодарненской антиклинальной зоны расположена группа платформенных поднятий Кугультинской зоны газонакопления. Газовые залежи Ставрополья связаны с хадумскими, эоценовыми и палеоценовыми слоями. Палеоценовые и эоценовые залежи являются пластовыми. Залежи в хадумских отложениях, представленных тонким переслаиванием песков, алевритов и глин, по типу природного резервуара, видимо, следует относить к массивным. Дальнейшие перспективы нефтегазоносности Северо-Ставропольской области связаны с разведкой ряда уже выявленных поднятий и поисками новых поднятий по периферии области.

Прикумская нефтегазоносная область расположена непосредственно к востоку от Северо-Ставропольской. В Прикумской области под гомоклинально залегающими третичными слоями, полого воздымающимися от оси предгорного прогиба в северном направлении, располагаются погребенные мезозойские поднятия, входящие в состав двух антиклинальных зон, лежащих на восточном погружении Благодарненской и Кугультинской антиклинальных зон Ставрополья. Погребенные платформенные поднятия условно могут быть сгруппированы в Южноприкумскую или Ачикулакско-Буденевскую и Североприкумскую или Озексуатско-Величаевскую антиклинальные зоны, прослеживающиеся к востоку вплоть до Кизлярского залива. С отдельными антиклинальными поднятиями, составляющими упомянутые погребенные антиклинальные зоны, связаны многочисленные нефтяные месторождения с залежами в средне- и верхнеюрских, нижнемеловых и палеогеновых отложениях. Все нефтяные залежи месторождений Прикумской области по типу природных резервуаров и соотношению воды и нефти относятся к пластовому типу. Преобладают пластовые сводовые залежи, иногда в различной степени литологически ограниченные. В юрских отложениях известны пластовые, стратиграфически экранированные залежи.

Погребенные антиклинальные зоны Прикумской области отделены от линейно вытянутых передовых складок Кавказа плоской плитообразной Терско-Сулакской областью, являющейся западным продолжением обширной Среднекаспийской плиты. Вдоль южного края области известна Моздокская антиклинальная зона, с Червленским поднятием которой связано незначительное месторождение с газовой залежью в сарматских отложениях.

В этом районе весьма перспективна для разведки чокракско-карагандинская толща среднего миоцена, с которой могут быть связаны крупные залежи нефти и газа, приуроченные к зоне выклинивания коллекторских пластов и пачек. Перспективы нефтегазоносности могут связываться, кроме того, с верхним миоценом и плиоценом, а также с мезозоем, если глубины его залегания окажутся доступными для вскрытия их скважинами.

К северу от Манычского прогиба отчетливо прослеживаются погребенные антиклинальные зоны, вытянутые в субширотном направлении, являющиеся отражением погребенных палеозойских складок южной части кряжа Карпинского.

С наиболее приподнятой частью погребенного кряжа Карпинского, выраженной Олейниковско-Промысловской антиклинальной зоной, связан раздел между Среднекаспийским и Северо-Каспийским нефтегазоносными бассейнами.

К югу от Олейниковско-Промысловской зоны располагаются погребенные поднятия, входящие в состав Ачинеро-Каспийской антиклинальной зоны.

С Олейниковско-Промысловской зоной связаны многочисленные незначительные газовые и газонефтяные месторождения, расположенные на Олейниковской и Промысловской площадях с залежами в песчаных пластах нижнего мела.

Залежи, расположенные на Промысловской площади, являются чисто газовыми, а на Олейниковской — газовыми с нефтяной оторочкой. По типу природных резервуаров и соотношению воды, нефти и газа залежи пластовые, сводовые.

Данные, характеризующие закономерности в распространении скоплений нефти и газа в западной части Среднекаспийского бассейна, позволяют охарактеризовать перспективы нефтегазоносности и его восточной части, представленной Прикарабогазской депрессией и степным Мангышлаком. Прикарабогазье вместе с обрамляющими его складчатыми сооружениями значительно приподнято по упоминавшемуся выше разлому над Среднекаспийской впадиной, являющейся центральной частью бассейна. Мезозойские отложения, вскрытые скважинами на Карабогазских косах на глубине всего 400—600 *м*, залегают в Среднекаспийской впадине на глубине 5—6 *км*. В районах, непосредственно прилегающих к заливу Кара-Богаз-Гол, выделяются многочисленные платформенные поднятия в мезозойских и кайнозойских отложениях. Эти поднятия группируются в дугообразные антиклинальные зоны, окаймляющие залив, которому отвечает центральная часть Прикарабогазской плиты, называемая часто в последнее время Карабогазгольским сводом. Выявленные антиклинальные зоны можно рассматривать в качестве зон возможного нефтегазонакопления, так как в ряде пунктов скважины показали наличие нефтегазопроявлений в палеогеновых и верхнемеловых отложениях.

В степном Мангышлаке также выявлен целый ряд антиклинальных зон, отражающих, по-видимому, на поверхности положение погребенных, сильно дислоцированных палеозойских структурных элементов Мангышлакского сооружения. В пределах приподнятой обнаженной части Мангышлакского сооружения известны многочисленные нефтепроявления, приуроченные к юрским и нижнемеловым отложениям. Недавно в Южномангышлакском прогибе открыты два крупных месторождения: нефтяное — Жетыбайское и газонефтяное — Узеньское. Нефтяные залежи заключены в юрских отложениях, газовые — в меловых. Этими месторождениями подтверждена промышленная нефтегазоносность восточной части Среднекаспийского бассейна.

Представляется весьма перспективной недавно выявленная погребенная антиклинальная зона, протягивающаяся через бессточные впадины Кошкар-Ата, Карагис, Каунды и Басгурлы. Эта зона по гидрогеологическим условиям является, вероятно, наиболее перспективной на всем Среднекаспийском бассейне для открытия крупных высокопроизводительных месторождений нефти и газа с залежами в юрских и меловых отложениях.

Общегеологические предпосылки дают основание очень высоко оценивать перспективы нефтегазоносности Среднекаспийского бассейна.

КАРАКУМСКИЙ БАССЕЙН

Каракумский бассейн приурочен к обширной, сложно построенной области прогибания, расположенной между высокогорным Альпийско-Гималайским поясом мезозойской и кайнозойской складчатости на юге и северной низкогорной областью палеозойской складчатости, находящейся на продолжении южной зоны Тянь-Шаня. Ограничениями бассейна служат складчатые сооружения, в которых на поверхность выведены либо палеозойский фундамент, либо смятый в складки мезо-кайнозойский комплекс. На отдельных участках вдоль своих западной, восточной и северной границ Каракумский бассейн отделяется от смежных с ним нефтегазоносных бассейнов погребенными структурными разделами (рис. 53).

Наиболее погруженная осевая часть бассейна значительно смещена к югу в сторону Копет-Дага. На поперечном сечении в районе Бухара — Чарджоу — Мары-Теджен наблюдается последовательное погружение осадочного покрова и фундамента с северо-востока на юго-запад. На централь-

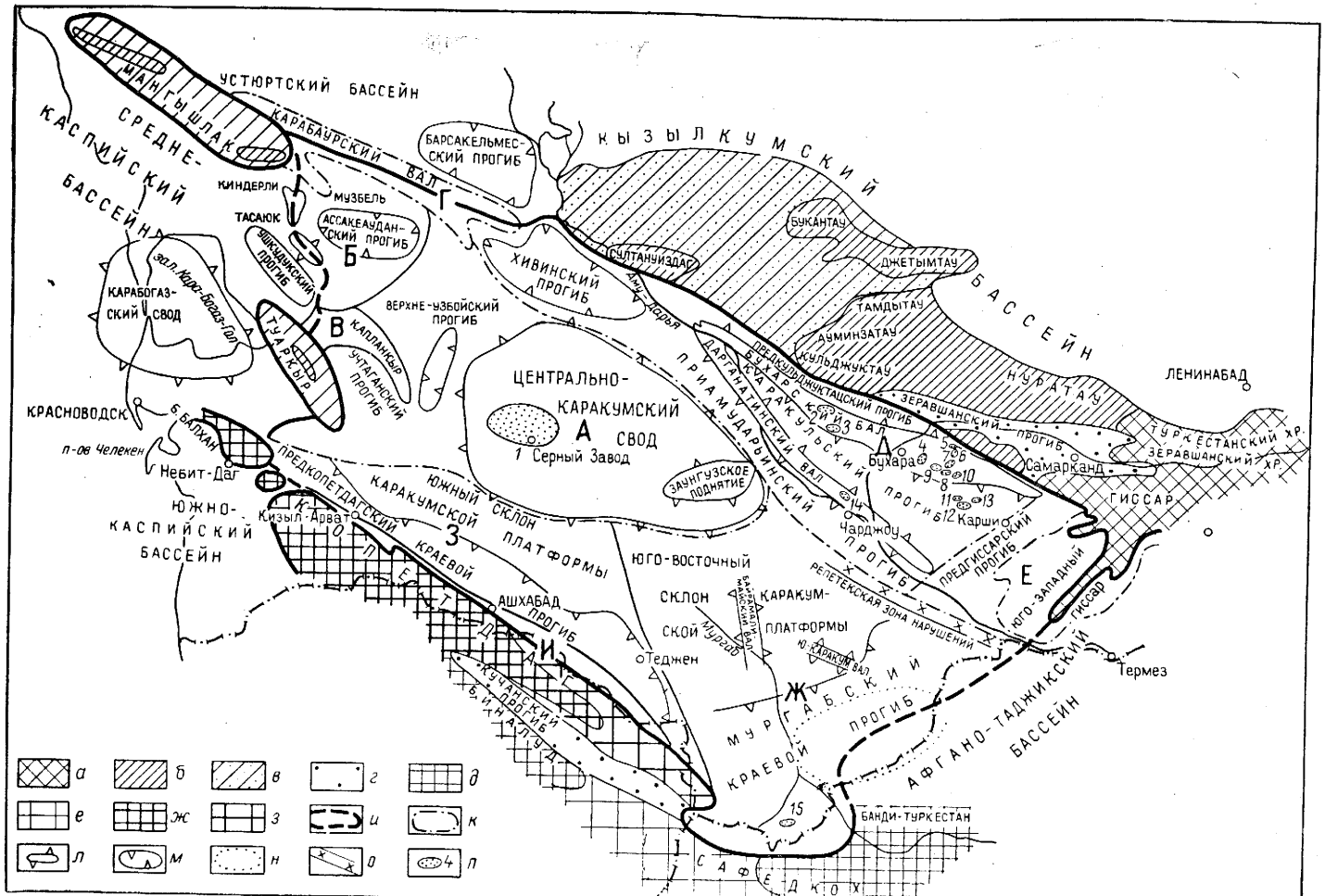


Рис. 53. Карта Каракумского нефтегазоносного бассейна.

Складчатые сооружения палеозойского (частично раннемезозойского) возраста: *а* — высокогорные; *б* — низкогорные; *в* — перекрытые маломощным осадочным покровом мезозоя и кайнозоя; *г* — межгорные прогибы внутри складчатых областей, открывающиеся в сторону Каракумского бассейна, складчатые сооружения мезозойского возраста; *д* — высокогорные; *е* — низкогорные складчатые сооружения кайнозойского возраста; *ж* — высокогорные; *з* — низкогорные; *и* — границы нефтегазоносных бассейнов (пунктиром показаны границы, проведенные вдоль погребенных разделов); *к* — границы известных и возможных нефтегазоносных областей: *А* — Центрально-Каракумская; *Б* — Ассакеаудданская, *В* — Кумсебшен-Капланкырская, *Г* — Музбель-Карабаурская, *Д* — Бухаро-Хивинская, *Е* — Юго-Западного Гиссара, *Ж* — Восточно-Туркменская; *З* — Южно-Каракумская, *И* — Прикопетдагская; *л* — контуры крупных поднятий; *м* — контуры крупных прогибов; *н* — контур возвышенности Карабиль; *о* — Репетекская зона нарушения и солянокупольной тектоники; *п* — газовые и газонефтяные месторождения (пунктиром показаны примерные очертания неоконтурного месторождения): *1* — Дарваза-Зеагли, *2* — Газли, *3* — Тушкудук; *4* — Пролетарабад, *5* — Мамаджургаты, *6* — Шурчи, *7* — Акджар; *8* — Джаркак, *9* — Караулбазар, *10* — Сарыташ, *11* — Сеталантепе, *12* — Северный Мубарек, *13* — Южный Мубарек, *14* — Карабаир, *15* — Фараб, *16* — Карачоп.

ных сечениях общий уклон к югу осложнен обширным пологим срединным поднятием — Центрально-Каракумским сводом (рис. 54).

Юго-западная граница бассейна следует вдоль крупного разлома, по которому Копетдагское складчатое сооружение, сложенное мезозоем, надвинуто на Предкопетдагский передовой прогиб, выполненный мощными кайнозойскими и более древними отложениями. Восточнее Каракумский бассейн заливообразно вдается к югу, оконтуривая периклинальное окончание Копетдага, намечающееся в районе Бадхыза и переходя на северный склон хребта Сефидкох. Восточнее Кушки граница бассейна вновь отклоняется к северу, огибая западную периклиналь мезозойского складчатого сооружения хребта Банди-Туркестан, вероятно, расположенного на прямом продолжении Копет-Дага.

На запад-юго-западе Каракумский бассейн отделен от Южнокаспийского горным поднятием Большого Балхана, а также небольшими погребенными структурными перемычками в районе Межбалханского и Данатинского коридоров.

От расположенного западнее Среднекаспийского бассейна Каракумский бассейн отделяется Туаркырской мегантиклиналью, в которой на поверхности или на небольшой глубине залегает фундамент, представленный в основном пермскими и нижнетриасовыми метаморфизованными складчатыми образованиями. Между Большим Балханом и Туаркыром граница названных бассейнов проводится по структурной седловине, отделяющей Порсокупскую и другие синклинали, раскрывающиеся на запад в сторону Карабогаза от прогибов, оси которых погружаются к востоку, в сторону южной части Каракумской плиты. На северо-западе аналогичным разделом, по-видимому, является четко выраженная в рельефе структурная перемычка между Мангышлаком и Туаркыром, отделяющая Южномангышлакский прогиб и погружающийся в сторону последнего Ушкудукский прогиб от Ассак-сауданского прогиба. Эта перемычка отличается приподнятым залеганием различных горизонтов осадочного покрова с положительными абсолютными отметками залегания подошвы миоцена (поднятия Тасаюк и Киндерли).

Границей Каракумского бассейна с Устюртским служит вал Карабаур и погребенная перемычка между Айбугирской антиклиналью и Султануиздагским поднятием, разделяющая Барсакельмесский прогиб и Бухаро-Хивинскую депрессию.

Северо-восточная граница Каракумского бассейна следует вдоль южного края низкогорных возвышенностей (Султан-Уиз-Даг — Зерабулак — Зиаэтдин и др.), сложенных складчатым палеозойским комплексом, местами перекрытым маломощными, слабо дислоцированными мезозойскими отложениями. С севера к этим возвышенностям примыкает Кызылкумский бассейн.

От Афгано-Таджикского бассейна на востоке Каракумский бассейн четко обособлен лишь в северной части, в районе высокогорного складчатого сооружения юго-западного Гиссара, сложенного в основном мезозойскими толщами. Ограничениями бассейна здесь служат Кугитангский и Байсунский антиклинории с выведенным на поверхность палеозойским складчатым комплексом.

На участке между южно-западным Гиссаром и хребтом Банди-Туркестан, там, где наблюдается непосредственное соединение Каракумского и Афгано-Таджикского бассейна, граница проводится условно через обширную возвышенность Карабиль, которой соответствует погребенное поднятие.

Большую центральную и северную части бассейна занимает Каракумская плита, представляющая собой южную часть эпигерцинской Туранской платформы, несущую слабодислоцированный осадочный покров мезозоя и кайнозоя, мощностью 2—6 *км*. В центральной части Каракумского бассейна выделяется крупный Центрально-Каракумский свод, соответствующий наиболее поднятой части срединного массива, в которой палеозойский фундамент залегает на глубине менее 2 *км*. От прибортовых частей бассейна

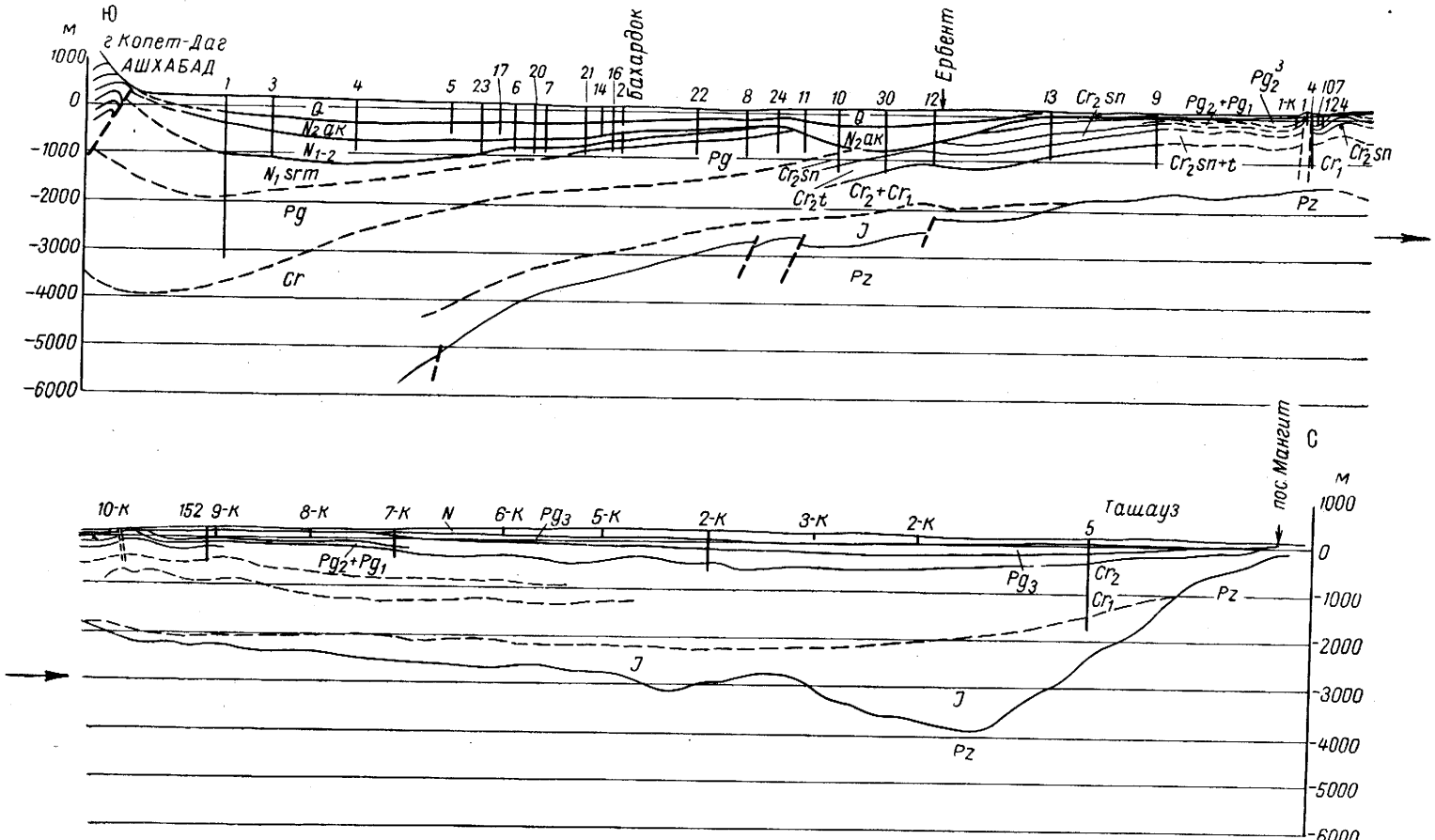


Рис. 54. Профильный разрез через центральную часть Каракумского бассейна.

Центрально-Каракумский свод отделен различно выраженными прогибами — Ассакеауданским и Верхнеузбойским на западе, Бухаро-Хивинским на северо-востоке, Кашкадарьинским и Мургабским на востоке и Предкопетдагским на юго-западе. Большинство прогибов носит характер платформенных впадин с углами наклона крыльев локальных поднятий от нескольких градусов до 10—20°. В отличие от этого Предкопетдагский прогиб принадлежит к числу типичных асимметричных предгорных прогибов с узким складчатым бортом, осложненным крутыми, сложно дислоцированными передовыми складками и разрывами и пологим внешним платформенным бортом. Область глубокого прогибания выделяется и в пределах юго-восточной Туркмении, крайняя южная часть которой, входящая в зону периклинального погружения складчатых сооружений Копетдага и Банди-Туркестана, осложнена мелкой складчатостью. Сравнительно сильно дислоцированные структурные формы выделяются и в узкой зоне Кашкадарьинского прогиба, прилегающей к складчатому сооружению юго-западного Гиссара.

В составе осадочного выполнения Каракумского бассейна основная роль принадлежит мезозойским отложениям, среди которых наиболее широко распространены отложения меловой системы. Наиболее мощный осадочный комплекс (до 10 *км*) развит в южной Прикопетдагской части бассейна. Несколько менее мощный осадочный покров (6—7 *км*) характерен для восточной и крайней северо-западной частей бассейна. В центральных и северных районах полная мощность мезо-кайнозойских отложений не превышает 2—4 *км*. На севере преобладающим развитием пользуются терригенные породы смешанного морского и континентального происхождения, тогда как на юге разрез сложен чередованием мощных терригенных и карбонатных толщ преимущественно морского генезиса.

В пределах значительной части Каракумского бассейна осадочное выполнение начинается с юрских отложений. В основании выделяется нижне-среднеюрская песчано-глинистая, зачастую угленосная серия. Мощность нижне-среднеюрских отложений в южных частях бассейна измеряется несколькими тысячами метров, в западных и северных районах — около нескольких сотен метров, местами до 1—2 тыс. *м*. Юрские отложения, вероятно, не образуют сплошного чехла, резко уменьшаясь в мощности в сторону Центрально-Каракумского свода и полностью выклиниваясь в узкой северо-восточной прибортовой зоне. Нижне-среднеюрские отложения принадлежат к числу важных сингенетично-нефтегазоносных комплексов Каракумского бассейна. На месторождении Сеталантепе в Бухаро-Хивинской области с нижне-среднеюрскими отложениями связаны промышленные залежи газа.

В основании верхнеюрских отложений обычно выделяется мощный комплекс келловея-оксфорда, являющийся выдержанным массивным природным резервуаром. Покрышкой для него служит гидрохимическая гипсоносно-соленосная толща, перекрываемая и замещающаяся по простиранию толщей красных глин. Промышленная газоносность верхнеюрских известняков доказана на ряде месторождений Бухаро-Хивинской области, где их мощность составляет 40—100 *м*. Общая мощность верхнеюрских отложений на севере Каракумского бассейна колеблется от 0 до 800 *м*, на юге — от 1 до 1,5 *км*.

Отложения неокомского возраста резко различны в разных частях бассейна. В центральных и северных районах неоком сложен песчано-глинистой, существенно красноцветной толщей, на юге — монотонной известняковой серией, мощностью 1,4—1,8 *км*, представляющей массивный природный резервуар, подобный верхнеюрскому. В составе неокомских отложений на некоторых площадях Бухаро-Хивинской области установлены промышленные залежи газа.

Аптские, альбские и сеноманские отложения входят в состав мощного песчано-глинистого комплекса, преимущественно сероцветного облика. Мощность его колеблется от 400—700 *м* на севере и в центре бассейна до 1,5—2 *км* на юге. С отложениями данного возраста, относящимися к числу выдер-

жанных, несомненно, сингенетично-нефтегазоносных комплексов связаны крупнейшие газовые залежи в Бухаро-Хивинской области. Мощность продуктивных песчаных горизонтов достигает 15—30 и до 140 *м*, суточный дебит газа — от многих сотен тысяч куб. метров до 3,5 млн. $м^3$. Из XIII продуктивного горизонта, относимого к неокому-апту, на ряде месторождений получены притоки нефти до 26—70 *т/сутки*. Мощные газовые фонтаны из альбских отложений с дебитом около 400 тыс. $м^3$ установлены и в пределах Центрально-Каракумского свода (Дарвазинско-Сернозаводская площадь).

Большая верхняя часть верхнего мела (туронский, сенонский и датский ярусы) в южной, центральной и западной областях Каракумского бассейна сложена карбонатной, преимущественно мергельной толщей, мощностью 900—1300 *м* на юге и 150—250 *м* на западе и в центре бассейна. Особенно большими мощностями верхнего мела (свыше 1 *км*) отличаются области, прилегающие к юго-западному Гиссару. В зоне складок юго-восточной Туркмении на месторождении Карачоп при вскрытии маастрихтских отложений получен газовый фонтан.

Палеогеновые отложения Каракумского бассейна представлены преимущественно глинистой серией, внизу содержащей пачки известняков и мергелей и имеющей мощность от 150—500 *м* на севере до 1,7—2 *км* на юге бассейна. Выдержанным природным резервуаром массивного типа являются бухарские известняки, развитые в восточной части Каракумского бассейна, прилегающей к Афгано-Таджикскому бассейну, где бухарские слои прогнозируемо нефтеносны. Незначительные признаки горючего газа из палеогеновых отложений выявлены на Изгантском поднятии, расположенном в Предкопетдагском прогибе.

Неогеновые отложения, широко развитые на поверхности каракумского бассейна, на западе представлены пестрым чередованием терригенных, карбонатных осадков и гипсов преимущественно морского генезиса, на востоке — красноцветными и палево-бурыми песчано-глинистыми образованиями континентального происхождения. Мощность их колеблется от нескольких десятков до 100 *м* на севере, 250—300 *м* в западных районах и до 700—2000 *м* на юге (табл. 23, 24, 25). В Каракумском бассейне можно выделить следующие основные крупные нефтегазоносные области.

1. Центрально-Каракумская нефтегазоносная область. В состав этой области включены Центрально-Каракумский свод и его западный и восточный склоны, включая небольшие прогибы Верхнеузбойский и Учтаганский со сравнительно неглубоким залеганием фундамента (2—3 *км*, местами несколько более). Для значительной восточной части этой области характерно наличие крупных пологих локальных поднятий неправильной формы и различной ориентировки.

Большие перспективы связываются с Центрально-Каракумским сводом. В его пределах открыты Дарваза-Сернозаводское газовое месторождение, отличающееся значительными размерами. Значительный интерес представляет также изучение намечавшегося крупного Заунгусского поднятия, которое должно быть относительно погруженным по сравнению с Центрально-Каракумским сводом. Практические результаты могут быть получены и в других частях Центрально-Каракумской области.

2. Ассакеаудинская возможно нефтегазоносная область отличается значительной глубиной залегания фундамента (по геофизическим данным до 5—6 *км*), что позволяет весьма высоко оценивать перспективы ее нефтегазоносности, связываемые с мезозойскими отложениями. Непосредственное практическое значение могут иметь крупные валообразные поднятия Киндерли и Тасаюк.

3. Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область. Наиболее изученная в настоящее время часть бассейна. Характеризуется развитием линейно вытянутых платформенных структур — валов и прогибов, осложненных локальными поднятиями с углами наклона от нескольких до 10—15°. Зонами нефтегазонакопления являются крупные Бухарский и Дарганатин-

Таблица 23

Схема стратиграфического расчленения отложений северной Бухаро-Хивинской области Каракумского бассейна
(по А. Г. Бабаеву, О. С. Вялову, Л. Г. Жуковскому, В. Д. Ильину, С. Н. Симакову)

Система	Отдел	Ярус, слои	Литологическая характеристика	Мощность, м
Неогеновая			Красновато-бурые, буровато-желтые глины и песчаники	25—60
Палеогеновая		Сумсарские, ханабадские, исфаринские, риштанские	Зеленовато-серые, красные глины, песчаники. Развиты не повсеместно	—
		Туркестанские, алайские, сузакские	Зеленовато-серые глины с прослоями мергелей, песчаников	50
		Бухарские	Белые, желтоватые известняки, доломиты с гипсом, местами — песчаники	20—130
Меловая	Верхний	Датский	Белые гипсы, на западе — местами пачка известняков. Развиты локально	0—10
		Сенонский	Зеленовато-серые песчаники и глины, вверху — известняки. Пласты I, II	150—450
		Туронский	Вверху — серые, желтые, красноватые глины, песчаники; внизу — зеленовато-серые глины. Пласты III, IV, V, VI, VII, VIII	250—450
		Сеноманский	Зеленовато-серые песчаники с прослоями глин. Пласты IX (газоносный), X	100—250
	Нижний	Альбский	Черные глины, вверху и внизу — пачки песчаников, на северо-западе вверху — мощная песчаная толща. Газоносные пласты XI, XII	150—400
		Аптский и неокомский	Кирпично-красные пестрые песчаники с прослоями глин и конгломератов. В основании местами базальные конгломераты. Газоносные пласты XIII—XIV	100—230
Юрская	Верхний	Гаурдакская свита (титон—кимеридж)	Ангидриты с подчиненными прослоями известняков, вверху местами красные глины	40—50
			Серые, белые известняки. Газоносные пласты XV, XVI	0—700 Бухарский вал 40—100
	Нижний Средний		Зеленовато-серые песчаники и глины с прослоями красных глин и гравелитов. Пласты XVII (газоносный), XVIII, XIX	80—160 До 2000 на северо-западе

ский валы, разделенные Каракульским прогибом. В пределах Бухарского вала открыты газовые и газонефтяные месторождения: Газли, Ташкудук, Мамаджургаты, Акджар, Джаркак, Сарыташ, Караулбазар, Сеталантепе, среди которых выделяется своими уникальными запасами Газлинское месторождение. На территории Каракумского прогиба обнаружено Южно-Мубарекское газовое месторождение. Залежи газа сосредоточены в сено-

Таблица 24

Схема стратиграфического расчленения западной части Каракумского бассейна (Устюрт, Туаркыр)
(по В. С. Курбатову, Н. П. Луппову и Н. К. Трифонову)

Система	Отдел	Подотдел	Ярус, горизонт, толща	Литологическая характеристика	Мощность, м
Неогеновая	Плиоценовый	Верхний	Апшеронский ярус	Песчаники, известняки, конгломераты. Развиты локально	От нуля до нескольких метров
		Верхний	Акчагыльский ярус	Песчаники, пески, известняки. Развиты локально	8—25
	Миоценовый	Верхний	Сарматский ярус	Вверху — в основном известняки, внизу — мергели, глины, известняки	60—80
		Средний	Конкский горизонт	Известняки, пески, глины, гипсы	До 45
			Караганский горизонт	Гипсы, песчаники, глины, известняки	30—50
			Чокракский горизонт	Гипсы, глины, известняки, песчаники, конгломераты	8—20
			Онкофоровые слои	Бурые пески, песчаники, красные суглинки	17
		Нижний	Бурдигальский ярус	Зеленовато-серые, желтоватые песчаники и гипсоносные глины	До 50
Палеогеновая	Олигоценовый	Нижний и средний		Зеленые неизвестковистые глины	25—30, местами более
	Эоценовый	Верхний	Аналоги белой свиты	Белые, вверху красные и зеленовато-серые известковистые глины	25—30
			Аналоги кумской свиты	Зеленовато-серые, известковистые глины, кремовые мергели	70—350
		Средний		Белые мергели, известняки зеленоватые и коричневые глины	35—65
		Нижний		Пестроцветные — красные, бурые, серые мергели	20—25
	Палеоценовый			Голубовато-серые, красные глины и мергели	15—20

Продолжение табл. 24

Система	Отдел	Подотдел	Ярус, горизонт, толща	Литологическая характеристика	Мощность, м
Меловая		Верхний	Датский ярус	Белые, желтоватые песчанистые известняки	20—30
			Маастрихтский ярус	Песчаники, белый мел, мергели, известняки	20—25
			Кампанский и сантонский ярусы	Зеленовато-белые, мелоподобные мергели	50—120
			Коньякский и туронский ярусы	Зеленовато-серые глины, пески, мергели	40—90
			Сеноманский ярус	Зеленовато-серые глауконитовые пески и песчаники	50—100
		Нижний	Альбский ярус	Желтовато-серые песчаники и пески с известковистыми конкрециями, с подчиненным количеством серых глин	250—300
			Аптский ярус	Чередование желтовато- и зеленовато-серых песчаников и глин	130—220
			Барремский ярус	Серые глины и песчаники с прослоями известняков	25—40
			Готеривский и валанжинский ярусы	Ярко-красные, реже серо-зеленые глины и песчаники, в основании конгломераты	0—60
Юрская		Верхний	Оксфордский ярус	Белые, желтоватые известняки	15—30
			Келловейский ярус	Зеленые, реже фиолетовые глины с прослоями известняков и песчаников	25—55
		Средний	Морская толща	Серые, зеленые, местами красные глины и песчаники	200
			Континентальная угленосная толща	Чередование серых песчаников и глин с пластами углей и линзами конгломератов	500—650
		Нижний		Внизу — красные, вверху — темно-серые глины, песчаники, бокситоподобные породы с прослоями углей. Залегают с резким несогласием на красноцветах перми и триаса, входящих в состав фундамента	50—150

Таблица 25

Схема стратиграфического расчленения отложений южной (Прикопетдагской) части Каракумского бассейна

(по А. В. Данову, О. С. Вялову, П. И. Калугину, Г. Я. Крымгольцу, Н. П. Луппову, М. П. Сукачевой)

Система	Отдел	Ярус, горизонт, свита	Литологическая характеристика		Мощность, *м*
Неогеновая	Плиоценовый	Кешинын-баирская свита	Галечники, конгломераты, вверху — песчаники, глины и суглинки		140—200
		Акчагыльский ярус	На крайнем западе замещаются морскими глинами и песками		До 600
		Иомудская свита (на востоке называется казганчайской свитой)	Серые пески, глины, мергели с морской фауной		80—200
			На западе — красные, серые песчаники, глины, конгломераты		200—260 (запад)
			На востоке — серые конгломераты и песчаники (континентальные отложения)		350—1000
	Миоценовый	Сарматский ярус	Серые известняки, песчаники, глины, вверху — пачки красных песчаников и глин. Развиты на западе	На востоке замещаются красноцветными глинами, песчаниками и конгломератами карагаудданской свиты. Мощность 150—300 *м*	250—570
		Тортонский ярус: Конкский горизонт	Серые пески, глины, известняки. Развиты на западе		7—70
		Тортонский ярус: Караганский горизонт	Серые известняки, глины, песчаники, гипсы. Развиты на западе		30—170
		Тортонский ярус: Чокракский горизонт	Серые пески с галькой, известняки, ракушняки, глины. Развиты на западе		10—33
Палеогеновая	Олигоцен	Майкопская, торымбеурская свиты (запад)	Зеленые, темно-серые глины		1100—1200
	Эоцен	Котурская, кендерлинская свиты на западе, туркестанские слои — на востоке	Серо-зеленые гипсовые глины вверху, местами пачки песчаников		400—650
		Обойская свита — на западе, алайские слои — на востоке	Серо-зеленые мергели, глины. Бадхыз-андезиты и туфы, среди песчаников и известняков		50—150
		Данатинская свита — на западе, сузакские слои — на востоке	На западе — пестрые, на востоке — зеленовато-серые глины		100—150
	Палеоцен	Чалджинская свита — на западе, бухарские слои — на востоке	На западе — светло-серые мергели и глины, на востоке — песчаники, известняки, мергели, глины и гипсы		60—400
Меловая	Верхний	Датский ярус	Белые песчанистые известняки, на востоке — красные глины, гипсы		40—300
		Сенонский и туронский ярусы	Белые, зеленовато-белые мергели		850—1050, средняя 1000

Продолжение табл. 25

Система	Отдел	Ярус, горизонт, свита	Литологическая характеристика	Мощность, м
Меловая	Верхний	Сеноманской ярус	Серо-зеленые глауконитовые песчаники и глины	200—500, средняя 400
	Нижний	Альбский и аптский ярусы	Темно-серые, зеленовато-серые глауконитовые песчаники и глины. На востоке преобладают глины	1000—1600
		Неокомский ярус	Темно-серые известняки, вверху — толща мергелей	1400—1600
Юрская	Верхний		Темно-серые, белые известняки, доломиты, вверху — с прослоями гипсов и красных глин	До 1000—1500
	Средний		Темно-серые песчаники, сланцы, уголь, на юге—прослои известняков. Обнажаются на Большом Балхане, в центральных частях Туркмено-Хорасанских гор и на Эльбрусе	1000—2000
	Нижний		Темно-серые глинистые сланцы, вверху на юге — песчаники, конгломераты, уголь. Обнажаются полностью в Туркмено-Хорасанских горах	До 3—4

мане, альбе, неокоме-апте, известняках верхней юры, нижне-среднеюрских отложениях.

В Хивинском прогибе возможной зоной нефтегазонакопления может явиться намечающаяся на восточном продолжении Айбугирского поднятия Карабаурского вала антиклинальная зона, к которой принадлежит Ленинское поднятие.

4. Кашкадарьинская возможно нефтегазоносная область. В отношении перспектив нефтегазоносности имеет ряд сходных черт со смежными областями — Бухаро-Хивинской и Восточно-Туркменской. Благоприятными признаками является наличие хорошо выраженных локальных поднятий и большая мощность осадочного покрова. Перспективными комплексами, помимо мезозойских (особенно меловых) отложений, являются некоторые горизонты палеогена, в частности, известняки бухарских слоев. Зонами нефтегазонакопления в восточной части области могут являться цепи антиклинальных складок северо-восточного простирания.

5. Восточно-Туркменская нефтегазоносная область. Включает юго-восточный склон Каракумской плиты и Мургабский краевой прогиб. Характеризуется общим нарастанием мощностей осадочного покрова и погружением фундамента в южном и юго-западном направлениях, в сторону Восточно-Туркменского и Предкопетдагского прогибов. Глубина залегания фундамента превышает 6 *км*. Вероятными зонами нефтегазонакопления являются валы субмеридионального и северо-западного простирания, в частности, Байрамали-Майский и Южно-Каракумский, а также цепи поднятий, выявленные в пределах Карабильской возвышенности, и другие. Северо-восточная граница области проведена по Репетекской линейной зоне нарушений, в пределах которой обнаружены резко дислоцированные погребенные поднятия и соляные купола, связанные с выжиманием верхнеюрской соляно-гипсоносной толщи. На крайнем юге области в Кушкинском районе выделяются зоны нефтегазонакопления, связанные с цепями резко асимметричных,

наклоненных к северу складок. К одной из таких складок приурочено газовое месторождение Карачоп.

Основные нефтегазоносные горизонты Восточно-Туркменской области должны быть сосредоточены в мезозойских отложениях. Вместе с тем в наиболее погруженных частях области, в частности, в Мургабском прогибе, перспективны также палеогеновые отложения.

6. Южно-Каракумская возможно нефтегазоносная область включает глубоко погруженные части южного склона Каракумской плиты и северный, платформенный борт Предкопетдагского прогиба с общим уклоном слоев в южном направлении. Глубина залегания фундамента возрастает от 3—4 *км* на севере до 9—10 *км* на юге области. На фоне глубокого погружения платформенного борта Предкопетдагского краевого прогиба выделяются Кызыларватский и Ахсуартыкский выступы с приближенным залеганием фундамента.

Стратиграфический диапазон вероятной нефтегазоносности колеблется от мезозойских отложений, залегающих на доступной глубине лишь в северной части области, и на выступах, осложняющих Предкопетдагский прогиб до третичных отложений, с которыми могут быть связаны скопления нефти и газа в опущенной южной части области. Структурные формы, контролирующие нефтегазонакопления, имеют пологий платформенный облик. Важное значение должны иметь зоны выклинивания отложений на склонах плиты и отмеченных выше выступов.

10. Прикопетдагская возможно нефтегазоносная область соответствует южному складчатому борту Предкопетдагского прогиба. Зонами нефтегазонакопления могут служить цепи резко дислоцированных передовых складок. В относительно погруженной западной половине области поднятия сложены третичными отложениями, тогда как в ядрах восточных антиклиналей зачастую обнажаются меловые отложения. В Прикопетдагской области, помимо меловых отложений, перспективны молодые — третичные отложения, в том числе, возможно, морские неогеновые, развитые в западной части прогиба.

§ 18. ГРУППА ЗАКАВКАЗСКИХ БАССЕЙНОВ

Межгорные впадины, ограниченные с севера Большим Кавказом и его восточным продолжением Большим Балханом, с юга Малым Кавказом и хребтами Эльбруса, образуют два межгорных бассейна: Восточно-Черноморский и Южно-Каспийский, связанных с послепалеозойскими складчатыми системами. Наиболее прогнутые их части заняты водами морей. Для бассейнов характерно наличие мощного мезо-кайнозойского выполнения. Последнее в частях, примыкающих к складчатому обрамлению, смято в системы антиклиналей и синклиналей.

ВОСТОЧНО-ЧЕРНОМОРСКИЙ БАССЕЙН

Восточно-Черноморский бассейн на суше занимает территорию Сочинского побережья Черного моря Западной Грузии и северных отрогов Понтийских гор Турции. Значительная площадь бассейна занята Черным морем (рис. 55). Бассейн связан с современной межгорной впадиной, ограниченной альпийскими складчатыми сооружениями Крыма и Большого Кавказа на севере, Малого Кавказа и Понтийской системы на юге. Южный склон Крымских гор отделен от Черноморской впадины зоной глубинных разломов. Вдоль этой зоны произошло опускание южной и центральной частей Крымского сооружения. Граница Восточно-Черноморского и Азово-Кубанского нефтегазоносных бассейнов проводится несколько южнее Керченского и Таманского полуостровов по линии Крымской зоны разломов, на продолжении которой расположен подводный порог, отделяющий впадины Черного и Азовского морей друг от друга. В пределах Большого Кавказа граница бассейна прослеживается вначале примерно по водораздельной

линии, проходящей в юго-восточном направлении от Анапы до Красной Поляны. От Красной Поляны до верховьев р. Квирила она проходит значительно южнее водораздельного хребта в зоне выходов на поверхность порфиритовой свиты байоса. Восточной границей Восточно-Черноморского бассейна служит Сурамский хребет. С юга бассейн ограничен складчатыми

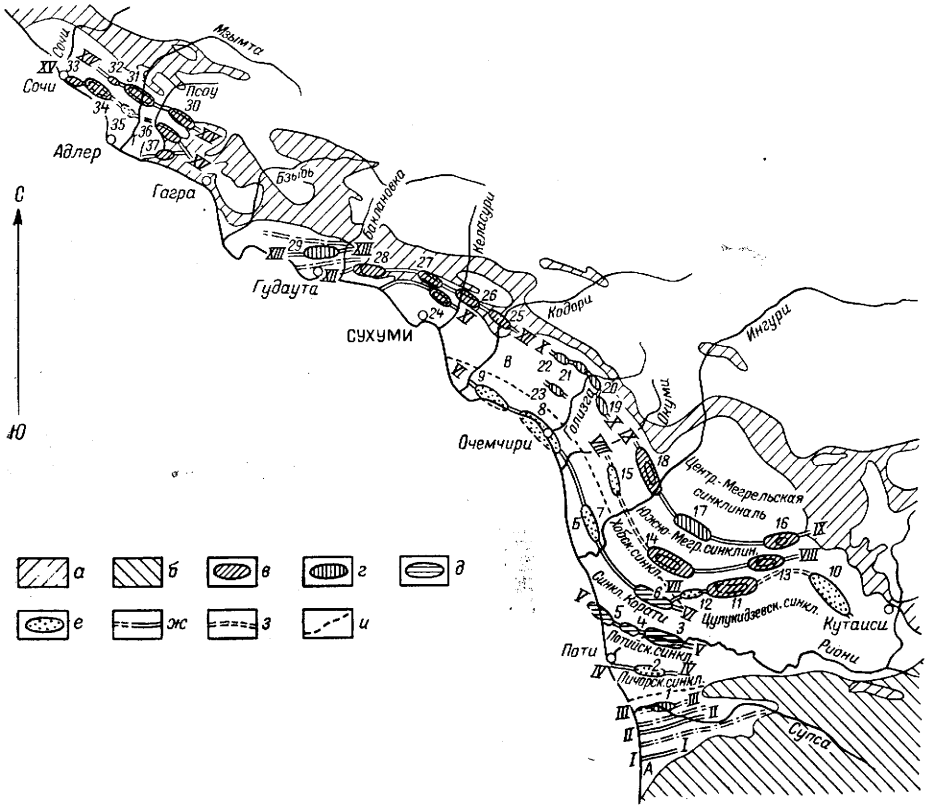


Рис. 55. Карта Восточно-Черноморского бассейна.

а — выходы меловых отложений на поверхность; *б* — выходы вулканогенно-флишевых пород палеогена Аджаро-Триалет; *в* — брахиантиклинали, в своде которых обнажены мезозойские отложения; *г* — брахиантиклинали, в своде которых обнажены третичные отложения; *д* — погребенные брахиантиклинали, выявленные бурением; *е* — то же, выявленные с помощью сейсморазведки; *ж* — ось антиклинальной зоны; *з* — ось синклинали; *и* — границы тектонических районов

Антиклинальные зоны (*I*—*XV*) и отдельные брахиантиклинали (*1*—*37*); *А* — Гурийский тектонический район; *I* — Махарадзевская; *II* — Нотанебская; *III* — Супсинская (*1* — Супсинская); *Б* — Колхидский тектонический район: *IV*—Южно-Колхидская (*2* — Пичорская); *V* — Центрально-Колхидская; (*3* — Чаладиди *I*, *4* — Чаладиди *II*, *5* — Кулеви), *VI* — Северо-Колхидская (*6* — Квалони, *7* — Ингури, *8* — Очемчири, *9* — Кодори); *В*— Абхазско-Мегрельский тектонический район: *VII* — Экская (*10* — Копитнари, *11* — Эки, *12* — Ноджихеви), *VIII* — Уртинская (*13* —Нокалакеви, *14* — Урта, *15* — Гали), *IX* — Сатанджинская (*16* —Абедати, *17* — Одиши, *18* — Сатанджио), *X* — Патарахуцкая (*19* — Патарахуца, *20* — Ткварчели, *21* — Падгу, *22* — Тхина, *23* — Мокви), *XI* — Зона Бырц (*24* — Бырц), *XII* — Афонская (*25* — Техи, *26* — Чижоут, *27* — Ахбюх, *28* — Псырцха), *XIII* — Звандришская (*29* — Звандришская); *Г* — Адлерский участок: *XIV* — Голицынская (*30* — Берчиль, *31* — Ахштырь, *32* — Голицынская), *XV* — Гагринская (*33* — Бытх, *34* — Ахун, *35* — Южно-Ахштырская, *36* — Хошупсе, *37* — Чигиришш).

сооружениями Аджано-Имеретинских и Понтийских гор. Западная граница бассейна проводится по подводному порогу, разделяющему Черноморскую глубоководную впадину на восточную и западную части.

На наземной части Восточно-Черноморского бассейна выделяются северный и южный борта, разделенные Грузинской плитой. О строении и возрасте фундамента Восточно-Черноморского бассейна имеется очень мало данных. Выходы фундамента бассейна известны лишь в ограничивающих бассейн сооружениях Большого Кавказа, Дзирульского кристаллического массива и понта, где он представлен палеозойскими и допалеозойскими кристаллическими и метаморфическими породами.

Восточно-Черноморский бассейн представляет единый крупный артезианский бассейн, областями питания которого служат обрамляющие его горные сооружения Большого и Малого Кавказа, а областью разгрузки — Черное море и Колхидская низменность.

Наиболее полно мезозойские, особенно нижнемезозойские, отложения развиты на востоке северного складчатого борта бассейна, где их суммарная мощность превышает 10 *км*.

Нижний отдел юры — лейас — представлен в значительной степени метаморфизованными сланцами, аргиллитами и песчаниками. Некоторое ослабление метаморфизма пород лейаса наблюдается к западу от р. Шахе, а также в южных выходах отложений этого возраста в Окрибе, в ядре Окумского поднятия и других, где в верхних частях разреза появляются пачки песчаников, могущие служить хорошими коллекторами, битуминозные глины и глинистые сланцы. К этой части разреза в Южной Осетии и Окрибе приурочено большое количество нефтепроявлений. На периферии Дзирульского массива лейас слагается песчаниками и известняками. Мощности лейаса колеблются от нескольких сотен метров на Дзирульском массиве до 2 *км* и более в Раче и Абхазии.

Средний отдел юрской системы представлен порфиритовой свитой байоса, сложенной вулканогенно-терригенными отложениями, представленными порфиритами, туфобрекчиями, туфопесчаниками и туфоконгломератами. Мощность свиты достигает 2,5—3 *км*. К западу от р. Шахе в разрезе байоса преобладают песчаники и аргиллиты. Отложения датского яруса развиты на меньшей площади и их мощность не превышает 600 *м*. Они представлены песчано-глинистыми и угленосными породами. Песчаные пачки, развитые в Окрибе, могут служить природными резервуарами для воды, газа и нефти. В этом же районе с батскими породами связан ряд нефтепроявлений.

Породы верхней юры с угловым несогласием перекрывают более древние образования и характеризуются значительным литолого-фациальным разнообразием. Они представлены в центральной части Западной Грузии континентально-лагунными пестроцветными песчано-глинистыми образованиями, в Западной Абхазии, Сочинском районе и в Раче — терригенными образованиями келловея и карбонатными мощными толщами оксфорда-титона, карбонатно-флишевыми образованиями в более западных районах. Суммарные мощности верхней юры колеблются от нескольких десятков метров в Мегрелии до 3000 *м* в Абхазии и Краснодарском крае. В Сочинско-Гагринском районе отложения киммериджа-титона, как и покрывающих их пород неокома, представлены мощной толщей битуминозных темно-серых доломитизированных известняков, содержащих по трещинам и пустотам примазки жидкого и полужидкого битума и горючего газа.

Меловые отложения широко развиты на южном склоне Большого Кавказа и в Колхиде и представлены как карбонатными, так и терригенными разностями. Нижнемеловые отложения в Западной Грузии выражены за исключением альбского яруса преимущественно известняками, доломитами с подчиненными прослоями мергелей. Альбские толщи носят терригенный характер. Максимальные мощности свыше 1000 *м* наблюдаются в Мегрелии и Колхиде. В западной половине северного борта бассейна развиты преимущественно флишевые образования, мощность которых превышает 2000 *м*. Валанжин представлен карбонатными, а более молодые — терригенными ритмичными толщами.

Верхнемеловые отложения широко развиты и представлены, за исключением сеномана, преимущественно известняками и мергелями как в фациях Грузинской плиты, так и во флишевых фациях. Сеноман сложен терригенным комплексом. В восточных районах небольшое развитие получили вулканогенные породы свиты Мтавари. Суммарные мощности верхнего мела на Грузинской плите составляют несколько сотен метров, а в флишевом прогибе в районе Геленджика до 4000 *м*. С известняками мела на Грузинской

плите и на северном борту бассейна в Колхиде, Абхазии, Раче и в Адлерском районе связан целый ряд выходов нефти и газа. Эти породы в благоприятных условиях могут быть вместилищами нефти и газа.

Палеогеновые и особенно неогеновые отложения в основном развиты в депрессионных участках побережья и в Колхидской низменности. Палеогеновые отложения обычно связаны с меловыми постепенным переходом. Палеоцен представлен известняками мощностью до нескольких десятков метров. Эоцен слагается в основном слоистыми мергелями мощностью до 200 *м*. Палеоценовые и эоценовые отложения в Аджаро-Триалетии выражены вулканогенной толщей пород, мощность которых достигает 3000 *м*, и флишевым терригенным комплексом. К западу от р. Псоу палеоцен-эоценовая толща представлена пестроцветными глинистыми мергелями. Выше залегают породы майкопской свиты, сложенной битуминозными глинами с подчиненными прослоями песчаников. Суммарная мощность майкопа, возраст которого устанавливается как олигоцен — нижний миоцен, колеблется от 100 до 1000 *м* и более. Среднемиоценовые отложения, представленные тарханским, чокракским, караганским и конкским горизонтами, сложены песчано-глинистыми породами с прослоями мергелей и известняков. Суммарная мощность их достигает 1000 *м*. Отложения сарматского яруса представлены песчаниками и глинами с прослоями мергелей, общей мощностью от нескольких десятков метров до 1000 *м*.

В центральной части Колхидской низменности породы олигоцена-миоцена отсутствуют. Отложения майкопской свиты и миоцена содержат в своем разрезе пачки песчаников, которые можно рассматривать в качестве природных резервуаров для флюидов. В Грузии с песчаными горизонтами среднего сармата связаны нефтяные залежи месторождения Супса. Рассматриваемый возрастной интервал отличается значительным количеством поверхностных выходов нефти, газа и асфальтов, особенно в Гурии и Абхазии.

Отложения мэотиса широко развиты в депрессионной части Западной Грузии и представлены песчано-глинистыми породами, мощность которых колеблется от десятков до 500 *м*. Мэотис обычно залегает на подстилающих породах трансгрессивно. Понтический ярус в Западной Грузии представлен песками, песчаниками, конгломератами, глинами, мощность которых достигает 800—1000 *м*. На отложениях понта залегает толща терригенных грубообломочных образований мощностью до 850 *м*, на которой залегают четвертичные образования, мощность которых в Колхиде достигает нескольких сотен метров.

В тектоническом отношении каждая из крупных частей бассейна (северный складчатый борт, Грузинская плита и южный складчатый борт) отчетливо обособляются по характеру своего строения и условиям нефтегазоносности.

Северный складчатый борт является областью развития линейных складок, осложненных разрывами. Отчетливо выражены протяженные антиклинали, опрокидывающиеся к югу и разделенные узкими синклиналями. Примерно по меридиану Гагра северный борт может быть разделен на западную — Новороссийскую и восточную — Абхазско-Рачинскую области. Восточная область слагается интенсивно дислоцированными и метаморфизованными породами нижней и средней юры, образующими нижний структурный этаж, покрывающийся отложениями верхнего структурного этажа мелового — третичного возраста, развитыми в Лечхумо-Рачинском и других крупных депрессионных участках. В Западной области широкое развитие приобретают меловые флишевые толщи, менее дислоцированные по сравнению с отложениями мезозоя восточной области.

Грузинская плита отделяется от северного складчатого борта флексурным изгибом, отчетливо выраженным в рельефе. В ее пределах отчетливо выделяются нижний структурный этаж, сложенный породами мела-миоцена, и верхний — плиоценово-четвертичный. Отложения последнего дислоцированы очень слабо (рис. 56). Нижний этаж характеризуется распростра-

нением пологих брахиантиклиналей, разделенных широкими синклиналями. Разрывы не играют существенной роли. Как погребенные, так и выраженные на поверхности брахиантиклинальные поднятия группируются в несколько антиклинальных зон.

На южном складчатом борту, отделенном от Грузинской плиты серией региональных разломов, распространена типичная линейная складчатость, в которую вовлечены мощные толщи палеогена.

В бассейне пока известно лишь одно небольшое нефтяное месторождение в Гурии — Супса. Оно связано с асимметричной брахиантиклинальной складкой, ось которой простирается с юго-запада на северо-восток. Падения на юго-восточном крыле равны 25—40°, а на северо-западном близки к 90°. Продуктивны песчаные пласты среднего сармата мощностью от 1,5 до 8 *м*, с которыми связаны пластовые сводовые залежи. Пористость песчаников меняется в пределах 10—20%. Удельные веса нефтей — 0,879—0,924.

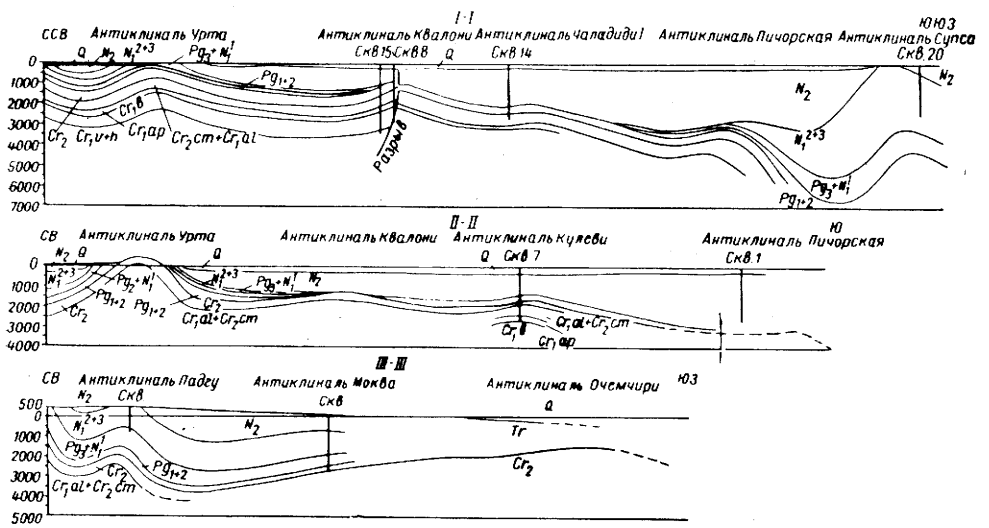


Рис. 56. Схематические геологические разрезы через Колхидскую низменность (по Мирчинку, Баба-Заде, Геодекяну, Денисевичу, 1961 г.).

По характеру геологического строения, истории развития и гидрогеологическому режиму с точки зрения перспектив нефтегазоносности наибольший интерес представляют Гурийский, Колхидский, Абхазско-Мегрельский и Адлерский районы Грузинской плиты.

В Гурийском районе выделяются три антиклинальных зоны возможного нефтегазонакопления, в пределах которых на локальных поднятиях пластовые сводовые залежи могут быть связаны в первую очередь с песчаниками олигоцена и миоцена.

В Колхидском районе наиболее перспективны нижне- и верхнемеловые отложения в пределах трех антиклинальных зон возможного нефтегазонакопления.

В Абхазско-Мегрельском районе нефтегазоносными могут быть породы как мелового, так и олигоценового и миоценового возраста. Наряду с антиклинальными зонами нефтегазонакопления здесь могут быть обнаружены и зоны, связанные с выклиниванием и срезанием коллекторских пластов и пачек.

В Адлерском районе перспективны в первую очередь карбонатные, верхнеюрские и меловые породы, слагающие несколько антиклинальных зон.

Перспективы северного складчатого борта, несмотря на широкое развитие поверхностных нефтегазопроявлений, значительно менее благо-

приятны. На западе можно выделить Новороссийско-Геленджикский район. Почти на всей территории этого района на поверхности обнажаются верхнемеловые породы карбонатного флиша и лишь кое-где в ядрах антиклиналей выходят отложения нижнего мела. В разрезе нижнемеловых отложений присутствуют пачки фонарских песчаников, с которыми в благоприятных условиях могут быть связаны залежи нефти и газа. Перспективными для поисков нефти и газа являются отдельные участки Семигорской антиклинали, а также такие складки, как Раевский купол, расположенный несколько северо-западнее Новороссийска, и др.

На северо-востоке выделяется Окрибо-Рача-Осетинский район, сложенный на поверхности в основном среднеюрскими и меловыми породами. Перспективы могут быть связаны с песчаными горизонтами верхнего лейаса, в антиклинальных складках Карзмани, Бзнаури, Ончеиши.

Часть Восточно-Черноморского бассейна, расположенная в пределах Турции, с точки зрения перспектив нефтегазоносности представляет небольшой интерес. По мнению турецких геологов, заслуживает внимания лишь район на Черноморском побережье, около Ризе, где развиты смятые в складки морские толщи эоцена и миоцена, достигающие 1400 *м* мощности. Они залегают на карбонатных отложениях мела и перекрыты 900-метровой толщей плиоценовых гравелитов и конгломератов. С эоценово-миоценовым комплексом связано несколько нефтепроявлений.

ЮЖНО-КАСПИЙСКИЙ БАССЕЙН

Вдоль южных границ евразиатской части СССР в субширотном направлении с ЗСЗ на ВЮВ протягивается огромная область прогибания земной коры (рис. 57). В геоморфологическом отношении она является грандиозной низменной равниной, монотонный рельеф которой лишь кое-где нарушается слабовсхолменными возвышенностями. С севера и северо-востока эта область обрамляется складчатыми сооружениями Большого Кавказа, Апшеронским порогом, являющимся подводной перемычкой, соединяющей юго-восточное погружение Большого Кавказа со складчатыми системами Восточного побережья Каспия и далее на восток — сооружениями Куба-Дага и Большого Балхана.

С юга, юго-запада вдоль южной границы рассматриваемой депрессии прослеживаются складчатые сооружения Малого Кавказа, Эльбурса, Хорасана и Западного Копет-Дага.

На крайнем западе ее естественной границей является Сурамский горст с его выходами на поверхность древних, метаморфических пород и интрузий гранитов, рассекающий низменности Закавказья на две — куринскую и рионскую части. На востоке депрессия ограничивается зоной смыкания складчатых сооружений системы Большого Балхана и Копет-Дага.

Учитывая, что с этой огромной межгорной впадиной связаны многочисленные скопления нефти и газа, она может в региональном плане рассматриваться как крупнейший нефтегазоносный бассейн, являющийся гидродинамической системой, для которой водный напор создается на ее горно-складчатом обрамлении. Наиболее мощного развития в этой впадине достигают верхнетретичные и четвертичные осадки. Максимальная мощность отложений продуктивной и красноцветных толщ среднего плиоцена в районах, тяготеющих к Южно-Каспийской впадине, достигает 3000 *м*. Не уступают в мощности им отложения акчагыльского и апшеронского ярусов, а частично и постплиоцена, выраженные преимущественно молассами. Значительны и наблюдаемые мощности миоценовых образований.

Вдоль южного склона Большого Кавказа в том же господствующем кавказском простирании прослеживается пояс линейных складок, состоящий из 3—4 складчатых линий, то несколько расширяющийся на меридиане Нуха-Евлах, то сужающийся у Карамарьяна. Складки эти имеют типично отраженный характер. Они все асимметричны. Складки северных линий

резко асимметричны, осложнены разрывами, надвигами, по которым местами на поверхность выходят туфогенные и магматические породы, тогда как складки южных линий имеют спокойные формы строения.

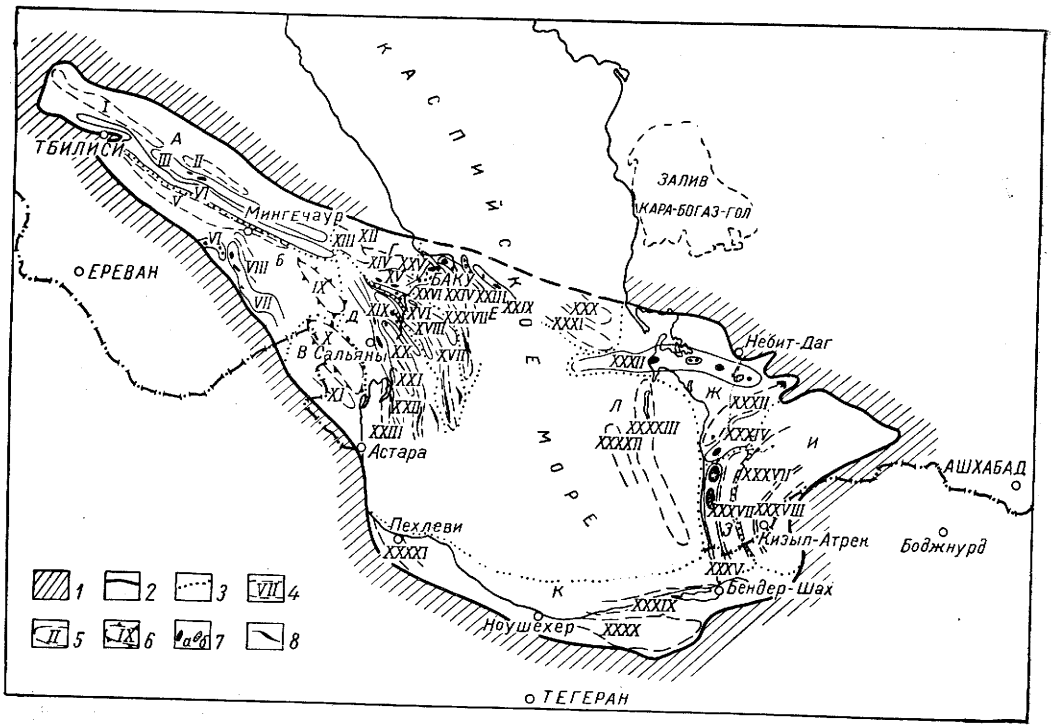


Рис. 57. Карта Южно-Каспийского бассейна.

1 — склоны кайнозойских складчатых сооружений, служащих складчатым обрамлением бассейна; *2* — границы бассейна; *3* — границы нефтегазоносных областей; *4* — известные зоны нефтегазонакопления и их возможные продолжения; *5* — предполагаемые зоны нефтегазонакопления; *6* — погребенные поднятия фундамента по данным геофизических исследований; *7* — основные месторождения: *а* — нефти, *б* — газа; *8* — оси предполагаемых антиклинальных зон на дне Южного Каспия. *А* — Ширакско-Аджинаурская нефтегазоносная область; *I* — Громи-Гомборская зона; *II* — Красноколодская зона; *III* — Мирзаано-Ширакская зона (основные месторождения Мирзаани, Патара — Ширакн); *IV* — Кавтисхевинская область: *V* — Боздагская зона; *VI* — Казанбулагская зона (основные месторождения — Алиушаги, Казанбулаг, Аджидере); *VII* — Нафталанская зона (основные месторождения — Нафталан, Мирбашир, Гюллюджа); *VIII* — Бардинская зона; *IX* — Кюрдамиро-Саатлинское погребенное поднятие. *В* — Ленкоранская нефтегазоносная область: *X* — Мильско-Муганское погребенное поднятие; *XI* — Буроварская зона. *Г* — Шемахино-Кобыстанская нефтегазоносная область: *XII* — Северо-Кобыстанская зона; *XIII* — Шемахинская зона; *XIV* — Центрально-Кобыстанская зона; *XV* — Южно-Кобыстанская зона (основные месторождения — Адживели, Умбаки, Шихикая, Мягчик); *XVI* — Дуванинская зона (основные месторождения — Тоурагай, Дуванный, Кянизадаг, Дуванный-море); *XVII* — Андреевская зона; *XVIII* — Баридаш-Хамамдагская зона (месторождение Пирсагат). *Д* — Нижнекуринская нефтегазоносная область: *XIX* — Мишовдаг-Бяндаванская зона (основные месторождения — Калмас, Хыдырлы); *XX* — Кюрсангинская зона (месторождение Кюрсангя); *XXI* — Устькуринская зона; *XXII* — Кюровдаг-Нефтечалинская зона (основные месторождения — Кюровдаг, Бабазанан, Дуровдаг, Нефтечала); *XXIII* — Кызылагачская зона. *Е* — Апшеронская нефтегазоносная область: *XXIV* — Фатьмаи-Зыхская зона (основные месторождения — Балахано-Сабунчино-Раманинское, Сураханы, Карачухур-Зыхское, о. Песчаный); *XXV* — Шонгарская зона; *XXVI* — Бинагады-Карадагская зона (основные месторождения — Бинагады, Чахнагляр, Сулутепе, Шабандаг, Локбатан, Пута — Кушхана, Карадаг, Бибиэйбат); *XXVII* — Кала-Зыринская зона (основные месторождения — Бузовны-Маштагинское, Кала); *XXVIII* — Артемоостровская зона (основные месторождения — банка Дарвина, о-в Артема, Гюргяны-море); *XXIX* — Грязевая сопка — Нефтяные Камни (основные месторождения — о-в Жилой, Грязевая сопка — Нефтяные Камни); *XXX* — Безымянная зона; *XXXI* — Ливановская зона: *Ж* — Прибалханско-Бугдайлинская нефтегазоносная область: *XXXII* — Прибалханская зона (основные месторождения — Челекен, Котуртепе, Небит-Даг, Кизыл-Кум, Кум-Даг); *XXXIII* — Гоганьдагская зона; *XXXIV* — Бугдайлинская зона (месторождение Камышлджа); *З* — Чикишляро-Миасерская нефтегазоносная область: *XXXV* — Кеймиро-Чикишлярская зона (месторождения — Кеймир, Окарем); *XXXVI* — Миасерская зона; *И* — Нефтегазоносная область юго-западного погружения Копет-дага: *XXXVII* — Мессериан-Аладагская зона: *XXXVIII* — Кызыл-Атрекская зона. *К* — Северо-Эльбурская нефтегазоносная область; *XXXIX* — Астрабадская зона; *XXXX* — Мазандаранская зона; *XXXXI* — Гилянская зона. *Л* — Огурчинская нефтегазоносная область: *XXXXII* — Грязевулканская зона; *XXXXIII* — Михайловская зона.

В зоне, расположенной к северу от Малого Кавказа, на фоне очень спокойно, моноклинально погружающегося на север, северо-восток меловых и нижнетретичных отложений северного склона Малого Кавказа, располагается система куполов и брахиантиклиналей субмеридионального про-

стирания (Нафталан и др.). На довольно значительном расстоянии по направлению в глубь впадины отмечаются изменения в простирании складок в сторону заворота и подчинения кавказскому направлению. Для складчатости южного малокавказского борта впадины характерны спокойные очертания структурных форм.

В районе Кюрдамира отмечается крупная аномалия силы тяжести, проходящая в поперечном по отношению к простиранию Куринской депрессии направлении. Эта аномалия свидетельствует о значительном приближении к поверхности плотных масс, очевидно, пород фундамента, т. е. о том, что имеет место поперечная перемычка, разделяющая Куринскую депрессию на две части: большую западную и восточную, раскрывающуюся в сторону впадины южного Каспия.

Наличие субмеридионального подъема на глубине прослеживается и далее на север через Ниалдагский узел выходов магматических пород к устью, в восточно-куринской части в расходящемся веером и отклоняющемся все больше и больше к югу в пучки складчатых линий насчитывается до пяти линий. Отчетливо выраженная четвертая складчатая линия с расположенными на ней локальными структурами Кюровдага, Бабазанана, Дуровдага, Хиллы и Нефтечала протягивается вдоль течения р. Куры почти меридионально.

На юго-западном борту Восточно-Куринской зоны протягиваются две передовые складчатые линии, окаймляющие северо-восточный склон Талыша.

В простирании складчатости верхнетретичных отложений Кобыстана и Апшеронского полуострова наблюдается отклонение от господствующего кавказского ЗСЗ—ВЮВ направления к субмеридиональному. При этом имеется достаточно оснований полагать, что эта тенденция свойственна складчатости, охватывающей лишь верхнетретичный комплекс осадков, в то время как в отложениях палеогена и во всяком случае мезозоя структурные линии строго протягиваются через Каспий, образуя основу так называемого Апшеронского порога (Хаин, Григорян и др.).

В Закаспии располагается Западно-Туркменская низменность, представляющая собой обширную геотектоническую депрессию, заполненную мощной толщей молодых, третичных и четвертичных образований. По окраинам она окаймлена поясами складчатых линий, в оформлении и простирании которых существенно сказывается влияние складчатых сооружений Большого Балхана на севере, северо-востоке и Копет-Даге на юге. Однако в прибрежной полосе Каспия, в пределах так называемой Кеймир-Чикишлярской зоны, складчатые линии имеют меридиональное простирание, секущее почти в поперечном направлении рассматриваемую впадину (рис. 58).

Чрезвычайно интересны данные последних лет (В. Ф. Соколов и др.) о геологическом строении дна южной половины Каспийского моря. В этой части моря, расположенной к югу от Апшеронского порога, наблюдается значительная расчлененность рельефа морского дна. Вырисовывается целая система подводных кряжей — увалов, вытянутых в субмеридиональном направлении, разделенных сопутствующими им долинами. Высоты вершин этих увалов над ложем промежуточных долин достигают весьма внушительной величины — 500 *м*. Увалы отображают собой крупные складчатые структурные элементы — антиклинории, осложненные четковидно расположенными на них локальными поднятиями, а разделяющие их долины представляют собой синклинальные прогибы. Зарегистрировано более десятка пунктов, указывающих на осложнение отдельных локальных структур грязевым вулканизмом.

Следует считать несомненным существование в качестве крупного геоструктурного элемента отрицательного знака, образующего огромный седиментационный бассейн межгорной впадины, охватывающей Куринскую депрессию, впадину южного Каспия и Западнотуркменскую депрессию, если не в мезозое, то, несомненно, в палеогене, миоцене и первой половине плиоцена.

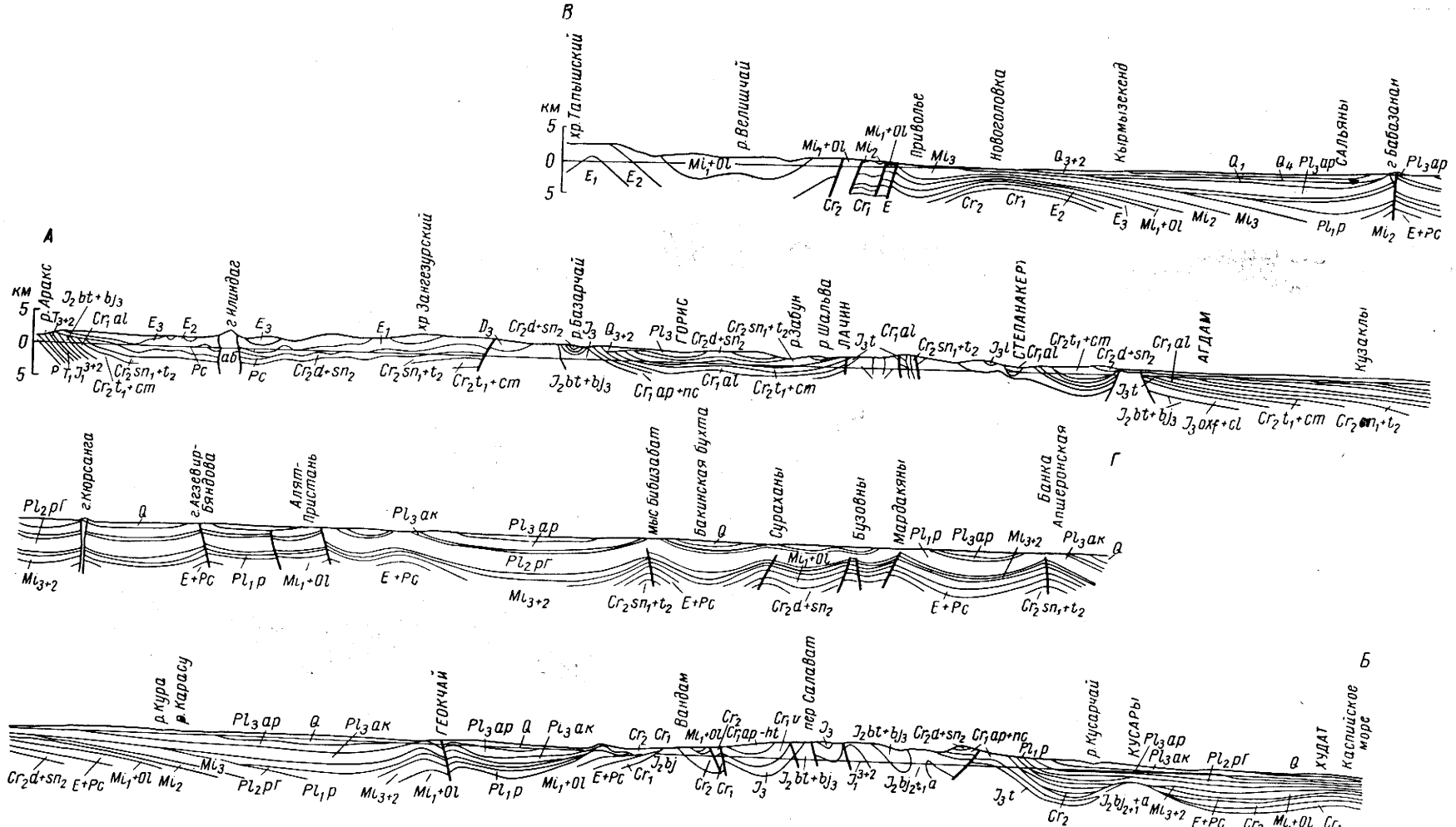


Рис. 58. Профильные разрезы через Южно-Каспийский бассейн (по Мирчинку, Баба-Заде, Геодекяну, Денисовичу, 1960 г.).

Некоторые исследователи предполагают существование в пределах Южнокаспийской впадины «срединного массива», выделяющегося в виде регионального максимума силы тяжести. Являясь относительно жестким упором, этот массив мог послужить причиной возникновения субмеридиональных простираний в его окружающей складчатости.

Если в условиях современного структурного плана обратиться к рассмотрению среднеплиоценовой продуктивной толщи Азербайджана с точки зрения оценки перспектив нефтегазоносности, можно говорить о неразрывной связи ее осадков с отложениями красноцветной толщи западного Туркменистана. Однако до сих пор не совсем ясной остается взаимосвязь отложений продуктивной толщи и образований ширакской толщи, широко распространенной в Кахетии. Скорее всего, что седиментационный бассейн был обособлен.

Представление о гидродинамическом единстве всей рассматриваемой огромной области прогибания земной коры в качестве артезианского бассейна может быть принятым, по-видимому, с наибольшим основанием, в условиях современного структурного плана для отложений, начиная с плиоцена.

В направлении с запада на восток на территории Куринской депрессии выделяются Ширакско-Аджинаурская, Кировабадская, Астраханбазарская (Ленкоранская) и Восточно-Куринская области.

Ширакско-Аджинаурская зона, охватывающая значительную часть южной Кахетии и Аджинаурские степи, характеризуется системой линейных, сложно построенных, асимметричных, часто разорванных и осложненных надвигами складок, в которые сложены отложения миоцена-плиоцена. Регионально нефтегазоносными являются отложения ширакской толщи, эльдарской свиты, сармата и майкопа. Преобладающим типом залежей является структурный; залежи преимущественно сводовые, экранированные нарушениями. Вместе с тем нельзя не отметить существенное значение литологического фактора.

Кировабадская зона охватывает обширную площадь, в структурном отношении представляющую продолжение полого погружающегося северо-восточного склона Малого Кавказа. Характеристика развитой здесь спокойной складчатости была дана выше. В этой зоне нефтегазоносность приурочена к отложениям эоцена, майкопской свиты и акчагыла (Нафталан). Известные перспективы связывают с сарматскими и особенно с верхнемеловыми отложениями.

Астраханбазарская (Ленкоранская) зона, протягивающаяся вдоль северо-восточного склона Талыша, в структурном отношении, как было указано выше, представлена поясом передовых складчатых линий. Перспективными в отношении нефтегазоносности являются отложения олигоцена (майкопской свиты) и миоцена (чокрака).

Восточно-Куринская область захватывает не только северо-восточную бортовую, но и срединную часть Куринской депрессии. С целым рядом локальных поднятий, образованных отложениями плиоцена и постплиоцена, связаны нефтяные и газовые месторождения Нефте-Чала, Хиллы, Кюровдаг, Мишовдаг, Калмас и др. Особое значение имеет месторождение Кюровдаг, промышленные запасы которого вполне сравнимы с крупными месторождениями Апшеронского полуострова. Следует подчеркнуть особенность в строении локальных структур, с которыми связаны залежи нефти и газа, — это значительную нарушенность их разрывами различного характера — сбросами, взбросами, трещинами и т. п., существенно сказывающимися на распределении нефтегазонасыщенности.

В основном нефтегазосодержание приурочено к продуктивной толще; вместе с тем промышленные залежи нефти и газа содержат отложения акчагыльского и апшеронского ярусов.

Севернее располагается Шемахино-Кобыстанская область, ограничиваемая Алтыагачским, а на юге — Ленгебизско-Алятским антиклинориями и на западе рекой Гердыманчай.

На востоке Шемахино-Кобыстанской области на границе с Апшеронской областью расположено одно из крупных газонефтяных месторождений Азербайджана — Карадаг, связанное с дугообразной брахиантиклиналью. В сводовой части складка осложнена грязевыми вулканами, расположенными вдоль зоны сбросовых нарушений.

Основными свитами с доказанной промышленной нефтегазоносностью являются майкопская, чокракская и продуктивная толщи. Выявлена нефтегазоносность сармата, карагана и конкского горизонтов. На севере области в Шемахинском районе и северном Кобыстане перспективно нефтегазоносны мел и, возможно, юра. Непосредственно с Шемахино-Кобыстанской и Восточнокуринской зонами связаны перспективы нефтегазоносности обширной территории Бакинского архипелага, являющегося непосредственным продолжением в море этих областей.

В качестве крупнейшей в отношении промышленной нефтегазоносности выделяется территория Апшеронского полуострова и прилегающая к нему акватория Каспия.

На Апшеронском полуострове, являющемся юго-восточным погружением Большого Кавказа, наблюдается пучок складок, расходящийся и постепенно погружающийся в направлении с северо-запада на юго-восток. Каждая складчатая линия состоит из ряда брахиантиклинальных поднятий, расположенных четковидно или кулисообразно друг к другу. Большей частью они имеют асимметричное строение и осложнены разрывами. Продольные разрывы, приуроченные к нижнему отделу продуктивной толщи, прослеживаются на большое расстояние и на значительную глубину; они сопутствуют образованию складчатости и играют большую роль в распределении нефтяных скоплений, имеющие малую протяженность, но многочисленные поперечные разрывы, в основном рассекают только отложения верхнего отдела продуктивной толщи.

Для антиклинальных складок западной половины Апшеронского полуострова характерно веерообразное строение, особенно отчетливо проявляющееся у Коунской и Юнусдагской антиклиналей. Крылья Коун-Шабондагской антиклинальной складчатой линии осложнены надвигами. Значение явлений грязевого вулканизма нарастает к югу и юго-западу. Многие складки характеризуются диапиризмом, который сопровождается появлением ядер протыкания, выжиманием отдельных свит на крыльях и многочисленными разрывами типа надвигов, взбросов и сбросов.

Восточная низменная часть полуострова и территория Апшеронского архипелага характеризуются более спокойными и крупными брахиантиклиналями.

Самая восточная складчатая линия включает поднятие Камня Григоренко, складку о. Жилого и крупную брахиантиклиналь Нефтяные Камни, с которой связано крупное нефтяное месторождение. Западнее расположена складчатая линия, с которой связаны месторождения банки Дарвина, северной и южной брахиантиклиналей о. Артема и месторождения Гюргяны-море. Уже на суше в восточной части Апшеронского полуострова расположены две пологих и глубоко погруженных брахиантиклинали — Калинская и Кюрдаханы-Маштаги-Бузовнинская, с которыми связаны крупные месторождения нефти. На юго-восточном продолжении этой складчатой линии открыто погребенное поднятие Зыря. В его недрах в подкирмакинской и калинской свитах также обнаружены крупные залежи газа и нефти.

На Апшеронском полуострове и прилегающей к нему акватории известно более 40 поднятий, сложенных продуктивной толщей, многие из которых содержат богатые залежи нефти и газа.

Складчатая линия, проходящая через острова Жилой и Нефтяные Камни и морские складки западной части Прибалханской зоны на востоке, очевидно, смыкается примерно в центральной части Апшеронского порога.

Это чрезвычайно перспективная в отношении нефтегазоносности полоса. Задача заключается в техническом освоении бурения при глубинах моря до 200—250 *м*.

Западно-Туркменская депрессия представляет собой глубоко погруженный участок, выполненный мощным комплексом неоген-антропогеновых и палеогеновых отложений. В ее пределах выделяется ряд участков относительных прогибов и поднятий. Последние в свою очередь осложнены разрывами и складками, с которыми связаны мощные проявления грязевого вулканизма. Параллельно Кубадаг-Балханскому горноскладчатому сооружению протягивается Прибалханский антиклинально-складчатый пояс. Параллельно берегу Каспия в меридиональном направлении вытянута складчатость Кеймир-Чикишлярского района. С западным погружением горных сооружений Копет-Дага связаны Аладаг-Мессарианский и Кизыл-Атрекский районы распространения антиклинальных поднятий, погружающихся сначала в ЮЮЗ направлении и принимающих затем субмеридиональное простирание.

Крупные радиальные нарушения (сбросы и взбросы) прослеживаются на большую глубину и протягиваются далеко за пределы локальных поднятий. Весьма возможно, что наиболее крупные разрывные дислокации, имеющие региональный характер, связаны с разломами в мезозойском фундаменте депрессии.

В Прибалханском антиклинальном поясе нефтяные залежи связаны с отложениями красноцветной толщи акчагыльского и апшеронского ярусов. Вследствие особенностей тектонического строения складок широко распространены нарушенные разрывами пластовые залежи, связанные со сводами антиклиналей. Встречаются залежи, обусловленные выклиниванием отдельных песчаных пластов, а также залежи, заполняющие отдельные линзы и зоны трещиноватости пород. Следует указать на недавнее открытие в этой зоне нефтегазонакопления двух крупных месторождений: Котур-Тепе и Наджим-Кули.

В Кеймир-Чикишлярском районе сейсморазведочными работами выявлены Гограндагское, Экизакское, Карадашлинское, Камышлджинское, Бугдайлинское и ряд других локальных поднятий в плиоценовых отложениях, ориентированных в северной части в ЮВ—СЗ направлении. Далее к югу расположены Окаремское, Акпатлауское и Чикишлярское поднятия, ориентированные в субмеридиональном направлении. Перечисленные антиклинальные поднятия связаны с единой антиклинальной зоной, протягивающейся вдоль берега моря на расстояние более 100 *км*.

В Кеймир-Чикишлярском районе недавно открыто перспективное газонефтяное месторождение на Окаремском поднятии. Газовые залежи приурочены к нижней части красноцветной свиты. В одной из скважин получен приток нефти. Нефть открыта и на разведочной площади Камышлджа, расположенной в 30 *км* к северу от Окарема.

Открытие высокопродуктивных залежей нефти и газа в Западно-Туркменской низменности значительно повышает ее перспективы.

На западных отрогах Копет-Дага перспективны меловые отложения, в которых мелкими скважинами обнаружены нефтегазопроявления на структуре Изаткули.

На огромной территории рассматриваемой области прогибания стратиграфический диапазон нефтегазоносности весьма велик. Он охватывает весь комплекс третичных отложений, начиная от палеоцена и кончая отложениями апшеронского яруса, т. е. самыми молодыми горизонтами плиоцена. Как в пределах западной куринской, так и восточной западнотуркменской частях области (Кобыстан, Апшеронский полуостров, Аладаг-Мессарианский район) серьезные перспективы в отношении нефтегазоносности связываются с меловыми отложениями. В случае положительного решения задачи выявления в них промышленных скоплений нефти и газа стратиграфический диапазон нефтегазоносности еще более расширится.

§ 19. ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Западно-Сибирский бассейн обрамляется на западе герцинским складчатым сооружением Урала, на юге — Казахской горной страной, на востоке — склонами Восточно-Сибирской платформы. На севере бассейн открывается в Карское море.

Географически эта территория отвечает Западно-Сибирской низменности, а геологически — Западно-Сибирской платформе, имеющей отчетливо выраженное трехъярусное строение. В основании залегает сложно дислоцированный фундамент, консолидация которого в различных частях платформы закончилась в разное время. Единой точки зрения на структуру складчатого основания Западно-Сибирской платформы не имеется. Наиболее западная часть, примерно между восточным склоном Урала и меридианом г. Камышлов, слагается герцинидами. Восточнее фундамент гетерогенный, в составе которого принимают участие как нижнепалеозойские, так и докембрийские образования. В крайней восточной части платформы — вдоль левобережья р. Енисея мезозойский платформенный чехол бассейна лежит на нижнепалеозойских образованиях Восточно-Сибирской платформы, западный край которой, видимо, прослеживается к западу от Енисея, примерно на 300 *км*. Кристаллическим фундаментом для этой части платформы, видимо, служат протерозойские образования.

Породы фундамента представлены в Березовском районе преимущественно гранитами и гранитогнейсами, в Шаимском районе — метаморфизованными осадочными образованиями: глинистыми, серицито-глинистыми и алевролито-песчано-глинистыми сланцами. В центральной части бассейна на Усть-Балыкской площади фундамент сложен серпентинитами, а на Сургутской и Локосовской площадях — базальтовыми порфиритами. В Кузнецовской опорной скважине вскрыты диабазы и диабазовые порфириты, а также граниты и гнейсы.

На породах фундамента развита кора выветривания, которая в Березовском районе представлена гидрослюдисто-каолиновыми и каолинито-кварцевыми образованиями мощностью 0—59 *м*. В центральных районах кора выветривания сложена каолинизированными породами фундамента мощностью 10—100 *м*. Возраст коры выветривания условно датируется триасом.

Ко второму структурному этажу относится комплекс отложений, выполняющих погребенные впадины разного возраста и различной глубины заложения. Таким образом, этот этаж является прерывистым. В области развития каледонского фундамента весьма возможно развитие впадин, выполненных отложениями среднего и верхнего палеозоя (девонскими и более молодыми). Вполне возможно, что Касская опорная скважина вскрыла отложения такого типа погребенной впадины, представленные красноцветными терригенными породами. В западной части рассматриваемой территории развиты впадины более молодого — пермо-триасового возраста. К пермо-триасу в разрезе Западно-Сибирской платформы отнесена эффузивно-осадочная толща, вскрытая рядом скважин в районах г. Тюмени, Кушмурунской впадины (северная часть Тургайского прогиба) и др. В Тургайском прогибе эта толща представлена чередованием пластообразных залежей базальтов, порфиритов и их туфов мощностью до 420 *м* с песчано-глинистыми пачками мощностью до 50 *м*. К пермо-триасу эту толщу здесь относят условно. Залегающая выше пестроцветная толща мощностью до 200 *м*, содержащая глыбы и гальки эффузивных пород, отнесена к верхнему триасу.

В Тюменском районе мощность пермо-триасовой эффузивно-осадочной толщи достигает 850 *м*, ее возраст определен по отпечаткам пластинчатожаберных и филлопод, содержащихся в аргиллитовой свите мощностью 23 *м*, лежащей в основании эффузивно-осадочной толщи.

В разрезе Леушинской опорной скважины на основании споро-пыльцевого анализа к пермо-триасу отнесена толща глинистых сланцев с прослоями

песчаника и алевролита в интервале 1954—2500 *м*. Рэт-лейасовыми образованиями выполнен Челябинский грабен.

В составе платформенного чехла принимают участие юрские, меловые и третичные отложения, подразделяющиеся на ряд свит и отдельных пачек. Юра представлена всеми тремя отделами: нижним, верхним и средним.

Отложения нижнего отдела (низы тюменской свиты) представлены в центральной части аргиллитами, алевролитами и песчаниками и в скважинах Мариинской, Уватской и Барабинской галечниками, осадочно-туфогенными образованиями и алевролитами.

Среднеюрские отложения (тюменская свита) представлены сероцветными песчаниками, аргиллитами и алевролитами. На севере отложения средней юры морские, а на юге — континентальные, их мощность варьирует в пределах 100—500 *м*, редко увеличиваясь до 1000 *м*.

Верхнеюрские отложения (локосовская и марьяновская свиты) имеют в бассейне широкое распространение и представлены почти исключительно морскими фациями. Они литологически подразделяются снизу вверх на шесть пачек: в локосовской свите выделяются аргиллитовая и песчано-аргиллитовая, в марьяновской — песчаная (барабинская пачка), слабо битуминозная аргиллитовая (нижнемарьяновская), битуминозная аргиллитовая (баженовская), алевролито-аргиллитовая (верхнемарьяновская). Общая мощность верхнеюрских отложений 100—160 *м*. Вдоль восточного склона северного и полярного Урала мощность верхнеюрских осадков превышает 200 *м*.

Меловые осадки на территории Западно-Сибирской низменности имеют более широкое распространение, чем юрские. Наибольшей мощности (до 1900 *м*) они достигают в районах Ханты-Мансийска, Увата и Тары.

В меловых отложениях фаунистические находки позволили, однако иногда условно, выделить все ярусы. В составе нижнего мела выделяются валанжин, готерив, баррем, апт и альб. Отложения валанжина подразделяются на две толщи: нижнюю — аргиллито-глинистую и верхнюю — алевролито-песчанистую. Аргиллиты и глины валанжина обычно серые, зеленовато-серые и черные, нередко сидеритизированы. Песчаники серые и светло-серые, обычно неслоистые, средне- и мелкозернистые. Мощность отложений валанжина изменяется от 20 *м* в Березовском районе до 500 *м* в центральных частях бассейна.

Отложения готерива (нижняя часть) представлены прибрежно-морскими и лагунными осадками, сложенными серыми, зеленовато-серыми и зелеными плотными глинами и серыми тонкозернистыми полимиктовыми песчаниками. Мощность от 200 до 300 *м*. Отложения, по возрасту относящиеся ко второй половине готерива и к баррему, представлены пестроцветными породами, известковистыми глинами, аргиллитами, алевролитами, песчаниками, редко мергелями с включениями желваков кальцита. Породы имеют преимущественно красноватый и голубовато-зеленый цвета. Мощность отложений этого комплекса 100—700 *м*.

К апт-альб-сеноману на востоке рассматриваемого региона относятся сероцветные песчано-глинистые континентальные отложения, в нижней части которой встречаются прослои углей. Мощность их достигает 800—1000 *м*. В западной части в составе отложений этого комплекса выделяются нижняя (апт-альб) и верхняя (сеноман) части, сложенные песчано-глинистыми осадками, разделенными толщей морских темно-серых глин (альб-сеноман).

Турон слагается сероцветными глинистыми образованиями мощностью около 40 *м*. Коньяк-нижнесантонские отложения представлены прибрежно-морскими песчаными образованиями мощностью до 100 *м*, которые местами переходят в кварцево-глауконитовые песчаники и опоки. Отложения верхнего сантона и кампана характерны глинами и опоковидными глинами мощностью от 20 до 100 *м*. Маастрихтские и датские образования сложены известковистыми глинами и мергелями суммарной мощностью до 200 *м*.

Палеогеновые и неогеновые отложения представлены диатомитами, аргиллитами, глинами и кварцевыми песками. Отложения этого возраста встречаются главным образом в континентальных фациях и в меньшей мере в морских. Общая суммарная мощность их достигает 600—700 *м*.

Западно-Сибирская платформа в тектоническом отношении представляет впадину с глубиной залегания фундамента в наиболее погруженных частях до 5—7 тыс. *м*. На территории платформы, по данным региональных сейсморазведочных работ, гравиметрической съемки, площадной сейсмораз-

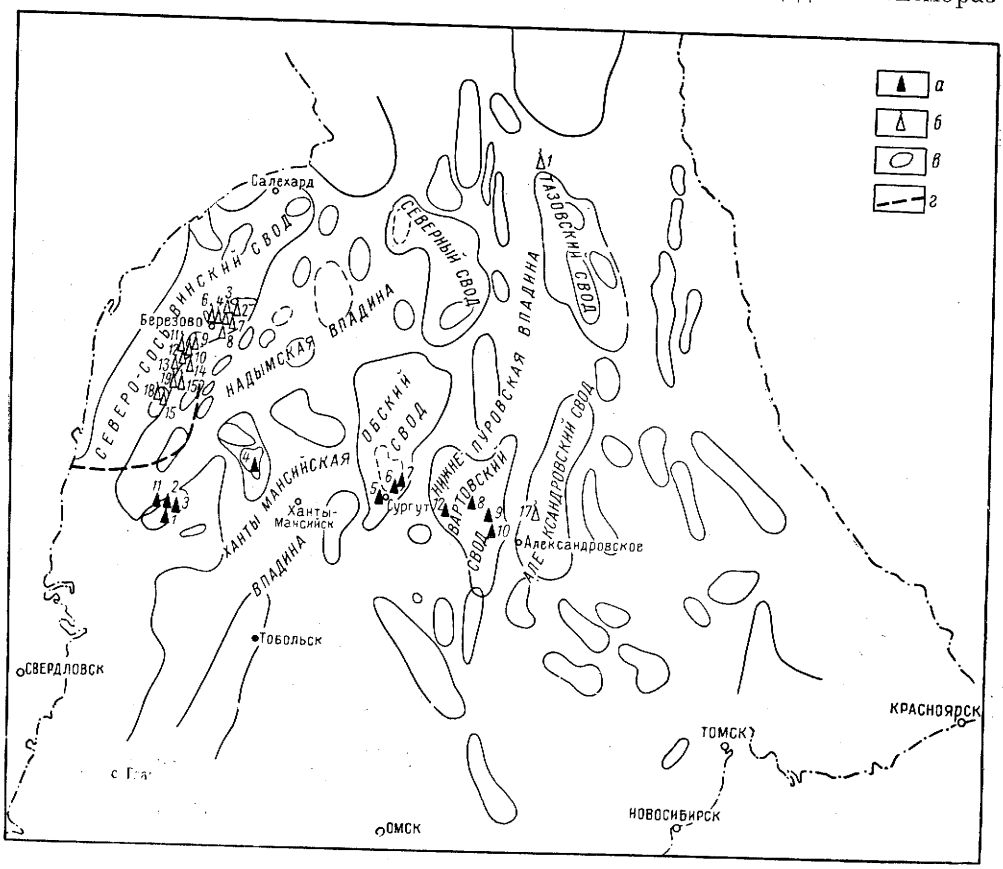


Рис. 59. Месторождения нефти и газа Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (по данным Тюменского Геолуправления на 1/VII 1963 г.).

а — месторождения нефти; *б* — месторождения газа; *в* — перспективные структуры; *г* — проектируемый газопровод. Нефтяные месторождения: *1* — Шаимское, *2* — Мортымьинское, *3* — Тетеревское, *4* — Каменное, *5* — Усть-Балыкское, *6* — Зап. Сургутское, *7* — Сев. Сургутское, *8* — Мегионское, *9* — Сосninское, *10* — Медведевское, *11* — Среднее Мулымьинское, *12* — Локосовское. Газовые месторождения: *1* — Тазовское, *2* — Пахромское, *3* — Сев. Алясовское, *4* — Южн. Алясовское, *5* — Деминское, *6* — Березовское, *7* — Чузльское, *8* — Тунгиянское, *9* — Сев. Игримское, *10* — Южн. Игримское, *11* — Пауль-Турское, *12* — Сысконсыньинское, *15* — Пунгинское, *15* — Шухтунгортское, *16* — Горное, *17* — Охтеурское, *18* — Соте, *19* — Узюм.

ведки и глубокого колонкового бурения, выделяют ряд приподнятых и погруженных участков: Северо-Сосьвинский, Северный, Обский, Нижне-Вартовский, Александровский и Тазовский своды; Надымскую, Ханты-Мансийскую и Пуровскую впадины. Глубоким бурением наиболее изучены Северо-Сосьвинский, Обский, Нижне-Вартовский и Александровский своды (рис. 59, 60, 61).

Северо-Сосьвинский свод имеет северо-восточное простирание, на юге он сужается и примыкает к Туринскому выступу. Ширина свода 50—250 *км*, длина 500—600 *км*. Данные бурения, сейсморазведочные работы и расчеты глубин залегания до магнитных возмущающих масс показывают, что палеозойский фундамент в пределах свода находится на глубинах 500—2200 *м*.

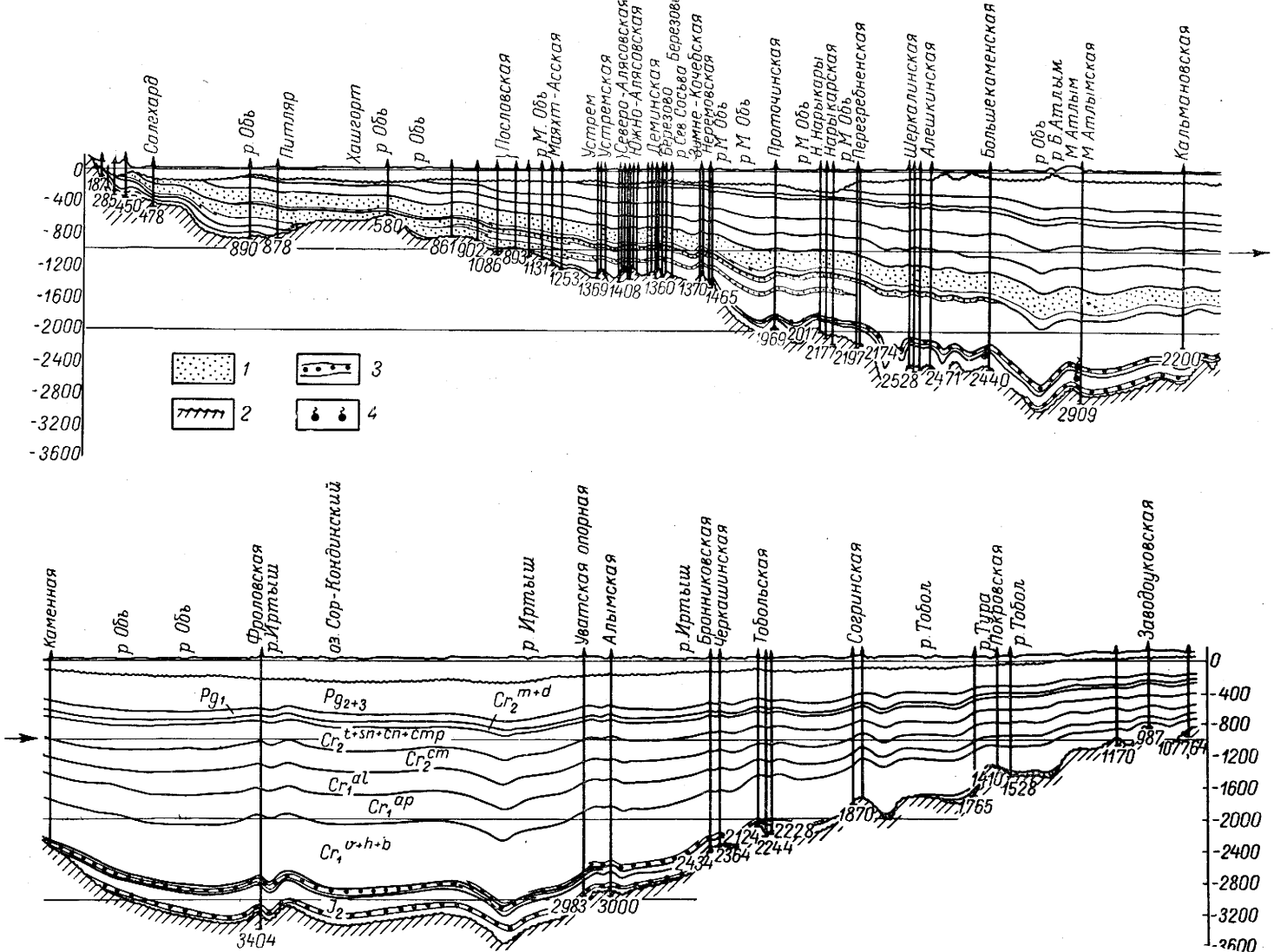


Рис. 60. Геологический профиль по линии Салехард — Березово — Ханты-Мансийск — Заводоуковское (по данным Тюменского Геолуправления).

1 — песчаник; *2* — поверхность складчатого фундамента; *3* — битуминозные аргилиты; *4* — нефтепроявления.

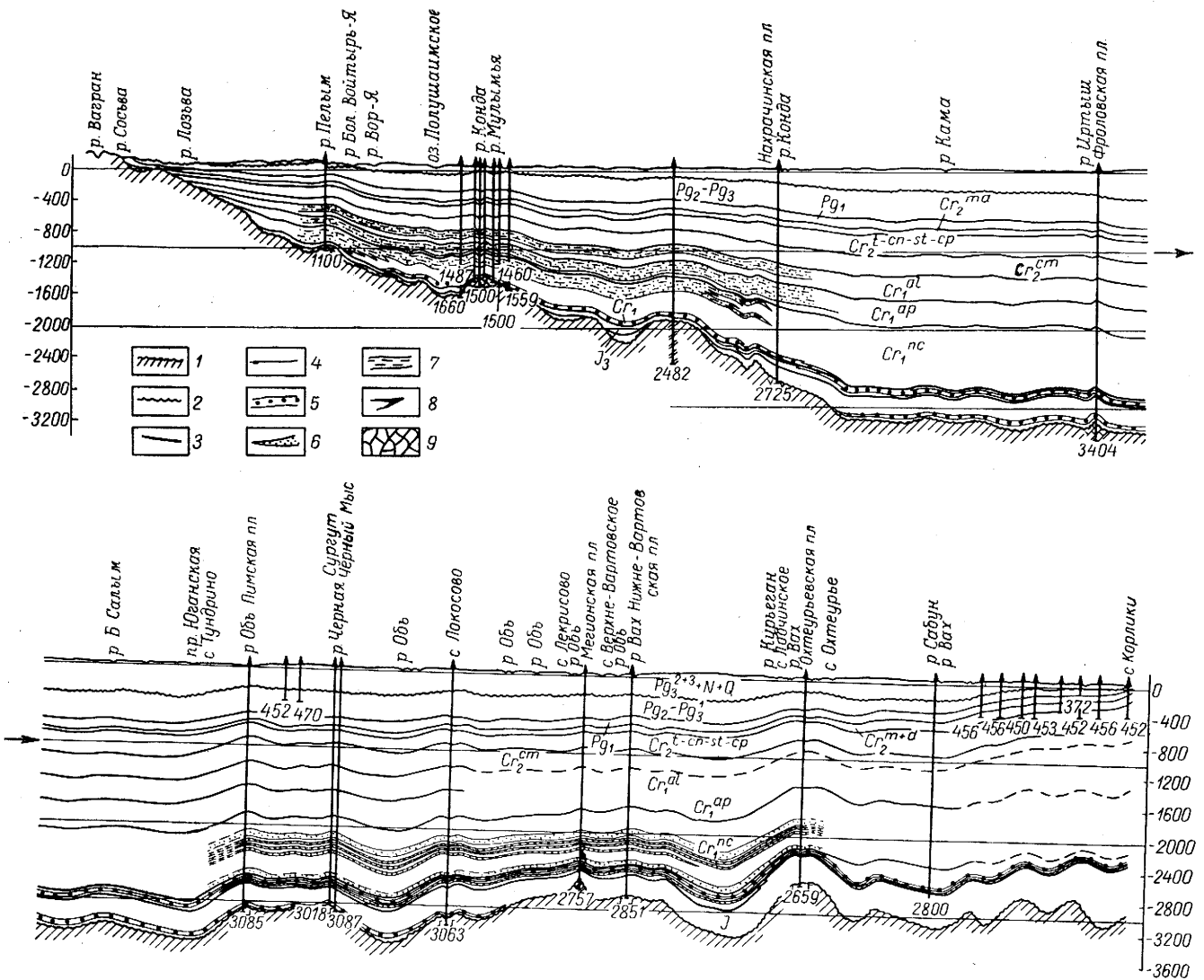


Рис. 61. Геологический профиль по линии Урал — Шаим — Фролы — Сургут — Ларьяк (по данным Тюменского Геолуправления).

1 — поверхность складчатого фундамента; *2* — поверхность размыва; *3* — стратиграфические границы; *4* — литологические границы; *5* — битуминозные аргиллиты; *6* — песчаники; *7* — угленосные толщи; *8* — нефтепроявления и нефтяные залежи; *9* — трещиноватая зона фундамента, заполненная нефтью.

Минимальные глубины отмечаются в северной и южной частях свода, а максимальные — в центральной части.

В пределах Северо-Сосьвинского свода выделяются Березовская, Шоганская, Сартыньинская, Игрим-Шухтунгортская, Топсуйская и другие зоны поднятий.

Березовская зона поднятий располагается в восточной части свода. Протяженность ее 150—200 *км*, ширина 40—50 *км*, амплитуда 200—300 *м*. Поверхность фундамента в целом испытывает погружение с северо-запада на юго-восток от 900—1000 до 1400—2000 *м*.

Игрим-Шухтунгортская зона поднятий расположена южнее Березовской. Общее простирание зоны северо-северо-восточное. Длина ее 125 *км*. Фундамент залегает на глубинах 1400—1800 *м*. Шухтунгортский участок этой зоны выявлен сейсморазведочными работами 1960—1961 гг. Простирание этого участка восточное.

Сартыньинская зона поднятий расположена западнее Игрим-Шухтунгортской. Простирание зоны северо-восточное. Длина ее около 100 *км*, ширина 40—50 *км*. Фундамент залегает на глубине 1200—1500 *м*.

В пределах Северо-Сосьвинского свода в настоящее время выявлено 20 газовых месторождений. Среди них такие крупные, как Пунгинское, Пахромское, Игримское и др. Месторождения расположены в основном в широкой полосе прибрежно-морских отложений, развитых по восточному склону Северо-Сосьвинского тектонического свода. Эта полоса отложений, выклинивающихся на склоне свода, получила название региональной зоны выклинивания и нефтегазонакопления.

Газовые залежи приурочены как к сводам погребенных поднятий, так и к их погружениям. В последнем случае они приурочиваются к зонам выклинивания пластов мезозоя и являются типичными, литологически экранированными залежами, которые нередко называются кольцевыми.

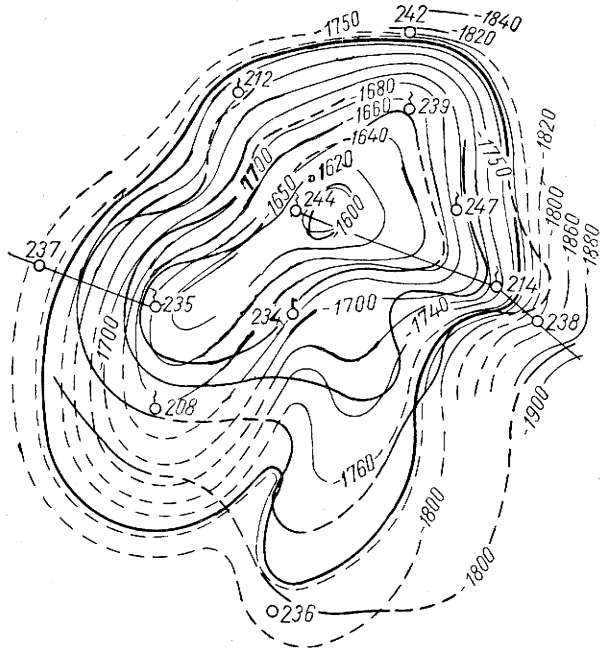
Коллекторами для этих месторождений являются базальные песчаники, образовавшиеся за счет разноса терригенного материала с выступов фундамента в процессе верхнеюрской морской трансгрессии. Эти песчаники обладают большой изменчивостью в коллекторских свойствах как в вертикальном, так и горизонтальном разрезах. Возраст коллекторов датируется как верхнеюрский.

Пунгинское газовое месторождение, по данным сейсморазведки и глубокого бурения, имеет куполовидную брахиантиклинальную форму с крутым восточным крылом и более пологим западным и южным крыльями. Амплитуда поднятия 113 *м*. Газоносной является песчано-ракушняковая пачка и частично песчаные породы в кровле тюменской свиты, залегающие в интервале 1709—1865 *м* (рис. 62).

Обский (сургутский) свод расположен в центральной части бассейна и представляет собой крупное, вытянутое с севера на юг, региональное поднятие. По подошве мезо-кайнозойских отложений свод имеет длину 350 *км* и ширину до 140 *км*. Амплитуда 1200 *м*. Обский свод осложнен структурами второго порядка, такими, как Пимский вал, Чернореченский вал и Тром-Еганская группа поднятий, разделенными небольшими прогибами. Структуры второго порядка в свою очередь осложнены структурами третьего порядка, одной из которых является Усть-Балыкская антиклиналь. Эта антиклиналь приурочена к Пимскому валу, расположенному в юго-западной части Обского свода.

В пределах Обского свода открыто три нефтяных месторождения: Усть-Балыкское, Западно-Сургутское и Северо-Сургутское. Наиболее крупным из них является Усть-Балыкское, которое представляет собой крупную структуру размером 40 × 8 *км*, осложненную двумя поднятиями. Нефтеносными являются песчаные отложения валанжина и готерив-баррема. Нефтяные залежи приурочены к пластам $Б_1$, $Б_2$, $Б_3$, $Б_4$ и $Б_{10}$. Наибольшую площадь нефтеносности имеет залежь песчаного пласта $Б_1$ (рис. 63, 64). Коллекторами являются песчаники, пористость которых изменяется от 15 до 26%,

проницаемость от 380 до 1200 *мд*. В продуктивной части разреза породы-коллекторы чередуются с плотными темно-серыми аргиллитами.



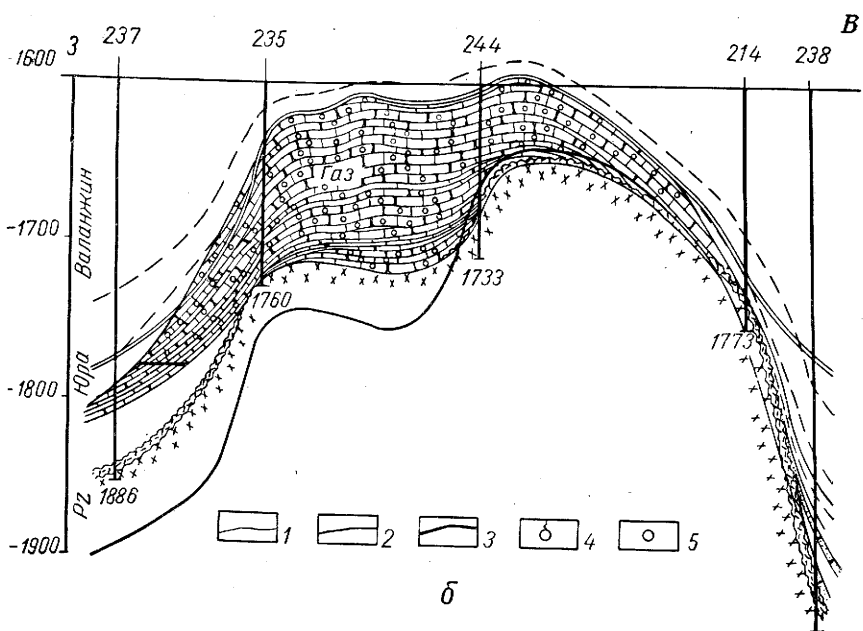


Рис. 62. Структурная карта (*а*) Пунгинского месторождения (сост. Т. Н. Пастухова) и геологический разрез (*б*) (по данным Тюменского Геолуправления).

1 — изогипсы кровли газоносного пласта П; *2* — изогипсы опорного отражающего горизонта А; *3* — внешний контур газоносности; скважины: *4* — давшие газ, *5* — давшие воду.

На Западно-Сургутском и Северо-Сургутском месторождениях нефтеносны также отложения валанжина и готерив-баррема (пласты $Б_1$, $Б_{2+3}$, $Б_{10}$).

Нижне-Вартовский свод расположен восточнее Обского, в бассейне среднего течения р. Обь, и представляет собой резко сужающуюся в юго-восточ-

ном направлении структуру размером 200 × 150 *км*. Амплитуда свода по поверхности фундамента 400—450 *м*. На территории свода детальными сейсмическими работами и глубоким бурением выявлены локальные поднятия, к которым приурочены нефтяные месторождения Мегионское, Локосовское, Сосниноское и Медведевское. На Мегионском месторождении нефтеносны

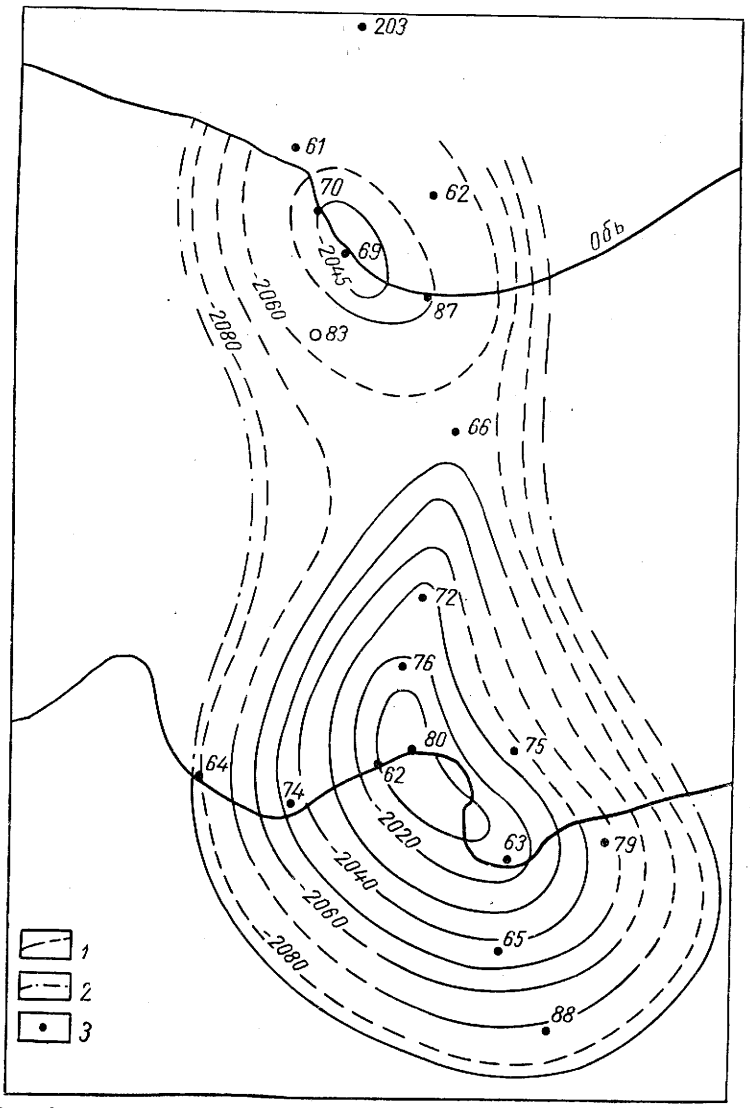


Рис. 63. Структурная карта по кровле нефтеносного пласта $Б_1$ Усть-Балыкского месторождения (по данным Тюменского Геолуправления).

1 — изогипсы; *2* — водо-нефтяной контакт; *3* — пробуренные скважины.

отложения валанжина (нижняя часть тарской свиты) — пласт $Б_{VIII}$. Коллекторами являются высокопористые и хорошо проницаемые кварцево-полевошпатовые песчаники небольшой мощности. С этими же песчаниками связана нефтяная залежь на Локосовском и Сосниноском месторождениях. На Медведевском нефтяном месторождении, расположенном в 15 *км* юго-восточнее Сосниноского, приток нефти получен из контактовой зоны юрских и палеозойских пород.

В пределах Нижне-Вартовского свода геофизическими работами выявлен еще ряд высокоперспективных структур, смежных с открытыми место-

рождениями, что создает предпосылки для открытия новых нефтяных месторождений в этом районе.

Александровский свод представляет собой структуру северо-северо-восточного, близко к меридиональному, простирания. Размеры свода по длинной оси составляют 150—180 *км*, а по короткой — около 100 *км*. Александровский свод несколько асимметричен. Амплитуда его западного склона по подошве верхнеюрских отложений составляет 800—900 *м*, а восточного — 500—600 *м*. По поверхности фундамента амплитуда свода, по всей вероятности, составляет более 1000 *м*.

В пределах Александровского свода сейсморазведочными работами разных лет были выявлены и в различной степени детализированы локальные поднятия. Так, в пределах центральной части свода расположены На-

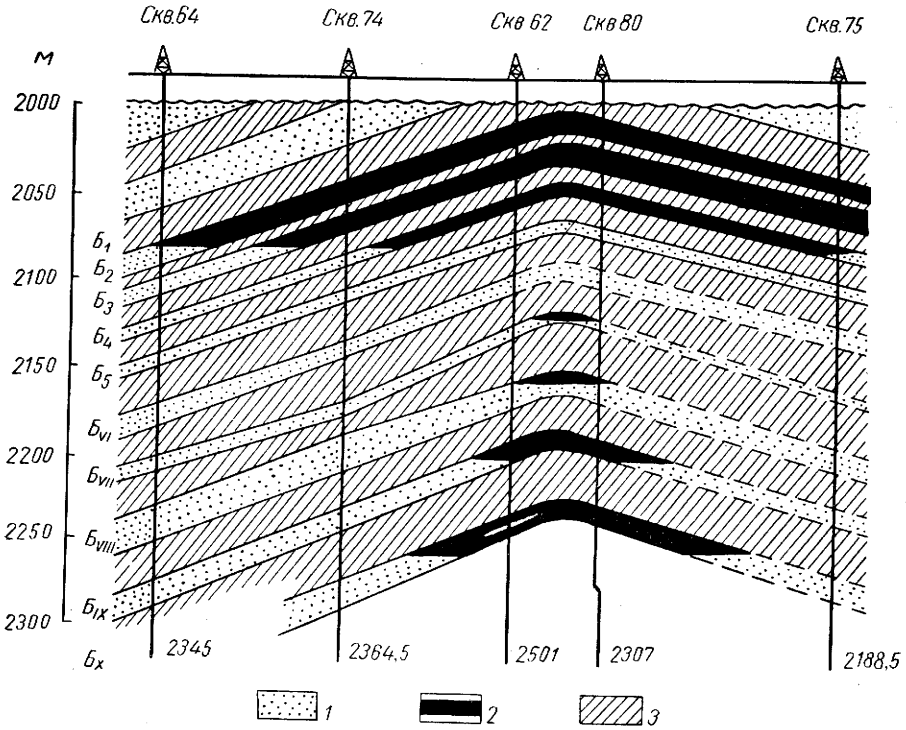


Рис. 64. Поперечный геологический разрез Усть-Балыкского месторождения.
1 — водоносные пески; *2* — нефтяные залежи; *3* — аргиллиты.
(По данным Тюменского Геолуправления).

зинское, Южно-Назинское и Лукашкин-Ярское локальные поднятия. Склоны вала также осложнены локальными поднятиями. На западном склоне находится Александровское локальное поднятие. Довольно крупная структура третьего порядка намечается в юго-западной периклинальной части свода, а юго-восточная периклиналь осложнена Амбарским локальным поднятием. В северо-западной части Александровского свода располагается значительное по размерам Охтеурьевское локальное поднятие, свод которого осложнен двумя небольшими куполами, а северо-восточную часть занимает небольшое Люк-Пайское поднятие. С Охтеурьевским поднятием связано одноименное газовое месторождение. На этом же месторождении получен приток газа из отложений коньяк — нижний сантон на глубине 413 *м*.

Севернее Александровского свода расположен Тазовский свод, имеющий северо-северо-западное простирание, размером 100 × 400 *км*. Свод осложнен рядом локальных структур, с одной из которых связано крупное Тазовское газовое месторождение. Газоносными являются песчаники мелового возраста.

Открытие газовых залежей в мелу на Охтеурьевском и Тазовском месторождениях дает возможность выделить Тазовско-Охтеурьевскую газоносную зону, в пределах которой намечается открытие новых крупных многопластовых газовых, а также нефтяных месторождений.

Особое место в структуре рассматриваемого бассейна занимает Усть-Енисейская впадина, глубоко вдающаяся в форме клина между Таймырским горным сооружением и Восточно-Сибирской платформой. Вполне возможно, что район этой впадины в дальнейшем придется выделять в самостоятельный нефтегазоносный бассейн.

Структура Усть-Енисейской впадины в достаточной мере не выявлена. Эту впадину некоторые исследователи трактуют как типично платформенную. В пользу этой точки зрения говорит ее прямое продолжение в сторону Западно-Сибирской платформы. По другим представлениям Усть-Енисейская впадина рассматривается как Предтаймырский предгорный прогиб, развившийся после замыкания герцинской складчатости в верхнепермское время. Внешнее крыло этого прогиба лежит на северном склоне Восточно-Сибирской платформы, а внутреннее (северное), видимо, лежит на герцинидах. Можно полагать, что как герциниды, так и нормально осадочные образования Восточно-Сибирской платформы, лежащие в основании этой впадины, перекрыты туфогенным комплексом триасового возраста.

В составе осадочного чехла Усть-Енисейской впадины принимают участие отложения юрской и меловой систем общей мощностью свыше 3000 *м*. В составе Усть-Енисейской впадины выделяется Усть-Енисейская и Пуро-Пясинская мульды, разделенные Агапско-Дорофеевским валом. Южный борт Усть-Енисейской впадины ограничивается Малохетской антиклинальной зоной, состоящей из четырех поднятий: Малохетского, Фантусовского, Точинского и Суходуднисского. Общая протяженность этой зоны составляет около 150 *км* при ширине порядка 20 *км*. Своды этих структур обычно пологие, а крылья падают под углом от 5—10° до 20—30°. Пуро-Пясинская и Усть-Енисейская мульды отделяются от Боганидо-Хетской мульды Хатангской впадины Янгодо-Горбитским поднятием. При бурении скважин на Малохетской антиклинали были получены притоки газа из юрских и меловых пород с дебитом до 12 тыс. $м^3$/*сутки*. Основными нефтегазоносными свитами в пределах Усть-Енисейского бассейна считаются отложения юрской и меловой систем и, возможно, палеозоя.

Основные перспективы нефтегазоносности в Западно-Сибирском бассейне связываются с отложениями верхнего структурного этажа — с платформенным чехлом. В разрезе отложений платформенного чехла выделяются следующие перспективные в нефтегазоносном отношении горизонты:

1) базальный горизонт, отложения которого имеют верхнеюрский возраст;

2) песчано-глинистая толща — валанжин-готерив, апт-альб и сеноман, разделенных пачками глин.

В восточной половине бассейна последние два горизонта сливаются в один горизонт в связи с переходом глин, разделяющих песчано-глинистые толщи, в песчаные пласты. В настоящее время считается, что перспективы нефтегазоносности возрастают с юга на север. В этом же направлении предполагается увеличение и этажа нефтегазоносности.

В настоящее время в пределах бассейна выявлено 26 газовых и 21 нефтяное месторождение, в районах, отстоящих друг от друга на сотни километров. Это, а также общегеологические данные, позволяют оценивать этот бассейн в качестве одного из ведущих в нашей стране.

§ 20. ГРУППА БАССЕЙНОВ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В пределах Восточно-Сибирской платформы и ее склонов выделяются четыре нефтегазоносных бассейна: Иркутский, Приверхоянско-Вилюйский, Анабаро-Ленский и Тунгусский.

Иркутский и Приверхоянско-Вилюйский бассейны на значительной части ограничены горными сооружениями, однако основные площади этих бассейнов расположены в пределах типично платформенных районов. Анабаро-Оленекский бассейн на юге четко отделен от Тунгусского и Приверхоянско-Вилюйского Анабарским и Оленекским сводовыми поднятиями. Тунгусский бассейн является внутриплатформенной впадиной, которая по всему периметру отделена от остальных впадин внутриплатформенными зонами поднятий, в большей своей части являющихся погребенными разделами между упомянутыми выше бассейнами. Часть из этих погребенных разделов, как, например, между Тунгусским и Приверхоянско-Вилюйским бассейнами, является предполагаемым, по геофизическим данным, частично подтверждаемым имеющимся геологическим материалом.

На большей восточной части Восточно-Сибирской платформы фундаментом служат архейские образования и лишь на меньшей ее западной части и на крайнем северо-востоке — отложения протерозоя. Образования архея обнажены на Алданском щите и Анабарском сводовом поднятии, где они представлены разнообразными гнейсами и кристаллическими сланцами, обильно инъецированными кислыми интрузиями. Образования протерозойского возраста обнажены в Енисейском кряже и Оленекском сводовом поднятии; предположительно их в самое последнее время стали выделять на юге этой платформы — в пределах Иркутского амфитеатра.

В составе осадочного чехла принимают участие отложения синия, палеозоя и мезозоя. Породы кайнозоя в геологическом строении рассматриваемой территории принимают незначительное участие. Траппы занимают огромные пространства на территории Сибирской платформы. Представлены они в основном гипабиссальными интрузиями различной мощности и формы, эффузивные разности встречаются гораздо реже. Наиболее часто встречаются многоэтажные межпластовые интрузии с многочисленными апофизами. Кроме этой основной формы, встречаются лакколиты и штоки, а иногда небольшие покровы эффузивов.

Нефтегазоносные бассейны Восточно-Сибирской платформы выделены в границах крупных прогибаний земной коры, разделенных положительными структурными элементами. Наиболее крупными структурными элементами, разделяющими различные нефтегазоносные бассейны Восточно-Сибирской платформы, являются Анабаро-Оленекская и Алданская антеклизы.

Анабаро-Оленекская антеклиза охватывает огромную территорию сложного контура и в общем представляет собой треугольник с вершиной, обращенной на юг. Юго-восточная сторона этого треугольника совпадает с линией Жиганск — верхняя часть р. Вилюя, а юго-западная проходит параллельно течению р. Мархи, примерно в 120—150 *км* к западу от последней. Анабаро-Оленекская антеклиза сложена отложениями синийской и кембрийской систем. В юго-западной ее части развиты отложения ордовика. Фундаментом для этих отложений являются породы архейского и протерозойского возраста, смятые в сложно построенные складки северо-западного простирания.

Алданская антеклиза занимает обширную территорию Якутской АССР. В северо-восточном направлении эта антеклиза сливается с Охотским выступом докембрийского фундамента Восточно-Сибирской платформы. Южная граница антеклизы проведена по контакту архея и примыкающих с юга протерозойских складчатых образований. Северная граница весьма условна. В настоящее время за северную границу Алданской антеклизы принята линия, с которой начинается резкое нарастание мощностей кембрийских отложений.

Южная половина Алданской антеклизы не имеет палеозойского осадочного покрова, здесь на поверхность выведены сложно дислоцированные архейские образования. В современном эрозионном срезе — это наиболее приподнятая часть антеклизы, которая и составляет собственно Алданский щит. В пределах этого щита имеется несколько сравнительно неглубоких

впадин, выполненных юрскими отложениями; наиболее крупными из них являются Чульманская и Токкинская.

В качестве своеобразного структурного элемента выделяется погребенная зона глыбовых поднятий, которая в форме довольно узкой полосы отделяет Тунгусский от Приверхояно-Вилюйского и Иркутского нефтегазоносных бассейнов.

ИРКУТСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн занимает обширную площадь на юге Восточно-Сибирской платформы. На востоке он ограничивается Приморским и Байкальским горными сооружениями, на юге — Восточным Саяном и на западе — Енисейским кряжем. На север этот бассейн, видимо, отделяется зоной погребенных гор-

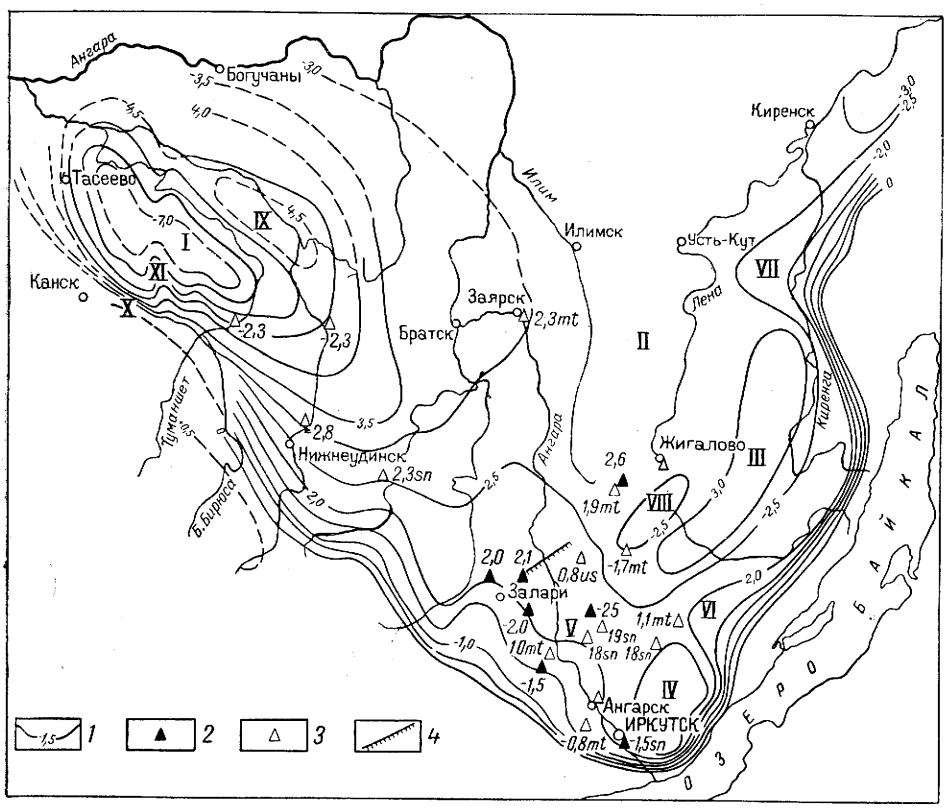


Рис. 65. Схема структуры (рельефа) поверхности кристаллического фундамента южной части Сибирской платформы (составил К. А. Савинский).

1 — изогипсы поверхности кристаллических пород фундамента; *2* — глубокие скважины, вскрывшие породы фундамента; *3* — глубокие скважины, вскрывшие нижнекембрийские отложения; *4* — профиль КМПВ. *I* — Присаяно-Енисейская синеклиза; *II* — Ангаро-Ленское погребенное плато; *III* — Хондинский прогиб; *IV* — Усть-Ордынская впадина; *V* — Иркутский массив; *VI* — Анчинский выступ; *VII* — Казачинский выступ; *VIII* — Христофоровское поднятие; *IX* — Чуно-Бирюсинское поднятие; *X* — Саяно-Енисейский мост; *XI* — Пушкинский вал.

стообразных выступов фундамента от Тунгусского бассейна, проходящей примерно вдоль широтного отрезка нижней части р. Ангары.

В крайней восточной части северная граница бассейна условно проводится через Пеледуйские дислокации в сторону Патомского нагорья. По этой границе Иркутский бассейн отделяется от расположенного от него к северо-востоку Приверхоянско-Вилюйского нефтегазоносного бассейна. Фундаментом осадочного комплекса отложений этого бассейна служат архейские и, судя по последним данным, также протерозойские образования (рис. 65). В составе нормальных осадочных отложений, участвующих в строении этого бассейна, главную роль играют отложения позднего докембрия,

кембрия и ордовика. Образования среднего и верхнего палеозоя, а также мезозоя развиты незначительно в форме отдельных небольших по размеру пятен. Стратиграфия позднего докембрия и нижней части кембрийской системы до сих пор не имеет однозначного подразделения. В состав позднего докембрия относят отложения байкальского трехчленного комплекса — голоустинскую, улунтуйскую и качергатскую свиты. Эти отложения развиты в типичном виде только в западном Прибайкалье в форме узкой полосы северо-восточного простирания, в общем обрамляющей западное побережье оз. Байкал.

С палеонтологических и палинологических позиций возраст этих отложений не имеет достаточных обоснований, поэтому разные исследователи эти отложения относят к различному возрастному диапазону. Впервые этот комплекс был выделен и подразделен на свиты М. М. Тетяевым, и им был отнесен к верхнему протерозою. Этой же точки зрения на возраст трехчленного комплекса придерживается И. П. Карасев и другие исследователи.

За последнее время ряд исследователей — И. К. Королюк, М. А. Цахновский, В. В. Самсонов и др. — считают возможным эту толщу относить к синийской системе, которую они включают в состав нижнего палеозоя, ниже отложений кембрийской системы. Ушаковскую толщу, развитую в западном Прибайкалье, впервые выделенную М. М. Тетяевым, упомянутые авторы параллелизуют с нижнемотской подсвитой нижнего кембрия. В этом случае так называемые ушаковские отложения скважин упомянутые авторы параллелизуют с качергатской свитой Прибайкалья и олхинской Восточного Присаянья.

И. П. Карасев считает, что ушаковская свита скважин является базальной для нижнего кембрия и с ней он параллелизует отложения оселочной, олхинской и карагасской свит Присаянья, считая их одновозрастными. Из-за различного понимания стратиграфического положения толщ по-разному производится и сопоставление с разрезами нижнего кембрия Приверхояно-Вилюйского бассейна. И. П. Карасев и другие ушаковскую свиту скважин параллелизуют с толбинской свитой Якутии, мотскую — с пестроцветными и т. д., М. А. Цахновский, В. В. Самсонов, М. М. Мандельбаум, В. Г. Васильев и другие считают, что базальными слоями платформенного чехла являются отложения мотской свиты, начинающиеся с грубозернистых и мелкозернистых песчаников нижнемотской подсвиты, которые параллелизуются этими исследователями с толбинской свитой, считая, что ушаковская свита выполняет промежуточный структурный этаж и положение этих отложений аналогично бавлинским образованиям Русской платформы. В этом случае толбинская свита будет занимать в общем разрезе осадочных образований платформы положение, аналогичное среднему девону Русской платформы, т. е. свит, с которых начинается типично платформенный этап развития.

В настоящее время спорным является также положение усольской свиты. Трест Востсибнефтегеология в стратиграфическом разрезе эту свиту помещает в состав ленского яруса, отнеся к алданскому ярусу ушаковскую свиту скважин и мотскую свиту. Ряд исследователей считает, что ее нужно помещать в алданский ярус.

Все эти вопросы в настоящее время являются предметом обсуждения и разработки и поэтому дать окончательный вариант в достаточной мере обоснованной стратиграфии позднего докембрия и нижней части кембрия пока не представляется возможным. В настоящей работе принята схема стратиграфического расчленения указанных толщ так, как это принято в тресте Востсибнефтегеология, т. е. к нижнему кембрию отнесены ушаковская свита скважин и мотская свита, а к ленскому ярусу — усольская, бельская, булайская и ангарская свиты. Отложения трехчленного комплекса, а также олхинская и другие свиты позднего кембрия развиты в Прибайкалье и Присаянье, т. е. в бортовых зонах бассейна, поэтому более подробней на их характеристике останавливаться не будем.

В составе ушаковской свиты в пределах разведочных площадей основную роль играют терригенные образования — песчаники, которые часто переслаиваются с алевролитами, аргиллиты, сланцы с подчиненными прослоями доломитов. В окраинных частях рассматриваемого региона в составе этой свиты преобладают грубообломочные фракции. Мощность свиты меняется от 0 до 340 *м*.

Вышележащая мотская свита подразделяется на три подсвиты. Нижняя сложена песчаниками, сланцами, алевролитами и доломитами мощностью от 46 до 200 *м*. В составе средней преобладает переслаивание песчаников и доломитов. Встречаются алевролиты, гравелиты, мергели и известняки. Мощность этой подсвиты изменяется от 78 до 210 *м*. Верхняя подсвита состоит из песчано-карбонатных пород, в нижней части и в верхней — из доломитов и известняков с прослоями ангидритов. Мощность этой подсвиты 120—370 *м*.

Усольская свита развита очень широко и в большей ее части представлена переслаиванием мощных пачек доломитов и каменной соли. В наиболее южных частях бассейна в составе усольской свиты преобладают доломиты. Мощность свиты — 400—800 *м*.

В составе вышележащей бельской свиты участвуют известняки и доломиты с прослоями каменной соли, сланцев, глин, мергелей, песчаников и ангидритов. Мощность ее 300—460 *м*.

Булайская свита состоит преимущественно из доломитов. В подчиненном значении в ее составе развиты известняки, мергели и сланцы. Мощность свиты 110—150 *м*.

Наиболее верхняя свита нижнего кембрия — ангарская — состоит преимущественно из доломитов, доломитизированных известняков, сланцев, мергелей, глин, песчаников. Мощность ее 260—700 *м*. Общая мощность отложений нижнего кембрия 1300—3000 *м* и более.

Средний кембрий развит только в северных районах бассейна, мощность которого достигает 100—200 *м*. Отложения среднего кембрия здесь обычно выделяют в литвинцевскую свиту, представленную доломитами, ангидритами с прослоями известняков, участками окремнелых.

Отложения верхнего кембрия выделены в верхоленскую свиту, мощность которой изменяется в пределах 1500—2000 *м*. Эта свита сложена мергелями с прослоями алевролитов и песчаников, песчаники с редкими прослоями песчанистых известняков. Все эти отложения имеют весьма пеструю, преимущественно буро-красную окраску. В северных районах верхний кембрий мощностью около 300 *м* представлен зеленовато-серыми известняками, мергелями, иногда доломитизированными известняками.

В составе отложений ордовикской системы здесь выделены все три отдела. Нижний отдел подразделяется на два яруса: устькутский и чунский. Первый из них представлен песчаниками и алевролитами с прослоями доломитов и известняков общей мощностью до 100 *м*. В составе чунского яруса наибольшим развитием пользуются доломиты, известняки, мергели и реже песчаники и гипсы. Мощность 60—150 *м*. Средний отдел ордовика подразделяется на криволуцкий и мангозейский ярусы. Криволуцкий ярус представлен пестроцветными песчано-глинистыми образованиями, в верхней части которого развиты песчаники с фосфоритами, общая мощность 100—110 *м*. В составе мангозейского яруса наибольшим развитием пользуются известняки, известковистые аргиллиты с прослоями доломитов и фосфоритных пород. Верхняя часть криволуцкого и нижняя часть мангозейского ярусов обычно выделяется в мамырскую свиту, в составе которой преобладают терригенные породы. Верхний отдел ордовика представлен алевролитами, песчаниками, аргиллитами и мергелями с прослоями гипсоносных глин и доломитов, мощностью до 200 *м*.

Силур в основном представлен песчаниками, развит сравнительно на небольших площадях и небольшой мощности. На крайнем юге и западе бассейна в виде неширокой полосы вдоль Восточного Саяна и Енисейского кряжа развиты континентальные образования средней юры, к которым

приурочены широко известные каменноугольные бассейны: Черемховский и Камско-Тасеевский.

В тектоническом отношении Иркутский бассейн, представляющий в целом обширную депрессию, построен весьма сложно. В крайней юго-западной его части выделяется крупная Присаянская впадина с глубиной залегания фундамента до 6—7 *км*. В крайней восточной части выделяется широкая полоса, часто называемая зоной линейных складок, или Прибайкальским краевым прогибом. Она отделяется от упомянутой выше Присаянской впадины зоной, видимо, погребенных горстовых поднятий вдоль меридионального отрезка Ангары, которую обычно называют системой Ангарских дислокаций.

Присаянская впадина на юге окаймляется Восточным Саяном, на западе — Енисейским кряжем и на севере — Нижнеангарской флексурой. Вдоль нижнего течения р. Ангары, начиная примерно от г. Братска и ниже, намечается крупная гравитационная ступень с падением напряжения гравитационного поля от широтного отрезка р. Ангары к югу. На значительном протяжении вдоль этой части р. Ангары прослеживается крутое погружение отложений нижнего кембрия в южном направлении и быстрое перекрытие их отложениями пермской системы. Таким образом, данные гравиметрии и геологии указывают, что северное обрамление Присаянской впадины представляет зону приподнятого положения отложений нижнего палеозоя, которая отделяет эту впадину от Тунгусского бассейна.

В центре Присаянской впадины выявлен относительно крупный гравитационный максимум, на основании чего предполагалось наличие здесь Чуно-Бирюсовского погребенного сводового поднятия. Между этим поднятием и Енисейским кряжем выделялся Канско-Тасеевский прогиб. В его пределах развиты линейные складки, простирание которых подчинено общему направлению Енисейского кряжа, обрамляющего этот прогиб с запада. Сейсморазведочные и электроразведочные работы МТТ, проведенные в Присаянской впадине, показали, что область гравитационного максимума отвечает наибольшему прогибанию и что поэтому для выделения погребенного поднятия и Канско-Тасеевского прогиба не имеется оснований. Эти работы показали, что под мощной толщей верхнего кембрия во впадине выделяется несколько валообразных поднятий северо-западного простирания, которые не отражаются в структуре осадочного чехла вышележащих отложений.

Тектоническое толкование зоны развития линейных складок Прибайкалья в настоящее время не является однозначным. Многими исследователями вслед за Н. С. Шатским она трактуется в качестве краевого прогиба, другими — в качестве синеклизы. Для всей этой зоны наиболее характерным является развитие линейных складок значительной протяженности, прослеживаемых на расстоянии 100 *км* и более, а их систем на 400—500 *км*. Такой характер развития складок в осадочном чехле бассейна указывает что они формировались в условиях жесткого обрамления как с юго-востока (Байкальский свод), так и с северо-запада (зона горстовых поднятий).

В рассматриваемом бассейне в структуре осадочного чехла развиты два типа локальных поднятий. К первому типу относятся поднятия, фиксируемые по отложениям верхних горизонтов кембрия, ордовика и силура, развитых вблизи дневной поверхности, которые до последнего времени являлись основным объектом разведки. Эти поднятия, как правило, в более древних отложениях — в низах усольской, мотской и ушаковской свитах выполаживаются и часто переходят в пологое моноклинальное залегание пластов. Ко второму типу относятся поднятия, установленные за последнее время сейсморазведкой, развиты в отложениях ушаковской, мотской и низах усольской свит нижнего кембрия и постепенно выполаживающиеся в более молодых отложениях, часто переходящие в пологие, едва заметные перегибы слоев.

К числу этих поднятий относятся Атовское, Шаманское, Северо- и Южно-Радуйское, Бильчирское и др. Амплитуда этих складок по горизонтам

мотской и низов усольской свит изменяется от 60 до 80 *м* и размеры их имеют 3,5—8 *км*. Перечисленная выше группа структур ориентирована в субмеридиональном направлении и составляет южную часть так называемой зоны Ангарских дислокаций.

Современными областями питания подземных вод Иркутского бассейна являются горные обрамления, а зонами разгрузки — дизъюнктивные нарушения, прорезающие осадочные образования в ряде внутренних частей бассейна.

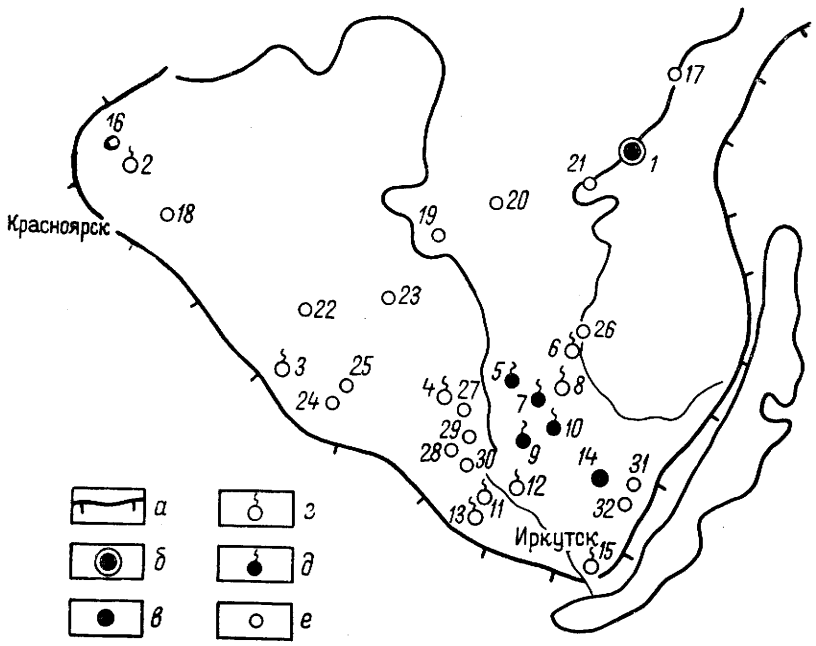


Рис. 66. Карта расположения нефтяных и газовых месторождений и разведочных площадей Иркутского бассейна.

а — современная граница Восточно-Сибирской платформы; *б* — открытые промышленные месторождения нефти и газа: *1* — Марковское; *в*, *г*, *д* — площади разведочного и опорного бурения с интенсивными (до промышленных) притоками нефти (*в*), газа (*г*) или нефти и газа (*д*): *2* — Тыныская, *3* — Нижне-Удинская, *4* — Бильчирская, *5* — Атовская, *6* — Балыхтинско-Тыштинская, *7* — Южно-Радуйская, *8* — Христофоровская, *9* — Осинская; *10* — Парфеновская, *11* — Бельская, *12* — Боханская, *13* — Половининская, *14* — Ахинская, *15* — Большеразводнинская; *е* — прочие площади разведочного и опорного бурения: *16* — Тасеевская, *17* — Киренская, *18* — Абанская, *19* — Заярская, *20* — Тубинская, *21* — Усть-Кутская, *22* — Мироновская, *23* — Тангуйская, *24* — Тулунская, *25* — Северо-Тулунская, *26* — Жигаловская, *27* — Шелонинская, *28* — Тыретская, *29* — Нукутская, *30* — Кутуликская, *31* — Каменская, *32* — Божеханская.

В разрезе отложений нижнего кембрия в настоящее время выявлено примерно около 20 пластов коллекторов. Из большинства этих пластов получены непромышленные притоки нефти или газа (рис. 66). Промышленная нефтегазоносность установлена в пластах-коллекторах, расположенных в нижнемотской подсвите — в низах усольской свиты. Наиболее древним из известных возможных продуктивных горизонтов является боханский, залегающий в верхах ушаковской свиты. Он представлен песчаниками мощностью 16—25 *м*. При испытании этого горизонта были получены непромышленные притоки газа. В нижнемотской подсвите выделяются два горизонта песчаников, обладающих хорошими коллекторскими свойствами. Один из этих горизонтов залегает в верхней части нижнемотской подсвиты мощностью от 25 до 60 *м* и другой в подошве нижнемотской подсвиты мощностью порядка 12—25 *м*. Первый горизонт получил название парфеновского и второй — марковского. Последний представлен песчаниками, разделенными глинами и алевролитами. На Марковской площади из него получен приток газа и конденсата. Глубина залегания горизонта в скв. 15 2569—2601 *м*.

При испытании парфеновского горизонта был получен промышленный приток газа на Парфеновской площади. В последнее время при испытании скв. 9 на Марковской площади из этого горизонта получен приток конденсата и газа при пластовом давлении около 260 *ат*. Пористость парфеновского горизонта изменяется в пределах от 1% до 17—18%, и на отдельных площадях открытая пористость этого горизонта достигает в среднем 30% (Тыретская площадь). Весьма изменчива и проницаемость этого горизонта. На отдельных площадях этот горизонт представлен плотными песками, проницаемость которых измеряется нулевыми значениями. Вместе с тем на ряде площадей проницаемость песчаников и песков этого горизонта достигает очень большой величины — 1000 *мд* и более. В отдельных случаях она имеет значение 200 *мд* и более.

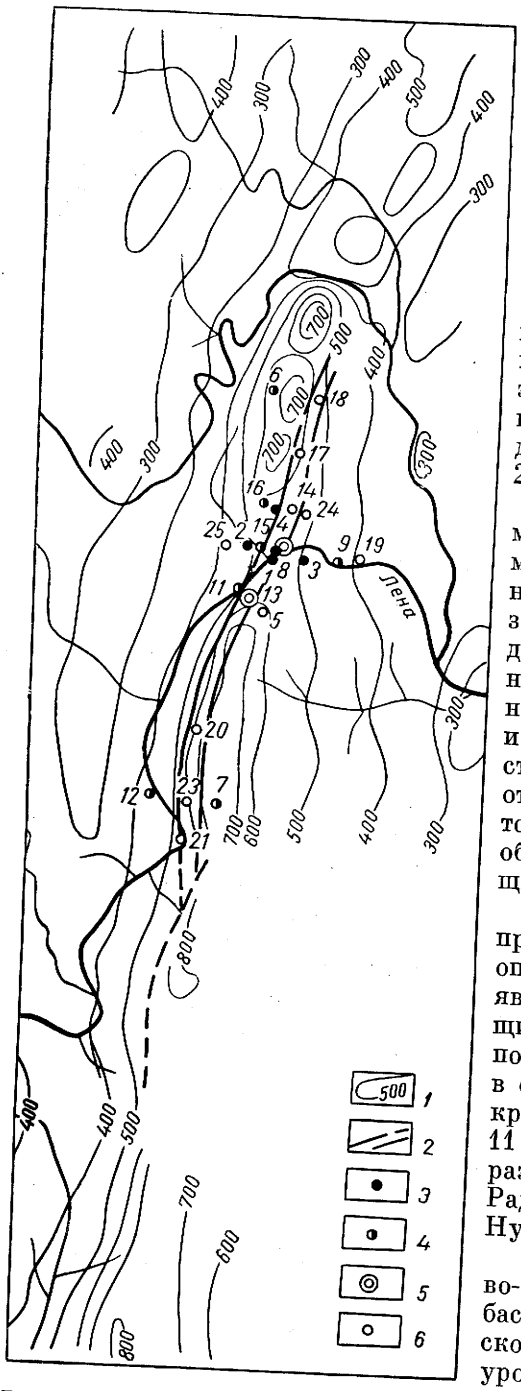


Рис. 67. Структурная карта Марковского валообразного поднятия.
(по данным Востсибнефтегеологии).
1 — изогипсы кровли нижнеустькутской подсвиты устькутской свиты нижнего ордовика; *2* — дизъюнктивы; скважины: *3* — пробуренные, *4* — в бурении, *5* — в строительстве, *6* — проектные. На карте: *1—25* — номера скважин.

Осинский горизонт имеет среднюю мощность 65—70 *м*. Его верхняя часть мощностью 14—15 *м* представлена плотными известняками, в подошве которых залегает пласт соли или засолоненных доломитов мощностью 3—4 *м*. Суммарная мощность проницаемых карбонатных пород в общей пачке известняков и доломитов осинского горизонта составляет 20—30 *м*, т. е. примерно 50% от общей мощности горизонта. Коллекторские свойства осинского горизонта обусловлены наличием каверн и трещиноватости.

По данным Е. Н. Мещерской, проницаемость пород этого горизонта, определяющаяся обычными способами, является нулевой, в то время как трещинная проницаемость, определяемая по методике ВНИГРИ, измеряется в среднем от 4—5 до 20—50 *мд*. Открытая пористость изменяется от 1 до 11%. Осинский горизонт вскрыт на всех разведочных площадях — на Атовской, Радуйской, Парфеновской, Терецкой, Нукутской и др.

Важнейшим достижением поисково-разведочных работ в Иркутском бассейне является открытие Марковского нефтяного месторождения, приуроченного к валу того же наименования, вытянутому в северо-северо-восточном направлении (рис. 67). Вал прослежен на 100 *км* и состоит из ряда брахиантиклинальных складок, закартированных по отложениям ордовика. Опорная скважина-открывательница расположена в седловине между двумя

антиклиналями — Северо- и Южно-Марковской. Фонтан из этой скважины был получен 18 марта 1962 г. с глубины 2162,3 *м* из верхней части осинского горизонта. Промышленная нефтегазоносность доказана, как уже указывалось выше, и мотской свитой. Нефть имеет удельный вес 0,83, начало кипения 63° С, температуру застывания —28° С, содержание смол 12%, серы — 0,8%, выход светлых продуктов до 300° С — 60%.

Кроме того, промышленные притоки нефти были получены на Атовской площади из отложений мотской свиты. Приток нефти вместе с водой был получен из верхов усольской свиты на Балыхтинской и Тыптинской площадях, расположенных на Жигаловском валу, примерно в 180 *км* на юго-запад от Марковского месторождения.

Непромышленные притоки нефти и газа, как уже указывалось, получены на многих других разведочных площадях этого бассейна. Накоплен материал по нефтегазоносности Иркутского бассейна, в особенности результаты разведки последних лет со всей очевидностью указывают на большие перспективы этого бассейна.

ПРИВЕРХОЯНСКО-ВИЛЮЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Этот бассейн охватывает огромную территорию, ограниченную на юге склонами Алданской и на севере — Анабаро-Оленекской антеклиз, на западе — зоной поднятий, разделяющей Вилюйскую и Тунгусскую синеклизы, и на востоке — Верхоянской складчатой системой. В современном структурном плане Приверхоянско-Вилюйский бассейн является гетерогенным образованием, состоящим из слившихся Приверхоянского краевого прогиба и Вилюйской синеклизы. На возраст фундамента этого бассейна имеются различные точки зрения. Кристаллические ядра Алданской антеклизы и Анабарского сводового поднятия сложены образованиями архейского возраста. Складчатые сооружения их вытянуты в северо-западном направлении. По данным аэромагнитной съемки можно проследить просвечивание этих простираний и в ряде мест погруженных частей Вилюйской синеклизы.

За последнее время опорной скважиной на Сунтарском поднятии, расположенном почти в центре синеклизы, был вскрыт кристаллический фундамент, который, судя по определению абсолютного возраста пород, является послеархейским образованием. В северной части Приверхоянского краевого прогиба фундамент вскрыт Джарджанской опорной скважиной и его возраст определен как протерозойский.

В составе осадочных образований бассейна принимают участие отложения синия, палеозоя, мезозоя и в меньшей мере кайнозоя.

Отложения синийской системы развиты главным образом в северных районах на склонах Анабарского и Оленекского сводовых поднятий. По литологическому составу отложения синия представлены известняками, доломитами, их глинистыми разностями и в меньшей мере песчаниками. Общая мощность в этом районе отложений синия достигает 650 *м*. В бассейне рек Большой и Малой Патомы, а также на Лене к отложениям синия отнесена толща терригенно-карбонатных отложений общей мощностью свыше 6 тыс. *м*, выделенная в качестве Патомского комплекса, подразделенного на 6 серий. До последнего времени в основании нижнего кембрия располагалась толбинская свита. В настоящее время многими исследователями принимается разделение толбинской свиты на две — верхнюю юдомскую, отнесенную к нижнему кембрию, и нижнюю дикимдинскую, включенную в состав синия. Имеется другая точка зрения (А. К. Бобров), согласно которой толбинская свита выделяется в серию и полностью параллелизуется с Патомским комплексом.

Нам представляется, что в настоящее время нет достаточно оснований для выделения толбинской свиты из состава нижнего кембрия и во всяком

случае этот вопрос может быть решен окончательно в дальнейшем при накоплении необходимого палеонтологического обоснования. В составе отложений нижнего кембрия выделяют алданский и ленский ярусы. Первый из них подразделен на две свиты: толбинскую и пестроцветную.

Первая из этих свит слагается песчаниками, глинистыми доломитами, аргиллитами, доломитами и доломитизированными известняками. В верхней части этой свиты встречаются прослои ангидритов и гипсов. Мощность этой свиты изменяется от 500 до 1000 *м*. Вышележащая пестроцветная свита представлена доломитами с прослоями мергелей, каменной соли, ангидритов и гипсов. Мощность ее изменяется в пределах 200—400 *м*.

В составе ленского яруса в этом районе выделяются свиты: синская, толбочанская, олекминская, чарская и подкрасноцветная. Все эти свиты сложены главным образом доломитами, известняками, мергелями с прослоями ангидрита, гипса и каменной соли. Общая мощность ленского яруса достигает 1100—1200 *м*.

Среднекембрийские отложения развиты в северо-восточной части северного склона Алданской антеклизы и на южных склонах Анабаро-Оленекской антеклизы. В составе среднего кембрия выделяются амгинский и майский ярусы. Амгинский ярус представлен карбонатно-сланцевыми осадками, местами с прослоями глинистого мергеля. Нижняя часть толщи состоит из битуминозных сланцев и известняков. На склонах Анабаро-Оленекской антеклизы верхняя часть яруса представлена толщей пестроокрашенных известняков (оленекская свита). Мощность яруса до 240 *м*.

Майский ярус в основном сложен тонко плитчатыми и глинистыми известняками, реже мергелями. Иногда встречаются прослои доломитов и сланцев. Породы хорошо охарактеризованы фауной трилобитов. Мощность до 400—500 *м*, достигая наибольших значений в Юдомо-Майском районе.

Отложения верхнего кембрия наиболее полно представлены в районах Березовского и Нюйского прогибов, где они соединяются с полем развития верхнего кембрия в Иркутском амфитеатре. В составе верхнего кембрия выделяется верхоленская свита, сложенная пестроцветными доломито-мергелистыми породами. В нижней части разреза встречаются гипсы и ангидриты.

На южных склонах Анабаро-Оленекской антеклизы состав верхнего кембрия существенно иной. Здесь развиты морские известняки, часто оолитовые, богато охарактеризованные трилобитами.

Мощность верхнего кембрия до 300—400 *м*.

Ордовикские отложения изучены в северной и южной бортовых частях бассейна и представлены тремя отделами.

Нижний ордовик состоит из терригенно-карбонатных и местами гипсоносных пород. В его составе выделяются устькутский и чуньский ярусы. Первый из них представлен главным образом известняками, содержащими большое количество строматолитов. Мощность 100—200 *м*. Чуньский ярус имеет более сложный состав и представлен доломитами, известняками, алевролитами, аргиллитами, гипсом.

Средний ордовик включает криволуцкий и мангазейский ярусы. В составе преобладают терригенные разности пород; карбонаты имеют подчиненное содержание. Почти повсеместно породы фосфатизированы и часто гипсоносны. Мощность среднего ордовика 150—200 *м*.

Осадки верхнего отдела ордовика пользуются небольшим распространением и изучены слабее, чем описанные выше. Нижняя часть разреза сложена карбонатно-терригенной толщей, выделенной в долборский ярус. Его мощность 100—200 *м*. Верхняя 10—15-метровая часть верхнеордовикского разреза немая, терригенная.

Силурийские осадки развиты в описываемом районе меньше, чем кембрийские и ордовикские. В их составе выделяются два отдела, подразделяемые на лландоверийский, венлокский и лудловский ярусы. Состав первых двух ярусов, составляющих нижний отдел силурийской системы, преимущественно карбонатный, часто породы органогенные. Лудловский ярус представлен

также карбонатами, но содержит значительные включения галогенных образований. Мощность силура, по данным О. И. Никифоровой и О. Н. Андреевой, до 400—550 *м*.

Девонские отложения известны в Кемпендяйской впадине. В их разрезе выделяются кемпендяйская и нижняя часть курунгуряхской свиты. Первая из них сложена красноцветными терригенно-туфовыми породами с пластами ангидритов и каменной соли. Возраст свиты определен условно по споропыльцевому анализу. Мощность около 1100 *м*. Вторая свита сложена осадочно-туфогенными породами мощностью 420 *м*. Верхняя часть этой свиты отнесена к нижнему карбону. Помимо этого, нижнекаменноугольный возраст имеют породы сорогской свиты, представленные чередованием известняков, мергелей, алевролитов и аргиллитов. Преобладают мергели и известняки. Мощность свиты 120 *м*.

К среднему и верхнему карбону отнесены породы эмяксинской свиты, развитой в западной части Вилюйской синеклизы. Она сложена песчаниками с прослоями алевролито-глинистых осадков, гравелитов и конгломератов. Мощность свиты около 100 *м*.

Пермские отложения известны в Вилюйской синеклизе и в Приверхоянском прогибе. Судя по разрезу Джарджанской опорной скважины, в северной части прогиба пермские отложения залегают непосредственно на кристаллических породах фундамента. Наиболее изучен разрез перми на Северном Хараулахе и на западных склонах Верхоянья. Здесь в его составе выделяются нижний и верхний отделы. Литологически представлены в основном терригенно-сланцевыми осадками мощностью до 1800 *м*.

Отложения триасовой системы известны в Западном Верхоянье и в разрезах нескольких глубоких скважин в центральной и восточной частях Вилюйской синеклизы. Стратификация разреза до настоящего времени не имеет однозначного толкования. В основу большинства схем положено расчленение разреза, предложенное Н. П. Херасковым. Выделяются три отдела триаса.

Нижний отдел, соответствующий кельтерской свите (схема Н. П. Хераскова), сложен песчано-алевролито-аргиллитовыми породами с туфогенными разностями в нижней части разреза. Содержание песчаников последовательно снизу вверх возрастает. Мощность нижнего триаса 800—900 *м*.

Отложения среднего и верхнего отделов литологически однородны и между собой трудно расчленяются. Представлены в основном песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность до 1220 *м*. На Хапчагайском поднятии мощность среднего — верхнего триаса сокращается до 400—500 *м*.

Юрские отложения широко развиты на всей территории Приверхоянского прогиба и Вилюйской синеклизы. В пределах прогиба и в восточной части синеклизы породы представлены морскими фациями и достигают больших мощностей (рис. 68, 69).

Нижняя юра сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами, конгломератами; преобладают песчаники, имеющие в основном полимиктовый состав. В районе Жиганска разрез становится глинисто-песчанистым с преобладанием глин. В нижней части нижней юры выделяется горизонт кварцевидных песчаников мощностью до 40—60 *м*.

Мощность нижней юры 650—700 *м*. В центральной части Вилюйской синеклизы мощность нижней юры сокращается до 400 *м*.

Средняя юра сложена песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Мощность около 200 *м*.

Верхняя юра представлена в основном песчаниками и по всему разрезу содержит линзы каменного угля. В Жиганском районе верхняя юра сложена песчано-глинистыми отложениями. Мощность верхней юры 700—800 *м*.

В западной и южной частях Вилюйской синеклизы юрские отложения представлены пресноводными фациями и сложены в основном песчаниками, конгломератами, углями, реже глинами. Мощность 100—200 *м*.

Меловые отложения расчленяются на два отдела.

Породы нижнего мела характеризуются площадным развитием в Приверхоянском прогибе и Вилюйской синеклизе. Сложены континентальными и прибрежно-морскими (к северу от Жиганска) отложениями. В наиболее изученной, центральной, части прогиба в их составе выделяются батылыхская, эксеняхская и хатырыкская свиты. Нижняя из них представлена переслаиванием песков, алевролитов, реже песчаников и глин. По всему

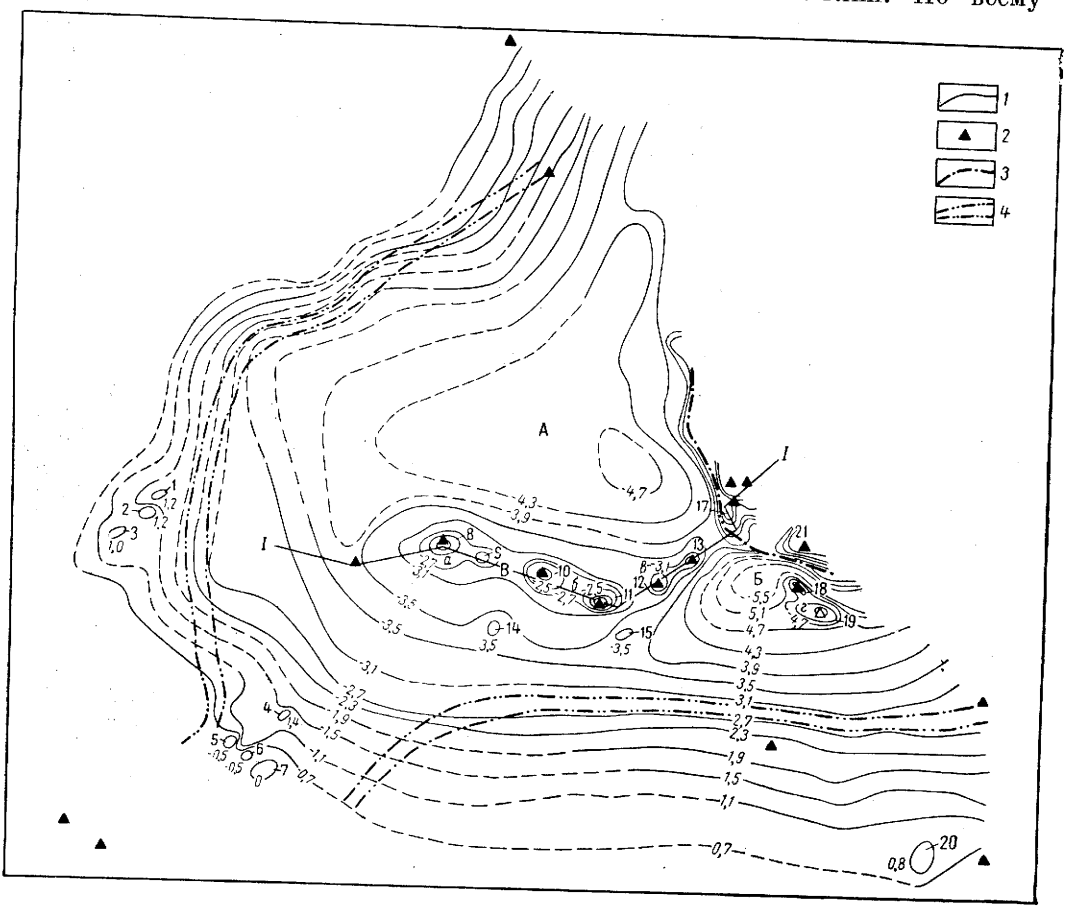


Рис. 68. Структурная схема строения Приверхояно-Вилюйского нефтегазоносного бассейна по подошве юрских отложений (по Г. Д. Бабаяну).

1 — изогипсы подошвы юрских отложений; *2* — буровые скважины; *3* — тектоническое нарушение; *4* — предполагаемая полоса выклинивания отложений девона, карбона, перми и триаса. Структуры второго порядка: *А* — Линденская впадина; *Б* — Лунгхинская впадина; *В* — Нижневилюйское (Хапчагайское) поднятие.

Поднятия третьего порядка: *а* — Средне-Вилюйское; *б* — Нижнебаттигайское; *в* — Силлен-Бадаранское; *г* — Берге-Ситтенское. Поднятия четвертого порядка (на карте): *1* — Южносагытайское; *2* — Сайылыкское; *3* — Чинекетское; *4* — Куогостахское; *5* — Верхнетонгуочанское; *6* — Эльгенское; *7* — Табасынское; *8* — Кызылсырское; *9* — Толонское; *10* — Маастахское; *11* — Неджелинское; *12* — Бадаранское; *13* — Нижневилюйское; *14* — Хайалахское; *15* — Южно-Неджелинское; *16* — Собо-Хаинское; *17* — Таастумусское; *18* — Бергеинское; *19* — Олойское; *20* — Среднекэнкэменское; *21* — Сонгарское.

разрезу равномерные включения угля. Мощность свиты до 1100—1200 *м*. Эксеняхская свита представлена в основном песчаниками и песками, переслаивающимися с алевролитами и аргиллитами. Содержание последних вверх по разрезу сокращается. Мощность до 800 *м*. Верхняя свита установлена только в глубоких впадинах и представлена песчаниками с подчиненным содержанием глин, алевролитов и пачками каменных углей. Мощность до 700 *м*.

Верхнемеловые отложения на большей части Приверхоянского прогиба и Вилюйской синеклизы выходят на дневную поверхность и эродиро-

ваны. Состав их литологически однотипен и в основном представлен песчано-глинистыми осадками с редким содержанием алевролитов, конгломератов и углей. Мощность до 600—700 *м*, резко возрастая в Линденской впадине до 1000 *м*. Структурный план верхнемелового комплекса резко отличается от структурного плана нижележащих отложений.

Отложения третичной системы в наиболее полном разрезе установлены в Приалданском районе Приверхоянского прогиба. Здесь они представлены песками и песчаниками с подчиненными прослоями глин, алевролитов и лигнитов. На основании палинологических данных возраст этих пород определен как плиоценовый. Мощность третичного разреза до 600—700 *м*.

Вилюйская синеклиза выполнена главным образом осадками палеозоя и мезозоя и в меньшей мере кайнозоя. В наиболее погруженной части

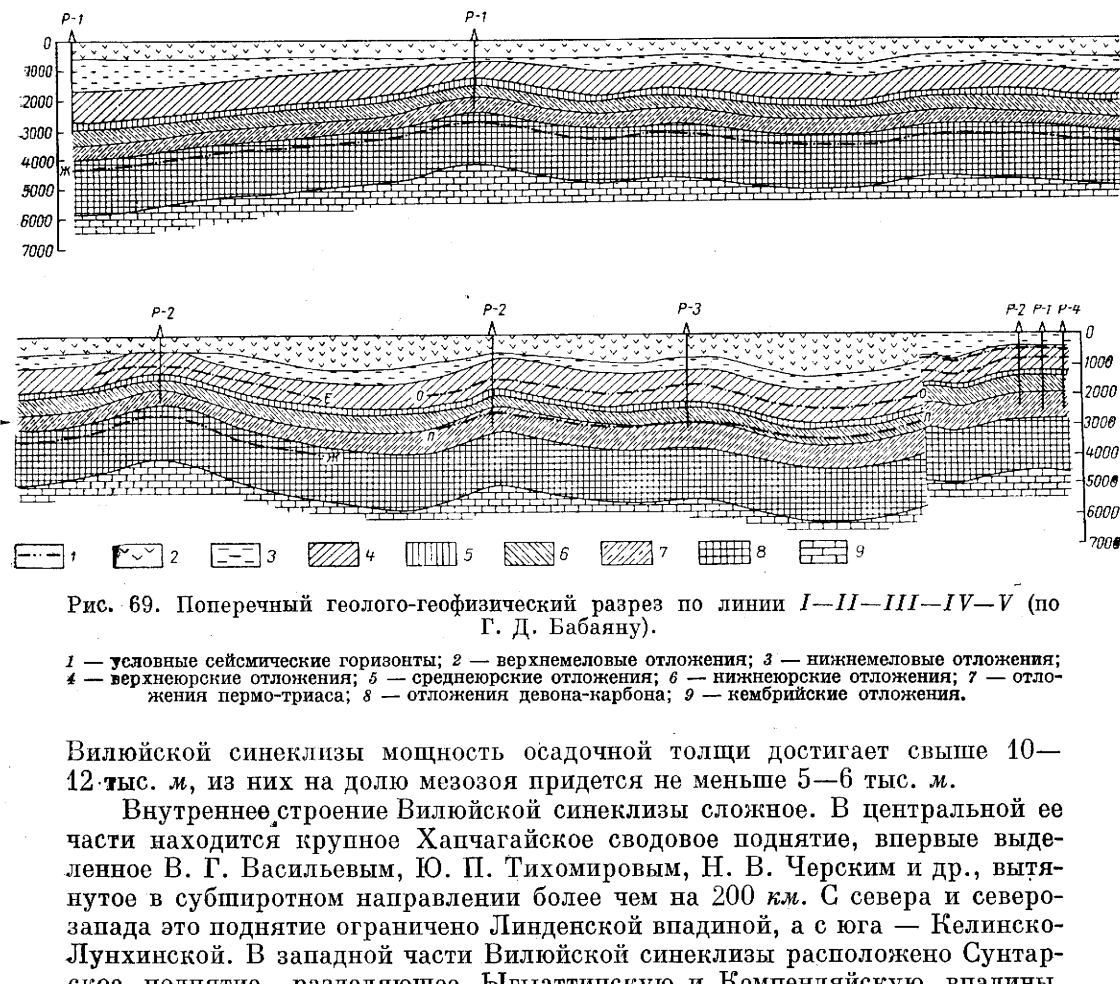


Рис. 69. Поперечный геолого-геофизический разрез по линии *I—II—III—IV—V* (по Г. Д. Бабаяну).

1 — условные сейсмические горизонты; *2* — верхнемеловые отложения; *3* — нижнемеловые отложения; *4* — верхнеюрские отложения; *5* — среднеюрские отложения; *6* — нижнеюрские отложения; *7* — отложения пермо-триаса; *8* — отложения девона-карбона; *9* — кембрийские отложения.

Вилюйской синеклизы мощность осадочной толщи достигает свыше 10—12 тыс. *м*, из них на долю мезозоя придется не меньше 5—6 тыс. *м*.

Внутреннее строение Вилюйской синеклизы сложное. В центральной ее части находится крупное Хапчагайское сводовое поднятие, впервые выделенное В. Г. Васильевым, Ю. П. Тихомировым, Н. В. Черским и др., вытянутое в субширотном направлении более чем на 200 *км*. С севера и северо-запада это поднятие ограничено Линденской впадиной, а с юга — Келинско-Лунхинской. В западной части Вилюйской синеклизы расположено Сунтарское поднятие, разделяющее Ыгыаттинскую и Кемпендяйскую впадины.

Все названные структуры осложнены многочисленными локальными структурными формами, представляющими большой интерес для нефтегазопоисковых исследований. К настоящему времени наметились три группы локальных поднятий. Структуры первой группы (Усть-Вилюйская и др.) представлены брахиантиклиналями и куполами мелких и средних размеров, прослеживающимися по всему вскрытому разрезу отложений. Ко второй группе могут быть отнесены структуры погребенного типа. Они представлены брахиантиклиналями (Средневилюйская, Бадаранская, Неджелинская, Маастахская и др.), прослеживающимися по нижнемеловым и более древним отложениям. Верхнемеловые отложения залегают плащеобразно, структуры не образуя. Третий тип структур установлен в Кемпендяйской

впадине. Поднятия этого типа отличаются от вышеописанных своеобразным строением с чертами диапиризма за счет проявления соляной тектоники. Детали строения этих структур до настоящего времени изучены недостаточно. В частности, не ясно поведение соли по глубоким горизонтам и ее роль в формировании структур.

В пределах Приверхоянского краевого прогиба выделяются три зоны передовых складок. Наиболее крупной является Китчано-Буролахская зона, которая глубоко вдается в сторону прогиба, разделяя его на южную и северную ветви. Кроме того, выделяются еще две зоны передовых складок, по размерам существенно меньшие: на севере — Юндюлюнгская и на юге — Тукуланская. Эти зоны передовых складок возникли в наиболее погруженных частях краевого прогиба. Юндюлюнгская зона передовых складок разделяет впадины Собопольскую на севере и Линденскую на юге, Китчано-Буролахская — Линденскую на северо-западе и Келинскую на юго-востоке и, наконец, Тукуланская — Келинскую на северо-западе и Томпонскую на юго-востоке. Являются ли меловые впадины — Собопольская, Линденская, Томпонская — унаследованными от юрского и более древнего тектонического плана — пока не совсем ясно. Глубинное строение впадин прогиба практически не изучено. В передовых складках широко развиты разрывные нарушения, преимущественно надвигового типа с направлением сбрасывателей в сторону складчатой области.

Следует отметить, что в настоящее время не существует однозначных представлений на характер тектонического строения северной ветви Приверхоянского прогиба. Пробуренная здесь в 1962 г. Джарджанская опорная скважина вскрыла кристаллический фундамент на глубине 1616 *м*, т. е. вместо предполагавшегося резкого погружения фундамента показала его подъем. Мнения исследователей группируются вокруг двух противоположных точек зрения. Согласно первой из них скважина вскрыла еще один выступ фундамента, по своему характеру напоминающий Оленекский. Согласно второй точке зрения вся северная ветвь Приверхоянского прогиба значительно приподнята по отношению к более южным его частям и тем самым для нефтегазовой разведки бесперспективна. Решение этого вопроса имеет принципиальное значение и потребует дополнительных буровых и геофизических работ.

Южная ветвь Приверхоянского прогиба вследствие широкого развития меловых и третичных отложений изучена крайне слабо. По сравнению с Усть-Вилюйским районом эта часть прогиба значительно погружена. Пробуренная в 1962—1963 гг. Нижне-Алданская скважина при забое свыше 2000 *м* не вышла из меловых отложений.

В пределах Приверхоянского прогиба выявлено большое число мелких структурных форм. Среди локальных поднятий морфологически могут быть выделены линейные антиклинали, брахиантиклинали и купола. Подобно структурам других прогибов, их площадное распределение подчиняется строгой зональности. На восточном геосинклинальном крыле прогиба развиты сложно построенные антиклинали. преимущественно субмеридионального простирания. Для этих структур характерно резкое преобладание размеров длинных осей над короткими (60—70 *км* и 10—12 *км*). Структуры нарушены многочисленными интенсивными разрывами типа сбросов и надвигов. Амплитуды смещений по этим нарушениям достигают 3—5 *км*.

Некоторые структуры (Чечумская, Лунхубуйская) представлены на поверхности лишь одним крылом. В центральной (приосевой) части прогиба преобладают поднятия брахиантиклинальных и изоморфных типов. Их простирание также подчиняется контурам прогиба. Наряду со структурами, доступными картированию на дневной поверхности, в этой части прогиба установлены погребенные поднятия (в нижнем течении р. Алдан). Структуры западного крыла прогиба морфологически уже мало отличаются от типично платформенных. Большой интерес среди них представляет группа локальных поднятий, изученных по данным геологической съемки и сейсмо-

разведки в северной части прогиба. Здесь выявлена цепочка Кюсюрско-Дербилгелехских поднятий, прослеживающихся в северо-западном направлении от пос. Кюсюр до верховьев р. Хотугуу-Мастах. Наиболее изученное из них Келимярское поднятие представляет собой брахиантиклиналь с размерами 11 × 3,5 *км* при амплитуде 60 *м*. С глубиной амплитуда структуры возрастает до 150—250 *м*.

В гидрогеологическом отношении Приверхоянско-Вилюйский бассейн является весьма сложным.

Современными областями питания подземных вод являются склоны антеклиз, где головы осадочных толщ, слагающих бассейн, выведены на дневную поверхность, а также западный склон Верхоянского горного сооружения. Разгрузка подземных вод производится через разрывные нарушения во внутренних частях бассейна, а также через узкую горловину между восточным склоном Оленекского поднятия и отрогами Верхоянских гор в сторону моря Лаптевых.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в Приверхоянско-Вилюйском бассейне ориентированы как на нижнепалеозойские, так и мезозойские отложения.

Первоначально все работы были сосредоточены исключительно на отложениях нижнего кембрия, развитых вдоль северного склона Алданской антеклизы и в Березово-Черендейской впадине. Установлена серия нефтегазопроявлений, приуроченных в основном к регионально нефтегазоносной толбинской свите. Наиболее интенсивные притоки нефти и газа получены на Ченкиямской, Илыгирской, Русско-Реченской и Дельгейской площадях. Максимальный приток природного газа был получен при испытании скважины Р-1 на Русско-Реченской площади и составил по визуальным наблюдениям 100 тыс. *м*^{3}/*сутки*. Состав газа: метана 58,8%, этана 4,1%, пропана и высших углеводородов 0,4%, азота и редких газов 34,6%, углекислого газа 1,3%, кислорода 0,8%. Наибольший приток нефти установлен на Ченкиямской площади.

Большие перспективы нефтегазоносности связываются с кембрийскими и синийскими отложениями на южном погружении Анабаро-Оленекской антеклизы. Еще с 40-х годов здесь известны нефтяные источники в бассейне р. Кенелекан. Новые благоприятные признаки нефтегазоносности получены в ходе разведки алмазоносных районов, где при бурении скважин на кимберлитовых трубках «Удачная», «Зарница» и других получены интенсивные газовые выбросы. Наконец, в 1962—1963 гг. в среднем течении р. Мархи в районе пос. Шологон пробурена Мархинская опорная скважина, вскрывшая кристаллический фундамент на глубине 2130 *м*. Во многих частях ее разреза установлены проявления нефти и газа по керну, наиболее интенсивные в интервалах 1477—1481 *м* (нижний кембрий) и 1810—1831 и 1970—1980 *м* (синий).

Разведка триасовых и юрских отложений проводится в центральной части Приверхоянского прогиба и в прилегающих участках Вилюйской синеклизы, начиная с 1955 г. К настоящему времени здесь выявлен промышленно-газоносный район, в пределах которого открыто 5 месторождений — Усть-Вилюйское, Собо-Хаинское, Неджелинское, Бадаранское и Средне-Вилюйское.

Усть-Вилюйское (Таас-Тумусское) газоконденсатное месторождение расположено в 370 *км* от г. Якутска вниз по течению р. Лены и в 70 *км* от районного центра Сангары.

По данным буровых работ и сейсморазведки Усть-Вилюйская структура рисуется в виде крупной брахиантиклинальной складки северо-северо-западного простирания. Свод осложнен двумя куполовидными поднятиями — западным и восточным. Общие размеры структуры по кровле изогипсы минус 550 *м* составляют 22 × 14 *км*. Структура характеризуется асимметрией крыльев: юго-западное крыло более крутое, чем северо-восточное (углы падения соответственно составляют 2° и 1°).

Газоносность приурочена к терригенным образованиям нижнеюрского возраста. Выделяются три продуктивных горизонта. В литологическом отношении они имеют сходное строение и представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Внутри горизонтов выделяются отдельные выдержанные песчаные пласты-коллекторы, к которым приурочено газонасыщение. Всего имеется 13 песчаных пластов, но промышленно-газоносными являются лишь шесть из них.

Собо-Хаинское газовое месторождение расположено в 377 *км* от г. Якутска, непосредственно близ места слияния рек Вилюй и Лена.

Структура рисуется в виде брахиантиклинальной складки размером 3,5 × 4,5 *км*. Складка располагается кулисообразно по отношению к Усть-Вилюйской структуре. Кроме того, выявлено более высокое гипсометрическое положение Собо-Хаинской структуры, которая возвышается над Усть-Вилюйской приблизительно на 400 *м*.

Положение продуктивных горизонтов Собо-Хаинского месторождения аналогично Усть-Вилюйскому. Сейчас на площади установлено 7 газоносных пластов, из которых 4 промышленно-газоносны. Дебиты газов в отдельных скважинах достигают 400 тыс. *м*^{3}/*сутки*. Установлено неравномерное распределение коллектора по площади. В западной части структуры коллекторы отсутствуют, а в пределах северо-западной периклинали резко ухудшены.

Бадаранское газовое месторождение расположено в нижнем течении р. Вилюй, вблизи пос. Бадаран. Месторождение связано с одноименной брахиантиклинальной складкой погребенного типа. По нижнеюрским отложениям эта брахиантиклиналь имеет размеры 20 *км* по длинной оси и 15 *км* — по короткой. Амплитуда 250—300 *м*. Продуктивный пласт приурочен к нижнетриасовым отложениям. Газ получен при опробовании скважины Р-2 в интервале 2985—2955 *м*.

Неджелинское газовое месторождение находится вблизи оз. Неджели. Оно приурочено к Неджелинской брахиантиклинали, имеющей размеры 16 × 7 *км*. Амплитуда складки около 250 *м*. Газоносность связана с песчаниками нижней юры. По ориентировочному определению дебит газа в скважине-открывательнице Р-2 оценивается в 500 тыс. *м*^{3}/*сутки*. На этой же площади получен приток маслянистой нефти с дебитом до 15 *т/сутки*.

Наибольший интерес в настоящее время представляет разведка Средневилюйской площади. Здесь выявлена очень крупная брахиантиклиналь погребенного типа, расположенная в сводовой части Хапчагайского поднятия. По данным сейсморазведочных и буровых работ, размеры этой структуры оцениваются 70 × 30 *км*, с амплитудой до 400 *м*. К настоящему времени на этой площади пробурено три скважины. При испытании интервалов 2400—2500 *м* и 2800—2950 *м* (триас) были получены притоки газа до 2,5 млн. *м*^{3}/*сутки*. Это месторождение вырисовывается одним из крупнейших в стране.

Весьма важным является получение в разведочной скважине 1 на Бергеинской площади из отложений верхней юры с глубины 3400—3500 *м* небольшого притока высококачественной светлой нефти.

Стратиграфический диапазон возможной нефтегазоносности Приверхоянско-Вилюйского бассейна исключительно велик — от синия до верхнего мела включительно. Наиболее перспективными являются отложения нижнего кембрия, ордовика, силура, возможно, девона и карбона, перми, триаса, юры и мела. Основным районом для поисков нефти и газа в отложениях мезозоя является центральная часть Вилюйской синеклизы в зоне Хапчагайского поднятия, где к настоящему времени подготовлен (и намечен) достаточный фонд структур, благоприятных для постановки разведочных работ (Маастахская, Толонская, Южно-Неджелинская, Хайалахская, Южно-сагытайская и др.). Весьма интересным районом являются склоны Сунтарского поднятия, где могут быть обнаружены залежи нефти и газа в зонах выклинивания. Несомненный интерес представляют многочисленные струк-

туры геосинклинального борта Приверхоянского прогиба. Вместе с тем сложность их строения и, в частности, широкое развитие разрывных нарушений не позволяют выдвигать этот район в качестве объектов разведки современного этапа. Основными районами для нефтегазовой разведки палеозойских (в основном кембрийских) отложений являются западная часть северного склона Алданской антеклизы, где могут быть встречены аналоги Марковского месторождения, а также районы южных обрамлений Анабаро-Оленекской антеклизы.

АНАБАРО-ЛЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Этот бассейн занимает окраинные северные части Восточно-Сибирской платформы и приурочен к единому структурному элементу — Анабаро-Ленскому краевому прогибу, в западной части которого располагается Хатангская впадина. На юге бассейн ограничивается северными склонами Анабарского и Оленекского сводовых поднятий, на севере передовыми складками мезозоя, вытянутыми вдоль берега моря Лаптевых. В крайней северо-западной части — палеозойскими сооружениями Таймыра. На западе этот бассейн отделяется от Западно-Сибирского Янгодо-Горбитским сводовым поднятием.

В строении бассейна принимают участие отложения палеозоя, от кембрия до перми включительно, и мезозоя, в составе триасовой, юрской и меловой систем. Значительные части бассейна перекрыты мощным чехлом четвертичных образований. Фундаментом для осадочного чехла на большей части бассейна служат архейские и протерозойские образования, за исключением крайней северо-западной части, где фундамент, видимо, сложен герцинидами.

Синийские образования изучены на склонах Таймырской складчатой зоны и Анабаро-Оленекской антеклизы. Более полный разрез установлен на Оленекском поднятии. Здесь к синию отнесены породы солоолийской серии, представленные терригенно-карбонатным комплексом (песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки, доломиты), общей мощностью до 820 *м*. На склонах Анабарского массива синийские образования включают породы мукунской и билляхской серий. Для мукунской серии характерны гравелиты розово-красных тонов и песчаники. Билляхская серия сложена известняками и водорослевыми доломитами. Мощность синия до 1750 *м*.

Кембрийские отложения изучены в местах их выходов на дневную поверхность, которые приурочены к северной и южной бортовым частям бассейна. В составе кембрийской системы выделяются отложения всех трех отделов.

Нижнекембрийские отложения представлены главным образом карбонатными и в меньшей степени терригенными породами, залегая с размывом на нижележащих синийских образованиях. На северо-западном склоне Оленекского поднятия к нижнему кембрию отнесены породы кессюсинской и еркикетской свит. Мощность их соответственно 60—70 и 100—110 *м*.

Отложения среднего кембрия в основном имеют доломитово-известняковый состав, но в верхней части разреза встречаются также прослои песчаников и конгломератов. В основании разреза во многих районах установлена пачка горючих сланцев мощностью до 25 *м*. На северо-западном и северо-восточном склонах Оленекского поднятия мощность среднекембрийских осадков меньше, чем на склонах Анабарского поднятия. В среднем мощность этого отдела меняется в пределах 300—1100 *м*.

Распределение и характер осадков верхнего отдела кембрия известны в настоящее время с меньшей ясностью, чем более нижних частей разреза этой системы. В разрезе преобладают карбонатные разности, содержащие, однако, прослои терригенных пород, мощность и содержание которых возрастают последовательно от центральных частей бассейна к периферии.

На северных склонах Оленекского поднятия верхнему кембрию соответствует доломитовая лапарская свита мощностью 220 *м*.

Ордовикские отложения залегают на кембрийских согласно и представлены всеми тремя своими отделами. В их составе преобладают карбонатные отложения, переслаивающиеся местами с обломочными. Местами наблюдаются прослои гипсоносных пород. Мощность ордовика до 1100 *м* (Норильский район), уменьшаясь в восточном направлении.

Разрез силура наиболее полно изучен по обнажениям рек Мойеро и Мойерокан. В составе этой системы выделяются нижний и верхний отделы. Нижний отдел силура представлен богато фаунизированными карбонатными отложениями и подразделяется на лландоверийский и венлокский ярусы. Первый из них представлен однообразной толщей органогенных известняков, в основании которых залегает слой граптолитовых сланцев. Мощность яруса 215—220 *м*. Венлокский ярус сложен переслаиванием известняков, мергелей и доломитов мощностью около 360 *м*. Верхний отдел литологически сложен карбонатами, нередко включающими галогенные образования. Мощность разреза 200—300 *м*.

Отложения девонской системы имеют весьма ограниченное распространение, встречаясь в периферийных участках бассейна. До настоящего времени стратификация девонских образований разработана слабо и во многих случаях условна. Состав пород карбонатно-терригенный, местами встречаются галогенные образования. Непосредственно внутри Анабаро-Ленского бассейна к девону условно отнесены соленосные породы, слагающие ядра и кепроки соляных куполов, возраст которых определяется как нижний — средний девон. К верхнему девону более уверенно на основании фаунистических находок отнесены известняки и доломиты, встречающиеся в виде разрозненных выходов на поверхности остальных куполов.

Каменноугольные отложения в пределах бассейна представлены темно-серыми известняками с ископаемой фауной, позволяющей определять возраст этих отложений как турнейский и визейский ярусы. Мощность каменноугольных образований небольшая — в пределах 100 *м*.

Пермские отложения широко распространены в пределах бассейна. Они развиты вдоль северной и северо-восточной окраин платформы (Анабаро-Ленский бассейн), а также в пределах Верхоянской складчатой зоны. На севере платформы пермские отложения вскрыты на Тюмятинской площади и частично на Улахан-Юряхской. Выделяются нижний и верхний отделы перми, но точная граница не установлена. Пермские осадки представлены песчано-глинистыми фациями с углистыми включениями и конгломератами в основании. Мощность пермских отложений более 700 *м*. В Западном Верхоянье пермские отложения представлены мощными песчано-глинистыми толщами, в которых выделен ряд свит. Нижнепермские осадки включают имтажинскую, солончанскую, кугылтасскую и эчийскую свиты. Верхнепермские осадки включают эндыбальскую и нерскую свиты мощностью около 1000 *м* каждая. Нерская свита включает прослои (0,2—1 *м*) каменного угля.

Наиболее характерным и полным разрезом триасовых отложений в пределах бассейна считается разрез Улахан-Юряхской разведочной площади. Нижнетриасовые отложения этого района подразделяются на подоленекские и оленекские слои. Первые охватывают нижнюю и среднюю части нижнего триаса, вторые — верхи нижнего триаса. Начинаются подоленекские слои туффитовой свитой (120 *м*), сложенной чередованием песчано-глинистых пород с прослоями измененных эффузивов. Туффитовую свиту покрывает аргиллитовая толща с прослоями известняков и обилием фауны в верхней части. Общая мощность подоленекских слоев 180—185 *м*. Залегающие выше оленекские слои сложены песчано-глинистыми породами с прослоями скоплений аммонитов. Мощность слоев 220—230 *м*. Отложения среднего триаса в этом районе ложатся на нижний триас с постепенным переходом и пред-

ставлены песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Мощность среднего триаса здесь 250 *м*.

В составе юры выделяются нижний и средний отделы. Нижняя юра представлена морскими песчано-глинистыми отложениями с прослоями конгломератов, по фаунистическим находкам относимых к среднему и верхнему лейасу. Общая мощность нижней юры изменяется от 180—200 *м* в бассейне р. Уджи и до 680—700 *м* в устье Оленека. Средняя юра в этом районе в основном представлена аргиллитами мощностью до 500 *м*.

Меловые отложения начинаются морской песчано-глинистой толщей валанжина, которая достигает в этом районе 330—500 *м*. Вышележащие осадки, охватывающие часть нижнего и верхнего мела, представлены угленосными континентальными осадками, которые делятся здесь на ленскую и оленекскую толщи. В каждой из этих толщ выделяется ряд свит. Мощность континентальной толщи изменяется от 700 до 800 *м* на западе описываемого района до 2500—2800 *м* на востоке.

Значительные части бассейна перекрыты мощным чехлом четвертичных образований.

Фундаментом для осадочного чехла на большей части бассейна служат архейские и протерозойские образования, за исключением крайней северо-западной части, где фундамент, видимо, сложен герцинидами.

Наиболее изучена Хатангская впадина, имеющая весьма сложное строение. В составе этой впадины выделяются Цветковско-Паксинская, Сындасско-Балахнинская, Боганидо-Хетская мульды, разделенные Тигяно-Харатумусским и Байкуро-Котуйским валами. Южное крыло Хатангской впадины расположено на докембрийском складчатом фундаменте, северное — на герцинском. В пределах Хатангской впадины были проведены поисково-разведочные работы на восьми площадях, причем на Ильинской и Кожевничевской, Нордвикской, Южно-Тигянской и Чайдахской были обнаружены наибольшие малодебитные залежи нефти.

Все эти месторождения приурочены к брахиантиклинальным складкам, за исключением Нордвикской, имеющей диапировый характер строения. В пределах Анабаро-Ленского прогиба были пробурены всего 2 скважины вблизи Оленекского сводового поднятия платформы, на так называемом Тюмятинском участке. Здесь из отложений пермской системы были получены незначительные притоки газа, порядка 600 *м*^{3}/*сутки* и притоки минерализованной воды с пленками густой нефти.

В западной части бассейна выделяется свыше 20 антиклинальных поднятий различного строения и генезиса. В южной части района известны типично платформенные брахиантиклинали с углами падения крыльев, не превышающими 5°. В районе полуострова Хара-Тумус и Нордвик наблюдаются типичные диапировые антиклинальные складки, прорванные соляными штоками девонского возраста. Антиклинальные складки, расположенные в восточной части района, обычно узкие, вытянутые асимметрично, с углами падения пород на крыльях 15—45°. Отмечается несовпадение структурных планов палеозойского и мезозойского комплексов отложений, особенно на платформенном склоне прогиба и широкое развитие разрывов с амплитудой в несколько сотен метров. Основные нефтегазоносные нижне- и верхнекожевниковская свиты относятся к средней части пермских терригенных отложений. На месторождении Нордвик имеются небольшие залежи нефти и в триасовых отложениях. Признаки нефти отмечаются по всему разрезу палеозойских и мезозойских отложений.

Перспективными отложениями для поисков нефти здесь прежде всего являются пермские образования. На платформенном склоне перспективными являются также отложения нижнего палеозоя. В ряде районов объектом для поисков нефти и газа могут явиться образования карбона и девона. Так же как и в соседнем Приверхоянско-Вилюйском бассейне, перспективными

в нефтегазоносном отношении являются отложения юрской и меловой систем. Таким образом, стратиграфический диапазон для поисков нефтяных и газовых залежей в этом бассейне исключительно большой.

ТУНГУССКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

По размерам площади это самый большой бассейн Восточно-Сибирской платформы. На севере этот бассейн граничит с глубокой Усть-Енисейской мезо-кайнозойской впадиной Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Водоразделом для этих бассейнов является Путоранское сводовое поднятие, а далее к востоку Анабарское и его склоны. От Приверхоянско-Вилюйского и Иркутского нефтегазоносных бассейнов этот бассейн, как указывалось выше, отделен предполагаемой зоной погребенных горстовых поднятий фундамента. Западным ограничением является Енисейский кряж и зона Туруханских поднятий, вытянутые вдоль р. Енисея. Этими поднятиями Тунгусский бассейн четко отделяется от Западно-Сибирского. Фундамент осадочного чехла этого бассейна гетерогенный и по возрасту, видимо, архейский и протерозойский.

В строении бассейна принимают участие отложения синийского, кембрийского, ордовикского, силурийского, девонского, каменноугольного, пермского и триасового возрастов.

Глубинная геология Тунгусского бассейна изучена крайне недостаточно. На огромной его территории фактически пробурена одна опорная скважина в бассейне р. Нижней Тунгуски, вскрывшая отложения нижнего кембрия. Сравнительно небольшое число имеется структурных скважин, пробуренных главным образом в западных окраинах бассейна с задачей изучения локальных поднятий. В геофизическом отношении этот бассейн изучен также недостаточно. На большей части площади бассейна развиты отложения тунгусской серии, которые перекрывают более древние образования, принимающие участие в его строении. Поэтому о характере развитых здесь отложений на глубине можно судить лишь по естественным обнажениям в краевых частях впадины и в пределах склонов обрамляющих ее поднятий.

Отложения синия наиболее хорошо изучены в юго-западной части бассейна, в районах, прилежащих к Енисейскому кряжу. Здесь в составе синийских отложений выделяются три комплекса: нижнекарбонатный, терригенно-карбонатный и верхнекарбонатный, которые в свою очередь подразделяются на ряд свит. Общая мощность отложений синия достигает 6500—7500 *м*.

Кембрийские образования представлены всеми тремя отделами. В их составе преобладают доломиты и известняки. Терригенный материал встречается главным образом в верхнем отделе этой системы. В разрезе Тунгусской опорной скважины вскрытая мощность нижнего кембрия составляет 89 *м*, среднего — 213 *м* и верхнего — 189 *м*.

Залегающие выше ордовикские отложения представлены карбонатно-терригенными образованиями. При этом в средней части ордовика наблюдается загипсованность. Общая мощность ордовика изменяется от 200 до 500 *м*.

Силурийские отложения на подстилающих залегают с глубоким размывом, местами достигающим верхней части среднего ордовика. В составе силурийского разреза доминируют карбонатные породы с включениями сланцев, аргиллитов, мергелей. В верхней части разреза имеется много гипсоносных пород. Мощность силура до 550 *м*. Выше с размывом залегают разновозрастные осадки от девона до юры.

Девонские осадки известны в изолированных выходах вдоль западной границы синеклизы. Их стратификация разработана плохо и часто условна. За опорный принимается разрез близ района г. Норильска. Состав пород сложный и включает карбонатно-терригенно-галогенные разности мощностью около 400 *м*.

Каменноугольные отложения расчленяются на два резко различных комплекса. Нижний из них включает нижний отдел и развит на севере и западе района. Состоит в основном из карбонатных, в меньшей мере терригенных, пород, охарактеризованных фауной. Мощность нижнего отдела до 180—200 *м*.

Отложения среднего и верхнего карбона совместно с вышележащими осадками пермского и нижнетриасового возрастов составляют верхний комплекс, известный под названием тунгусской серии. В составе этой серии преобладают терригенно-угленосно-туфогенные породы, плохо поддающиеся корреляции. Общая мощность этой части разреза, по данным Тунгусской опорной скважины, составляет 1180 *м*. Породы тунгусской серии пользуются в пределах синеклизы практически повсеместным распространением, более древние отложения развиты главным образом по окраине синеклизы.

Тектоническое строение Тунгусской синеклизы до настоящего времени изучено слабо. Современные представления базируются в основном на материалах геологосъемочных и аэромагнитных работ, вследствие чего многие важнейшие проблемы тектоники не нашли однозначного решения. По мнению большинства исследователей, Тунгусская синеклиза представляет собой крупную внутриплатформенную впадину, формирование которой началось на ранних этапах нижнего палеозоя. В современном структурном плане синеклиза имеет неоднородное строение и осложнена серией более мелких структурных форм.

Вдоль западного борта синеклизы, примыкающего к р. Енисею, выявлена крупная зона дислокаций, которую часто называют Туруханской. Видимо, весьма сложно построена центральная часть, совпадающая с районом максимального развития траппов. Здесь развита сложная сеть разрывных нарушений преобладающего северо-западного простирания. В восточной части синеклизы выделяются внутренние зоны интенсивного дробления осадочных пород: Ахтарандинская, имеющая северо-северо-западную ориентировку, и Вилюканская — северо-западную. В этих зонах, особенно в Ахтарандинской, имеют место значительные проявления магматизма и вертикальные подвижки отдельных глыб пород. На юге синеклизы, в области ее сопряжения со структурами южных участков платформы, многими исследователями выделяется погребенное Катангское поднятие.

Наиболее характерной особенностью тектоники Тунгусской синеклизы является широкое развитие разрывных нарушений. Установлены два основных типа разрывов: а) глубинные разломы краевых частей (Ангарский и др.) и б) разломы внутренних частей синеклизы.

Строение локальной складчатости изучено плохо. Всего сейчас известно в пределах Тунгусской синеклизы около 100 поднятий, из которых 70—80% сосредоточено в западной и юго-западной частях региона. По форме преобладают купола и брахиантиклинали мелких и средних размеров с амплитудами не более 250—300 *м*. В основном эти структуры имеют северо-западное простирание, что совпадает с преобладающим простиранием разрывных дислокаций.

Основные перспективы нефтегазоносности Тунгусского бассейна связываются с нижнепалеозойскими, преимущественно кембрийскими отложениями. С последними связаны значительные нефтегазопроявления, включающие повышенное содержание органического вещества в породах (до 1—2%) и прямые признаки нефти и газа. Наиболее интенсивное газопроявление наблюдалось при бурении колонковой скважины на Дьявольской площади (западный борт синеклизы). Здесь из интервала 347—362 *м* (кембрий) получен газовый выброс с дебитом около 1000 $м^3/сутки$. Состав газа: метана 82,5%, этана 6,5%, пропана 1,5%, бутана 0,72%, пентана 0,01%, азота и редких газов 7,87%, сероводорода и углекислого газа 0,4%, кислорода 0,6%.

Признаки нефтегазоносности установлены на ряде и других площадей, накоплен достаточный материал для положительной оценки перспектив нефтегазоносности и синийских образований (наличие коллекторов, толщ, обогащенных органическим материалом, и др.).

§ 21. ГРУППА ЮЖНО-СИБИРСКИХ БАССЕЙНОВ

К этой группе отнесены бассейны, приуроченные к межгорным впадинам горных сооружений, обрамляющих с юга Западно-Сибирскую и Восточно-Сибирскую платформы. В состав этой группы входят Минусинский, Рыбинский и Кузнецкий бассейны. В пределах последних двух бассейнов до сих пор не открыто ни одного нефтяного или газового месторождения, поэтому они отнесены к возможно нефтегазоносным бассейнам.

МИНУСИНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Минусинский бассейн приурочен к межгорному прогибу того же наименования в пределах Красноярского края. На западе этот прогиб ограничивается Кузнецким Алатау, на юге — Западным Саяном и на востоке — Восточным Саяном. Все эти горные сооружения входят в состав каледонской системы складчатости. Начало формирования Минусинского межгорного прогиба относится примерно к началу нижнедевонской эпохи. Фундаментом впадины служат сильно дислоцированные и метаморфизованные отложения складчатых систем салаирской фазы каледонской складчатости. В строении ее осадочного чехла принимают участие отложения среднего и верхнего палеозоя и в наиболее северной ее части — мезозойские образования. В отложениях, слагающих Минусинский межгорный прогиб, выделяются три структурных этажа.

Фундамент впадины сложен нижнекембрийскими сложно дислоцированными и сильно метаморфизованными породами, различными сланцами, мраморизованными известняками, мергелями и песчаниками. Их пронизывают мощные гранитные интрузии. Породы фундамента смяты в крупные, часто опрокинутые складки, значительную роль в его структуре играют разрывные нарушения, возникшие вследствие глыбовых движений.

Средний структурный этаж включает отложения девонской, нижнекаменноугольной систем и верхнего палеозоя. Породы этого структурного этажа резко отличаются от нижележащих меньшей степенью метаморфизма. Отложения среднего и верхнего палеозоя, выполняющие впадины, собраны в различные по своему характеру антиклинальные и синклинальные складки, образованные в результате герцинского орогенеза.

Тектоническое строение прогиба в основном определяется формами именно среднего структурного этажа, формирование которых в существенной мере определяется блоковой тектоникой фундамента. Интенсивность дислокаций и уплотненность пород возрастают при приближении к бортовым частям, где для складок характерны крутые углы, а для пород интенсивный кливаж.

Верхний структурный этаж сложен рыхлыми юрскими и меловыми отложениями, распространенными главным образом в Северо-Минусинской и Назаровской впадинах. Эти породы залегают с перерывом и угловым несогласием на породах среднего структурного этажа. Складки характеризуются очень малой амплитудой. Углы наклона крыльев, как правило, не превышают 2—5°.

В составе Минусинского межгорного прогиба выделяются Южно-Минусинская, Среднеминусинская, Северо-Минусинская и Назаровская впадины. В составе Южно-Минусинской впадины выделяются два структурных района — Таштымский и Минусинский. Первый из этих районов охватывает территорию юго-западной части Южно-Минусинской впадины. Характерной чертой для современного строения этого района является глубокий эрозионный срез структурных форм, развитых в его пределах. Локальные поднятия, развитые здесь, в основном двух типов. Антиклинали, расположенные в прибортовых частях района, отличаются сложным строением и сравнительно большими размерами. Углы падения на крыльях достигают 50—70°. В центральных частях этого района развит второй тип антиклинальных складок,

имеющих сравнительно простое строение с углами падения 10—30°. В Минусинском структурном районе развиты пологие антиклинальные складки, по своему характеру приближающиеся к типично платформенным.

Среднеминусинская впадина расположена в пределах широтно вытянутого антиклинория Батеневского кряжа и выполнена осадочными отложениями девона и карбона. Впадина имеет коробчатое асимметричное строение. Прибортовые участки, как правило, характеризуются большей интенсивностью дислокаций, чем центральные. Углы падения на южном крыле около 25—30°, а на северном несколько круче — порядка 35—40°. На западном замыкании впадины отмечается зона интенсивных дислокаций. На фоне общего прогиба в западной и восточных частях впадины выделяются две крупные мульды: Ербинская и Сыдинская, которые разделены пологой седловиной.

На площади Северо-Минусинской впадины развиты антиклинальные складки, в ядрах которых вскрыты породы эффузивного комплекса ($Д_1$—$Д_2^2$). Вдоль западного и восточного бортов Северо-Минусинской впадины выделяются участки спокойного пологого моноклинального залегания пород. По особенностям условий формирования главных черт современного строения на территории Северо-Минусинской впадины выделяются четыре следующих крупных тектонических зоны: Салбатско-Черноозерская и Джиримо-Балахтинская синклинальные зоны, Центральная и Кокоревско-Новоселовская антиклинальные зоны.

Назаровская впадина расположена в крайнем северо-западном углу Минусинского межгорного прогиба и является наименее изученной из всех впадин этого прогиба. В ее пределах выделяется ряд отдельных поднятий, обычно сложенных осадками палеозоя. Синклинальные прогибы между ними выполнены отложениями юрского и мелового возраста. Наиболее крупным структурным элементом здесь является Усть-Березовская и Кольцовская брахиантиклинальные складки, которые входят в состав так называемого Антроповского вала. Брахиантиклинали в ядрах сложены нижнекаменноугольными отложениями, а на крыльях более молодыми отложениями верхнего палеозоя. Простирание этого вала субширотное, переходящее в северо-восточное, причем нередко на крыльях они осложнены дизъюнктивными нарушениями. В пределах описываемой впадины выделяются мульды: Березовская, Кибитенская, Назаровская, Гляденьская, Кубитетская, Шарыповская, Безозерская, Марьясовская.

Перспективы нефтегазоносности территории рассматриваемого региона связывались с отложениями живетского яруса среднего девона — илеморовской и в меньшей мере с бейской свитами. Илеморовская свита сложена песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Бейская свита — преимущественно карбонатная. Нефтегазопроявления, известные в пределах Минусинского бассейна, приурочены главным образом к отложениям этих свит. Незначительные газопроявления отмечены также в красноцветной толще верхнего девона (Ново-Михайловская площадь). В процессе разведки в отложениях среднего девона получены небольшие притоки нефти и газа и в одном случае получен газовый фонтан. На Быстрянской антиклинали из скважины 1 получен газовый фонтан со свободным дебитом около 180 тыс. *м*^{3}*/сутки*. Небольшие притоки газа наблюдались на этой площади также по другим скважинам. На Алтайской антиклинали в пяти скважинах из одиннадцати пробуренных получены притоки нефти по 10—20 *л/сутки*, а из одной скважины Сользаводской антиклинали отобрано в общей сложности около 12 *т* нефти. На Западно-Тагарской антиклинали получен небольшой приток газа.

В настоящее время в качестве толщи, перспективной в нефтегазоносном отношении, выдвигаются отложения нижнего девона.

РЫБИНСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Рыбинский бассейн приурочен к впадине того же наименования (рис. 70). Впадина находится в пределах Красноярского края, непосредственно к югу от Присаянской впадины Восточно-Сибирской платформы. На северо-западе она ограничена протерозойскими образованиями Енисейского кряжа, а на юго-востоке и юге — архейскими и протерозойскими Восточного Саяна. От Присаянской впадины Рыбинский бассейн отделяется

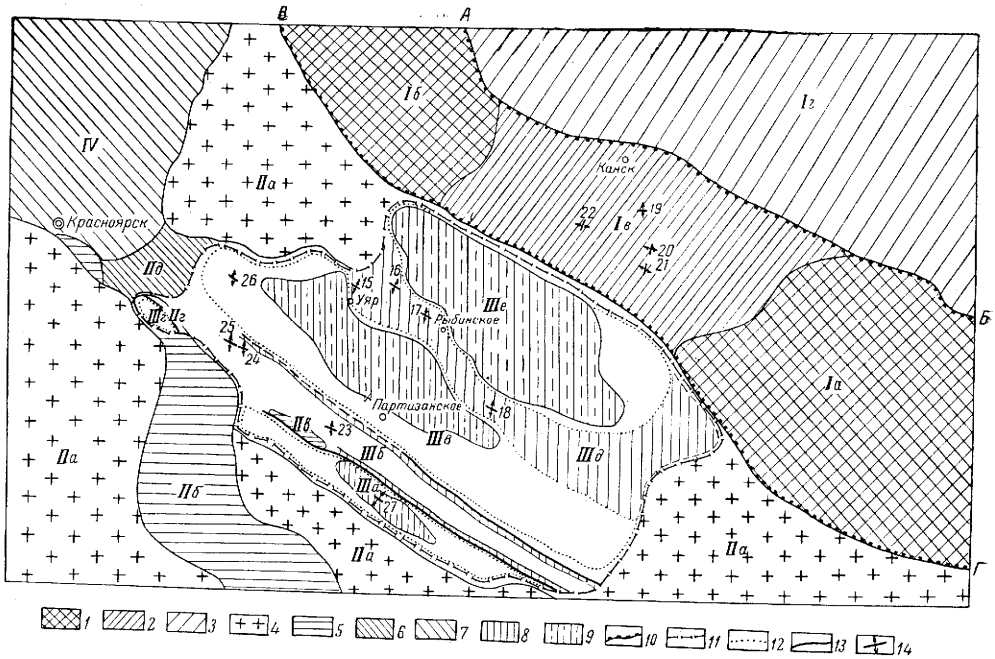


Рис. 70. Тектоническая схема Рыбинской впадины (по М. А. Жарову и Б. А. Фуксу).

1 — выступы фундамента Сибирской платформы; *2* — подземное соединение Енисейского кряжа с Восточным Саяном; *3* — Канско-Тасеевская депрессия; *4* — докембрий Салаирской складчатой области; нижний палеозой Салаирской складчатой области; *5* — *6* — Сорокинское поднятие; *7* — Чулымо-Енисейская впадина; *8* — валы; *9* — мезозойские впадины; *10* — границы платформы, *АБ* — по М. А. Жарову и Б. А. Фуксу; *ВГ* — согласно основной тектонической схеме: *11* — границы Рыбинской впадины; *12* — границы синклинальных зон; *13* — тектонические разрывы; *14* — антиклинали (на карте): *15* — Ольгинская; *16* — Татьянинская; *17* — Рыбинская; *18* — Межовская; *19* — Бражнинская; *20* — Амонашская; *21* — Хомутовская; *22* — Уринская; *23* — Карымовская; *24* — Восточнолесная; *25* — Западнолесная; *26* — Тертежская; *27* — Алдаракская, *I* — Сибирская платформа: *Iа* — выступ докембрийского фундамента платформы в северо-восточной части Восточного Саяна; *Iб* — выступ докембрийского фундамента платформы в Енисейском кряже; *Iв* — Енисейско-Саянское валообразное погребенное поднятие; *Iг* — Канско-Тасеевская депрессия; *II* — Салаирская складчатая область: *IIа* — докембрийские зоны Салаирской складчатости; *IIб* — нижнепалеозойские зоны Салаирской складчатости; *IIв* — Хайдакский выступ; *IIг* — Жирновский выступ; *IIд* — Сорокинское поднятие; *III* — Рыбинская девонская впадина: *IIIа* — Саяно-Партизанская синклинальная зона; *IIIб* — Ассафьевско-Привольнинский антиклинал; *IIIв* — Балайская синклинальная зона; *IIIг* — Маганская синклиналь; *IIIд* — Уярский вал; *IIIе* — Бородинская синклинальная зона; *IV* — Чулымо-Енисейская впадина.

погребенным Саяно-Енисеевским валом с глубиной залегания порядка 1000—1100 *м*. Фундаментом для бассейна служат архейские и, возможно, протерозойские образования. В составе осадочного чехла выделяются отложения девонской и каменноугольной систем, на которых с резким несогласием на отдельных участках бассейна лежат отложения юрской системы. Основные перспективы нефтегазоносности здесь связаны с девонскими образованиями, которые, однако, представлены сильно уплотненными разностями аргиллитов и известняков. В пределах бассейна выявлен ряд локальных поднятий. Проведенное разведочное бурение закончено с отрицательными результатами. Работы на нефть и газ в Рыбинском бассейне в настоящее время не проводятся.

КУЗНЕЦКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Кузнецкий бассейн расположен в пределах юго-восточного горного обрамления Западно-Сибирской низменности, приурочен к крупной межгорной впадине, ограниченной с востока древними горными сооружениями Кузнецкого Алатау и горной Шории (рис. 71). Впадина выполнена отложениями палеозоя, нижнего мезозоя и частично кайнозоя. По своей форме она напоминает неправильный четырехугольник, вытянутый на 330 *км* с северо-запада на юго-восток при ширине 100—110 *км*.

С юго-запада бассейн ограничивается Салаирским горным сооружением, геосинклинальный этап развития которого закончился к началу нижнего девона. Складчатый фундамент впадины представлен интенсивно дислоцированными и метаморфизованными породами каледонид. На отложениях фундамента лежит мощная толща образований, представленная карбонатными и терригенными разностями пород, сильно насыщенных диабазами, диабазовыми порфиритами и различного типа туффитами. Возраст всей этой толщи определяется от нижнего девона до визея, которые интенсивно дислоцированы и составляют второй структурный этаж. На этих образованиях несогласно залегают слабометаморфизованные карбонатные и терригенные отложения среднего и верхнего карбона, а также перми, составляющие верхний структурный этаж.

Тектоника бассейна весьма сложна. В северо-западной части бассейна развиты линейные и дугообразные, изогнутые в плане складки с более крутыми юго-восточными крыльями. В зоне, примыкающей непосредственно к Салаиру, развиты линейно вытянутые складки симметричного строения с крутыми крыльями. Эти складки бывают часто нарушены разломами. В центральной части бассейна развиты пологие складки и крупные впадины. В строении этих складок, кроме пород палеозоя, принимают участие отложения триасовой и юрской систем, последние обычно выполняют отрицательные тектонические формы. В этой зоне имеется много пологих крупных брахиантиклинального типа складок с падением крыльев 5° и больше. Здесь очень часто развиты складки коробчатой формы. В восточных частях бассейна развиты крупные антиклинали, в ядрах которых часто выходят отложения девона и нижнего карбона, отделенные друг от друга глубокими синклинальными прогибами.

Нефте- и газопроявления в бассейне многочисленны, наблюдаются на обширной территории и приурочены к различным стратиграфическим комплексам. Так, нефтепроявления и различного типа битумы отмечались в Барзасском и Крапивинском районах в девонских и нижнекаменноугольных отложениях. В связи с Воскресенской антиклиналью известны жидкие битумы с резким запахом бензина в песчаниках балаханской свиты. На Плотниковской антиклинали в процессе бурения имели место выбросы, сопровождаемые выделением светлой нефти. На юге бассейна в горных выработках часто встречаются вазелиноподобные битумы.

Газопроявления вплоть до промышленных притоков газа отмечены в глубоких разведочных скважинах на Плотниковской, Борисовской, Воскресенской, Абашевской, Барзасской и других площадях.

На Плотниковском поднятии получены притоки газа из пермских отложений с суточным дебитом до 18 тыс. $м^3$.

На Борисовском и Воскресенском поднятиях небольшие притоки газа из пермских отложений получены из ряда скважин.

Наличие мощного комплекса осадочных образований, многообразные структурные формы и широкий диапазон выявленных здесь нефтепроявлений позволяют рассчитывать на выявление нефти и газа.

В пределах Кузнецкой впадины известно до 40 относительно крупных поднятий, часть из которых перспективна на нефть и газ.

Перспективы региона связываются с двумя структурно-стратиграфическими этажами: девонско-нижнекаменноугольным и пермским (угленосным).

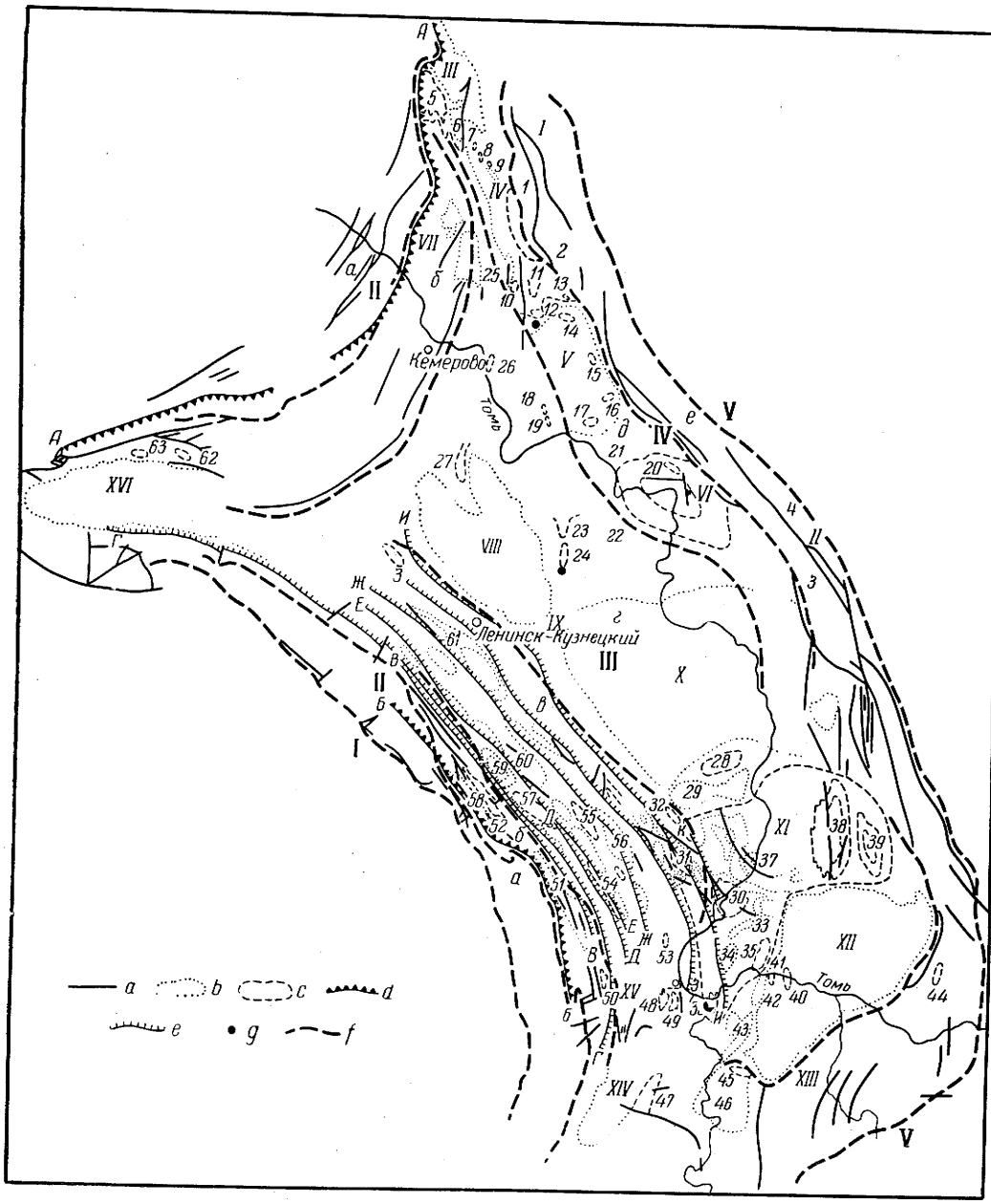


Рис. 71. Схема тектоники Кузнецкого бассейна (по В. С. Муромцеву).

а — сбросы и нарушения невыясненного характера; *b* — синклинальные складки; *с* — антиклинальные складки; *d* — надвиги; *е* — взбросы; *g* — опорные скважины; *f* — границы областей и зон. *I* — область геосинклинальной складчатости каледонского тектогенеза; *II* — область складчатости геосинклинального типа герцинского тектогенеза; *а* — зона напряженной линейной складчатости и кливажа; *б* — зона линейной складчатости; *III* — область переходной складчатости герцинско-киммерийского тектогенеза; *в* — зона кулисообразных брахискладок; *г* — зона пологих складок и крупных депрессий; *IV* — область платформенной складчатости герцинско-киммерийского тектогенеза; *д* — зона юго-восточного моноклинального залегания пород; *V* — область геосинклинальной складчатости древнекаледонского тектогенеза; надвиги: *А — А* — Томский, *Б—Б* — Тырганский; взбросы: *В—В* — Афонина-Киселевский, *Г—Г* — Киселевский, *Д—Д* — Кутоновский, *Е—Е* — Тугайский, *Ж—Ж* — Кильчигизский, *З—З* — Журинский (Соколовский); *И—И* — Виноградовский (Игачинский), *К—К* — Успенский. Структуры первого и второго порядков: *I* — Яйский горсто-грабеновый район: *1* — Яйская наклонная глыба; *2* — Туганаковский грабен; *II* — Пезасский горсто-грабеновый район: *3* — Пезасский горст, *4* — Баянзасский грабен; *III* — Анжеро-Судженская депрессия; *IV* — Барзасское поднятие. Антиклинали: *5* — Кайлынская; *6* — Владимирская, *7* — Донская, *8* — Западноневская, *9* — Восточноневская, *10* — Конюхтинская, *11* — Бердовский антиклинальный нос, *12* — Ермаковская; *V* — Заломненская депрессия. Антиклинали: *13* — Рудниковская; *14* — Кучумовская, *15* — Верхнегрязненская; *16* — Заломненско-Грязненская, *17* — Заломненская, *18* — Северо-воскресенская, *19* — Южновоскресенская; *VI* — Крапивинское поднятие: *20* — Тынгызакская антиклиналь, *21* — Змеинская моноклиналь, *22* — Мунгатская моноклиналь, *23* — Северо-Борисовский анти-

Нижний из них в первую очередь необходимо изучить и разведать в северо-восточной части региона и в отдельных точках на юге. Верхний (Пермский) структурный этаж подлежит изучению и разведке на поднятиях центральной части региона как в ее северной зоне, так и в южной.

§ 22. ГРУППА ПРИБАЙКАЛЬСКИХ БАССЕЙНОВ

К этой группе отнесены возможно нефтегазоносные бассейны, приуроченные к межгорным впадинам, имеющим сходное геологическое строение и историю геологического развития, — Тункинской, Байкальской и Баргузинской. Эти впадины в литературе широко известны под именем впадин байкальского типа. К этой же группе отнесены бассейны впадин Забайкалья, также в геологическом отношении устроенных одинаково, но с существенным отличием от впадин байкальского типа.

Впадины Тункинская, Байкальская и Баргузинская имеют северо-восточное простирание. Наиболее южной из этих впадин является Тункинская, среднее положение занимает Байкальская и крайняя северная — Баргузинская. Все эти впадины устроены по единому плану, являются крупными грабенами, в основании и бортах которых выходят древние образования архейского и верхнепротерозойского возраста, представленные гранито-гнейсами, мраморными известняками и другими типами карбонатных пород. Осадочный чехол представлен рыхлыми песчано-глинистыми образованиями, среди которых встречаются довольно богатые органическими глинистые сланцы (Тункинская впадина). Все эти отложения являются пресноводными плиоценового и миоценового возраста. В Байкальской впадине вскрыты отложения палеогенового возраста.

Еще в начале этого столетия на восточном побережье оз. Байкал были обнаружены выходы жидкой нефти и углеводородного газа. Эти выходы приурочены к рыхлым песчано-глинистым отложениям третичного возраста, а также трещинам гнейсового основания. Поиски нефтяных и газовых месторождений были сосредоточены в дельте р. Селенги, где было пробурено несколько глубоких скважин глубиной свыше 1000 *м*. Все эти скважины были заложены вне структурных условий и проблемы нефтегазоносности этого района не решили. В процессе бурения были выявлены незначительные битумопроявления и газопроявления.

В настоящее время сейсморазведкой в юго-восточной части дельты р. Селенги, в районе пос. Исток обнаружено восточное крыло антиклинальной складки, западное крыло которой предположительно намечено гравиметрией уже в районе Байкальского озера. На этой складке пробурены три глубокие скважины. Притоков нефти и газа не получено.

В Тункинской впадине были заложены две скважины — одна в центре ее, вскрывшая кристаллический фундамент на глубине порядка 1100 *м*, и вторая вблизи ее восточного борта. Эта скважина, имея забой 2100 *м*, из отложений миоцена не вышла. Дальнейшее бурение этой скважины по техническим причинам было приостановлено. В Баргузинской впадине

клинальный нос, *24* — Южноборисовская антиклиналь; *VII* — Кемеровская синклиналь: *25* — Крахалевская моноклиналь, *26* — Журавлевская антиклиналь, *27* — Плотниковская антиклиналь; *VIII* — Чусовитенская депрессия; *IX* — Бачатско-Крапивинский вал; *X* — Центральная депрессия: *28* — Нарыкская антиклиналь, *29* — Мальцевская синклиналь; *XI* — Казанковско-Терсинское поднятие: *30* — Казанковская антиклиналь, *31* — Тагарышская антиклиналь, *32* — Демьяновская антиклиналь, *33* — Антроповская синклиналь, *34* — Абашевская антиклиналь, *35* — Байдаевская синклиналь, *36* — Абагурская антиклиналь, *37* — Ерацуковская синклиналь, *38* — Западнотерсинская антиклиналь, *39* — Восточнотерсинская антиклиналь; *XII* — Подобастско-Тутуяковская депрессия: *40* — Тарбаганская антиклиналь, *41* — Боровинская антиклиналь, *42* — Воробьевская синклиналь, *43* — Осиновская синклиналь; *XIII* — юго-восточная моноклиналь: *44* — Неменгешская антиклиналь, *45* — Томь-Колтайский антиклинальный перегиб; *46* — Кондомская синклиналь; *XIV* — Чумышский залив: *47* — Кинеркинское поднятие; *XV* — Тырганская моноклиналь: *48* —Араличевская антиклиналь; *49* — Редаковская антиклиналь; *50* — Зенковская антиклиналь. (Собачий Камень), *51* — Прокопьевско-Киселевская синклиналь, *52* — Краснобродская антиклиналь, *53* — Ильинская антиклиналь, *54* — Ускатская антиклиналь, *55* — Лукьяновская антиклиналь, *56* — Терентьевская синклиналь, *57* — Карагайлыкская антиклиналь, *58* — Бачатская синклиналь, *59* — Чертинская синклиналь, *60* — Беловская синклиналь, *61* — Ленинская синклиналь; *XVI* — Инский залив: *62* — Абышевская антиклиналь, *63* — Завьяловская антиклиналь.

была пробурена одна опорная скважина, которая доведена до кристаллического фундамента, однако признаков, обнадеживающих в нефтегазоносном отношении, она не встретила, и дальнейшие работы в этой впадине были прекращены.

В западном и восточном Забайкалье находится группа незначительных по ширине межгорных впадин. Нередко эти впадины, разобщаясь перемычками, вытягиваются в единый структурный элемент на протяжении до 200 *км*. В бортах и в основании впадин залегают отложения байкальского и каледонского складчатых комплексов и выполнены они песчано-глинистыми отложениями юрской и меловой систем. В составе этих отложений развиты битуминозные горючие сланцы тургинского комплекса, стратиграфически залегающие в интервале верхняя юра — нижний мел. Из всех впадин наиболее изученной является Гусино-Озерская, расположенная в 150 *км* к юго-западу от г. Улан-Удэ, и южнее, отделенная от нее перемычкой древних образований, — Боргойская. В северо-западном борту этих впадин залегают архейские образования Хамар-Дабана, а в юго-восточном — докембрийские образования Моностойского хребта. В Боргойской впадине выявлена Степновская антиклинальная складка, имеющая размеры 7×3 *км*. При бурении структурных скважин в этой впадине в составе отложений нижнего мела обнаружены песчаники, пропитанные нефтью. Бурение поисковой скважины закончено с отрицательными результатами. В скважине, пробуренной в Гусино-Озерской впадине, вблизи угольных шахт получен небольшой приток метана с небольшим содержанием тяжелых углеводородов. Общая глубина этих впадин, по данным электроразведки, оценивается порядка 1600—2000 *м*.

Из других впадин Забайкалья наибольший интерес представляет Борзинская, расположенная, в отличие от упомянутых выше, в поле развития герцинид и выполненная толщами нижнего мела и верхней юры.

§ 23. ГРУППА МОНГОЛЬСКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ И ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Бассейны МНР приурочены к типичным межгорным впадинам. Фундаментом для них являются герцинские складчатые сооружения.

В южной части МНР между горными сооружениями Монгольского и Гобийского Алтая на юге и Хангая на севере простирается огромный межгорный прогиб, состоящий из системы впадин — Западно- (район Больших озер), Центрально- и Восточно-Гобийской. Далее к востоку в Чойбалсановском аймаке (области) располагается крупная Тамцакская впадина. К югу от Монгольского и Гобийского Алтая и до границ южных республик располагается система небольших впадин, объединенных в один Заалтайский прогиб. Южная граница этого прогиба уходит в пределы Китайской Народной Республики. В 100 *км* к югу от Улан-Батора располагается Нилгинская межгорная впадина, имеющая ширину ~80 *км* и длину свыше 150 *км*.

Все эти впадины выполняются отложениями меловой системы и кайнозоя. Отложения триаса в Монголии не известны. Осадочные отложения юрской системы на всей территории республики развиты очень незначительно и в настоящее время они встречаются почти исключительно в узких грабенообразных впадинах в зоне современных поднятий фундамента. Однако эффузивные разности пород этой системы развиты более широко и иногда образуют значительные по своим размерам покровы. Юрские образования представлены мощной толщей эффузивно-осадочных пород, в составе которых выделено три свиты: песчано-конгломератовая, углисто-сланцевая и эффузивная. По отношению меловых впадин, представляющих интерес в нефтегазоносном отношении, образования юрской системы вместе с палеозойскими образованиями создают их обрамление.

В составе отложений меловой системы выделяются три свиты: шарилинская (валанжин), цаганцабская (валанжин — баррем) и дзунбаинская (апт — альб).

Шарилинская свита имеет относительно ограниченное распространение. Выходы ее приурочены главным образом к внутренним частям впадин и краевым частям современных поднятий фундамента, осложняющих внутренние части мезозойских депрессионных зон.

Шарилинская свита залегает с резким угловым и стратиграфическим несогласием на юрских, палеозойских и докембрийских образованиях. В ее составе выделяются две регионально прослеживающиеся, не равные по мощности, толщи: нижняя — конгломератовая и верхняя — песчано-глинистая.

Мощность конгломератовой толщи варьирует в очень широких пределах, изменяясь от первых сотен метров до 1500—2000 *м*, как правило, с полным выклиниванием в сторону центральных частей современных впадин.

Верхняя (песчано-глинистая) толща имеет мощность, в несколько раз меньшую, чем нижняя конгломератовая, но выдерживается совершенно отчетливо и в целом имеет несколько более широкое распространение. Поэтому по краям участков развития шарилинской свиты верхняя толща нередко перекрывает более древние юрские палеозойские породы. Сложена верхняя толща зеленоватыми, серыми и иногда красноцветными, плохо сортированными песчаниками, глинами и алевролитами с подчиненными прослоями других пород. Ее мощность достигает 300—400 *м*.

Цаганцабская свита пользуется значительно большим распространением, чем шарилинская. Сложена свита преимущественно терригенными глинисто-песчаными породами, обогащенными туфогенным материалом и в верхней части, как правило, обладающими весьма характерной светлой (белой, зеленоватой, голубоватой, реже желтоватой и розоватой) окраской, выдерживающейся по всей территории Монголии. В нижней, а иногда и в средней части свиты преобладают темноокрашенные (до черных), большей частью глинистые породы. В подчиненном количестве встречаются также туфы, туффиты, конгломераты, карбонатные, эффузивные и другие породы.

Мощность свиты подвержена колебаниям в широких пределах — от немногих метров до 1000—1300 *м*.

Дзунбаинская свита наибольшим распространением пользуется на юге и особенно на юго-востоке Монголии, где одновременно зафиксированы и наибольшие мощности. В составе дзунбаинской свиты выделяются две широко распространенные подсвиты: нижняя — темно-серая и верхняя — зеленовато-серая, в свою очередь разделяющиеся на ряд толщ и пачек.

Разрез подсвиты начинается небольшой по мощности (50—150 *м*), но хорошо прослеживающейся пачкой, в составе которой развиты горючие сланцы, карбонатные породы, глины и песчаники.

Выше лежит мощная толща (до 500—700 *м*) песчано-глинистых пород, состоящая из переслаивающихся серых, темно-серых, зеленовато-серых, и голубовато-серых (преобладают) глин, алевролитов и песчаников с подчиненными прослоями глинистых сланцев, аргиллитов, иногда гравелитов и конгломератов и с довольно частыми, но маломощными (до 5—10 *см*) пропластками известняков, мергелей и реже доломитов.

Кончается разрез подсвиты пачкой темно-серых, иногда почти черных тонкоотмученных, часто листоватых глин с редкими маломощными прослоями песчано-алевролитовых и карбонатных пород.

Общая мощность темно-серой подсвиты меняется от немногих метров до 700—800 *м*. Наиболее типична мощность 500—600 *м*.

Зеленовато-серая подсвита состоит из нижней глинисто-песчаной и верхней угленосной.

Нижняя (глинисто-песчаная) толща состоит из чередующихся между собой песчаников — нередко грубозернистых алевролитов и глин

с большим или меньшим участием в разрезе конгломератов, гравелитов, глинистых сланцев, аргиллитов и карбонатных пород.

Верхняя (угленосная) толща на юге, юго-востоке и западе Монголии имеет очень небольшую мощность и лишь местами содержит более или менее значительные (до 1—2 *м*) пласты бурых углей.

Общая мощность зеленовато-серой подсвиты редко превышает 400—500 *м*.

Верхнемеловые отложения развиты весьма широко и подразделяются на две свиты: нижнюю сайшандинскую и верхнюю — байнширеинскую, которые в свою очередь делятся на ряд толщ и пачек.

В составе сайшандинской свиты выделяются две подсвиты: нижняя из них — нижнесайшандинская состоит из глин, песчаников, конгломератов, окрашенных обычно в бордово-красный цвет, в силу чего эта подсвита часто называется пестроцветной. Мощность ее 400—500 *м*.

Верхнесайшандинская или песчано-конгломератовая подсвита представлена светлоокрашенными грубозернистыми, реже мелко- и среднезернистыми, часто почти совершенно рыхлыми косослоистыми песчаниками и конгломератами, состоящими из лейкократовой, хорошо и среднеокатанной гальки кварц-порфиров, кварца, аплита, гранитов и других пород с подчиненными прослоями светлоокрашенных глин и алевролитов.

Мощность подсвиты колеблется от первых десятков метров до 500—600 *м*.

Байнширеинская свита состоит из переслаивающихся пестроцветных пачек мергелей, глин, песчаников, общей мощностью до 400 *м*.

Третичные отложения развиты не повсеместно и чаще всего представлены светло- или пестроокрашенными песчано-глинистыми образованиями.

Все эти отложения в той или иной мере принимают участие в строении бассейнов, выделенных в пределах территории Монгольской Народной Республики. В настоящее время в пределах этой территории можно выделить — Западно-Гобийский возможно нефтегазоносный бассейн, Восточно-Гобийский или Дзунбаинский нефтегазоносный бассейн и Тамцакско-Хайларский возможно нефтегазоносный бассейн, которые приурочены к межгорным прогибам тех же наименований. Все они друг от друга отделяются перемычками палеозойских образований и с этой точки зрения составляют замкнутые в гидрогеологическом отношении бассейны.

ЗАПАДНО-ГОБИЙСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Этот бассейн расположен в крайних западных районах Монголии и соответствует крупной тектонической депрессии, часто называемой котловиной Больших озер, которая в восточном направлении контактирует с Среднегобийской межгорной впадиной. В длину этот бассейн вытянут больше чем на 500 *км* и обычно имеет в ширину 100 *км*, достигая в наиболее расширенной части 250 *км*. Бассейн имеет сложное геологическое строение, в составе которого выделяется группа внутренних поднятий и прогибов по размерам подчиненного значения.

Поднятия и прогибы бассейна имеют линейный характер, являются продольными, т. е. ориентированы в направлении общего удлинения всего прогиба; выполнен он мезозойскими и в значительной мере кайнозойскими образованиями. В нефтегазоносном отношении бассейн изучен слабо.

ВОСТОЧНО-ГОБИЙСКИЙ (ДЗУНБАИНСКИЙ) НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн приурочен к Восточно-Гобийской депрессии, являющейся типично межгорной впадиной субширотного простирания. Ее протяженность составляет 600—700 *км*, наибольшая ширина равна 250 *км*. На северо-западе эта депрессия ограничена Чойренским и на юго-востоке Тотошань-

Нукутдабанским поднятиями. На юго-западе она узкими протоками соединяется с Южно-Гобийской депрессией, а на северо-востоке замыкается Даригангским поперечным поднятием, которое отделяет ее от расположенного к северо-востоку Тамцакского бассейна.

Заполняющий Восточно-Гобийскую депрессию мезо-кайнозойский комплекс, залегающий на герцинском складчатом основании, характеризуется наибольшей для МНР полнотой стратиграфического разреза и наибольшей мощностью. В его состав здесь входят юра общей мощностью более 3000 *м*, представленная терригенными осадочными породами, а также кислыми, средними и основными эффузивами, нижний мел мощностью до 5000 *м* и верхний мел мощностью до 1500 *м*, представленные терригенными осадочными породами, а также кислыми, средними и основными эффузивами и, наконец, значительной мощности толща третичных осадочных отложений.

В тектоническом отношении Восточно-Гобийский бассейн устроен весьма сложно. В составе его выделяется группа довольно крупных впадин и разделяющих их поднятий, обычно связанных с выступами кристаллического фундамента. Эти структурные единицы параллельны между собой и вытянуты в направлении общего удлинения Восточно-Гобийской депрессии. В пределах рассматриваемого региона как положительных, так и отрицательных структурных элементов Восточно-Гобийской депрессии выделена значительная группа антиклинальных структур, чаще всего незначительных размеров, порядка 8—10 *км* в длину и 2—5 *км* в ширину. В пределах Восточно-Гобийского нефтегазоносного бассейна открыто Дзунбаинское нефтяное месторождение и в самое последнее время месторождение Цаган-Эльс. Разведочные работы проводились на ряде площадей — Ухинской, Байн-Монгольской, Хамарин-Уральской и других, однако положительные результаты получены на двух указанных площадях.

Дзунбаинское нефтяное месторождение представляет собою брахиантиклиналь северо-восточного простирания. На северо-востоке эта складка сжата, на юго-западе значительно расширена. Длина ее по длинной оси 10 *км*, по короткой оси 4 *км*. Структура асимметрична с узким сводом и разбита многочисленными мелкими и крупными сбросами. В своде складки обнажаются породы темно-серой и зеленовато-серой подсвит дзунбаинской свиты, крылья сложены породами сайншандинской свиты верхнего мела. Амплитуда поднятия Дзунбаинской складки составляет 200—300 *м*.

Дзунбаинское месторождение многопластовое. Всего насчитывается свыше 30 пластов, содержащих нефть, мощностью от 1 до 12 *м*. Месторождение в существенной мере разрушено. Головы пластов верхней части нефтеносного горизонта выведены на поверхность, причем нефть полностью дегазирована и очень сильно окислена.

Кроме Дзунбаинского месторождения, промышленные притоки нефти получены в разведочных скважинах при разбуривании антиклинальной складки Цаган-Эльс, расположенной в 25 *км* к югу-западу от Дзунбаинского нефтяного месторождения. Эта структура представляет собой складку брахиантиклинального типа с более крутым северо-западным и пологим юго-восточными крыльями. Длина складки 9,5 *км* и ширина 4 *км*. Складка разбита рядом дизъюнктивных нарушений. Цаган-Эльская структура от расположенной от нее к северо-востоку Дзунбаинской отделена сравнительно неглубоким прогибом. Структура эта в стратиграфическом отношении по отношению к Дзунбаинской занимает более низкое положение, в силу чего продуктивные отложения здесь встречены на большой глубине, порядка 1200—1300 *м*. При испытании разведочных скважин были получены притоки сильно парафинистой нефти — порядка 0,3—5 *т/сутки*. Продуктивные пласты приурочены к цаган-цабской и низам дзунбаинской свит.

Непромышленные притоки нефти получены из разведочных скважин, пробуренных на Ухинской брахиантиклинальной складке северо-восточного простирания. Длина этой складки 6,5 *км* и ширина 3 *км*. Складка асимметричная, северо-восточное крыло ее более крутое и юго-западное более

пологое. В цаган-цабских отложениях выявлено до 20 пластов песчаников, пористых, сильно загустевших и пропитанных нефтью. В ряде скважин были получены притоки жидкой нефти с дебитом от 50 до 200 *кг/сутки*. Однако залежи не имеют промышленного значения. Признаки нефти в виде непромышленных притоков были встречены в аналогичных условиях на Хамарин-Хуральской площади и в ряде других. Нефтегазоносные и перспективные в нефтегазоносном отношении отложения в пределах Восточно-Гобийского нефтегазоносного бассейна являются отложения нижнего мела — цаган-цабской и дзунбаинской свит. Именно с этими отложениями связаны промышленные, непромышленные притоки нефти, а также все известные в настоящее время поверхностные нефтегазопроявления в пределах территории МНР.

ТАМЦАКСКО-ХАЙЛАРСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Этот бассейн занимает обширную озерную котловину с озерами Далай-Нур и Буир-Нур, тянущуюся от р. Аргуни на широте 50° в юго-западном направлении до вулканического плато Дериганга. Эта озерная котловина третично-четвертичного времени представляет собой почти идеальную равнину, осложненную изредка встречающимися холмиками и вытянутыми грядами.

Тамцакско-Хайларский бассейн приурочен к крупной межгорной впадине, юго-западная часть которой находится в пределах Монгольской Народной Республики, а северо-восточная часть — в пределах Китайской Народной Республики.

Часть депрессии, расположенная в Монгольской Народной Республике, обычно именуется Тамцакской впадиной, а расположенная в Китае — Хайларской. Тамцакско-Хайларская впадина имеет форму неправильного овала, вытянутого в северо-восточном направлении на 500—550 *км* при наибольшей ширине 150—170 *км*.

На северо-западе впадина ограничена Чойренским поднятием, на востоке — поднятием хр. Б. Хинган, на юге — поднятием хр. Нукут-Дабан, охватывающим западные отроги Б. Хингана, протягивающиеся вдоль юго-восточной границы Монголии с Китаем. Впадина изучена очень слабо.

С поверхности она покрыта сплошным чехлом полого залегающих третичных отложений, совершенно маскирующих ее глубинное строение. Однако по некоторым косвенным данным, а также геофизическим исследованиям можно предполагать, что на глубине здесь будет встречен полный разрез меловых осадков.

По данным гравимагнитных и электрометрических исследований в пределах МНР в этой впадине выделяются три крупных тектонических элемента. В центре ее протягивается Восточно-Тамцакское погребенное поднятие, соответствующее гравитационному максимуму и поднятию опорного электрического горизонта бесконечно высоких сопротивлений. Поднятие это прослеживается на расстоянии 80 *км* и имеет амплитуду воздымания 1500—2000 *м*. В своде его мощность горизонта низких сопротивлений, по-видимому, нижнего мела сильно уменьшается, мощность же верхнего мела увеличивается. Свод этого поднятия осложнен рядом структур низшего порядка, представляющих, несомненно, локальные брахиантиклинали, разделенные поперечными синклинальными прогибами. Наиболее отчетливо среди этих структур выделяются две крупные брахиантиклинали, совпадающие с локальными максимумами силы тяжести.

Севернее и юго-восточнее Восточно-Тамцакского погребенного поднятия отчетливо вырисовываются два глубоких (по-видимому, глубиной 2500—3000 *м*) прогиба, выполненных мощными толщами нижнемеловых осадков. Северный прогиб относительно спокойный и в его пределах не отмечено крупных магнитных и гравитационных аномалий. Южный прогиб более крутой и глубокий, и на его фоне вырисовывается ряд резких магнит-

ных аномалий, связанных, несомненно, как и в других впадинах МНР с излияниями эффузивных пород.

В бассейне в пределах МНР из отложений дзунбаинской свиты получены непромышленные притоки нефти. В небольших скважинах, пробуренных в районе оз. Далай-Нур в 30-х—40-х годах текущего столетия, были получены незначительные притоки густой нефти из базальных конгломератов и песчаников мезозоя. Кроме того, в песчаниках третичного возраста и трещинах базальта были обнаружены полужидкие битумы. Основными отложениями, перспективными в нефтегазоносном отношении, здесь являются отложения нижнего мела.

§ 24. ГРУППА ПРИАМУРСКИХ БАССЕЙНОВ

В состав этой группы включены бассейны, приуроченные к межгорным впадинам обширной территории бассейна р. Амур в среднем и нижнем ее течении, а также его правых притоков — рек Уссури и Сунгари. Размер впадин различный. Большинство из них сравнительно небольшие по площади. Наиболее крупными являются Зея-Буреинская и Среднеамурская (Трехречье) и бассейн Сунляо. Для всех впадин, с которыми связываются перспективы нефтегазоносности, является характерным развитие преимущественно мезозойских образований, в особенности во впадинах, расположенных к западу от устья р. Уссури, и мезо-кайнозойских образований — в Среднеамурской впадине, а также во впадинах, расположенных в Приморском крае. Межгорные впадины этой обширной территории расположены на гетерогенном основании, возраст которого охватывает огромный интервал геологического времени — от нижнего палеозоя до нижнего мела включительно.

В пределах рассматриваемой территории выделяются впадины Зея-Буреинская и Ушумунская, которая наибольшим пережимом выступов фундамента отделяется от Верхнеамурского прогиба, расположенного к северу от нее, и севернее последнего располагается Верхнезейская. К востоку от перечисленных выше групп впадин выделяются Предхинганский прогиб, который некоторыми исследователями объединяется с Зея-Буреинской впадиной, Буреинский, Бира-Урмийский прогибы, Среднеамурская (Трехречье), Удыльская, Усть-Амгуньская, Эворон-Чукчагирская, Тыльско-Торомская, Удская впадины.

К югу от Хабаровска располагаются Имано-Бикинская, Даубихинская и Суйфунская впадины.

Наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляет Зея-Буреинская впадина и впадина Трехречье, причем в геологическом отношении первая из них изучена значительно лучше.

Складчатый фундамент и горное обрамление впадин Зейского Приамурья сложены комплексом докембрийских кристаллических образований (различные гнейсы, кристаллические сланцы, реже кварциты и мраморы), а также палеозойскими метаморфизованными осадочными породами (кварцитовидные песчаники, филлиты, мраморы) и интрузивами кислого и основного состава (граниты, диабазы, порфириты).

В строении складчатого основания Среднеамурской впадины принимают участие не только образования докембрия и палеозоя, но и триасовые, юрские и нижнемеловые, интенсивно метаморфизованные, терригенные и кремнисто-глинистые породы.

ЗЕЯ-БУРЕИНСКИЙ БАССЕЙН

Зея-Буреинский бассейн является одним из крупнейших Дальнего Востока. Бассейн обрамляется на юге и юго-западе хребтом М. Хинган, на востоке — хребтом Турана (Буреинский массив), на севере — Селенджинским хребтом, на западе и северо-западе Мамынским выступом.

Первые данные о глубинном строении Зея-Буреинского бассейна, полученные проведенными в 1954—1957 гг. трестом Востсибнефтегеофизика аэромагнитными, гравиметрическими и электроразведочными работами, позволили В. Г. Васильеву, В. Т. Веберу и М. М. Мандельбауму сделать вывод о наличии в пределах бассейна погребенных прогибов, выполненных нижнемеловыми отложениями и разделенных участками значительного поднятия

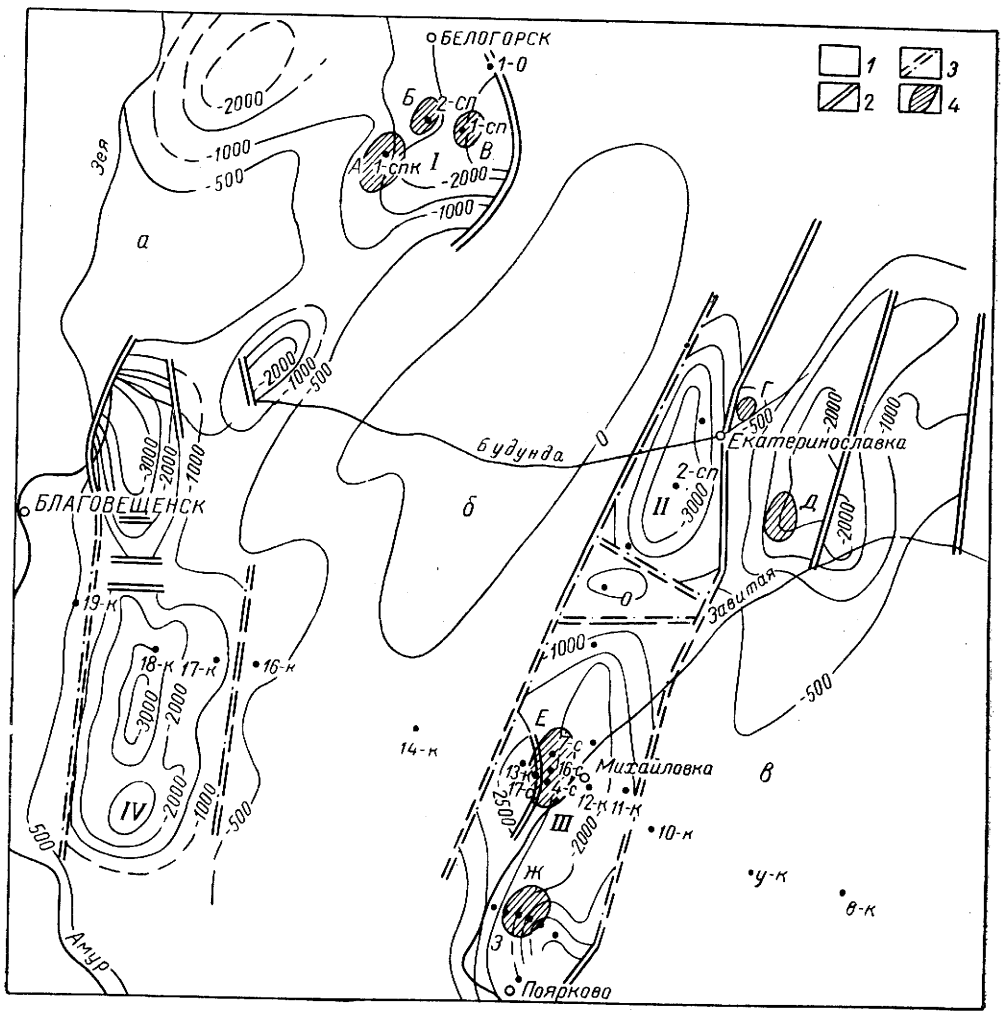


Рис. 72. Структурно-тектоническая схема Зея-Буреинского междуречья (сост. А. П. Железнова).

1 — изогипсы по кристаллическому фундаменту; тектонические нарушения: *2* — по материалам сейсмических работ; *3* — предполагаемые; *4* — локальные положительные структуры (*А* — Некрасовская, *Б* — Белоцерковская, *В* — Итикутская, *Г* — Борисовская, *Д* — Ново-Михайловская, *Е* — Радостная, *Ж* — Дубовская). Прогибы: *I* — Белогорско-Комиссаровский, *II* — Екатеринославско-Романовский; *III* — Михайловско-Поярковский; *IV* — Лермонтовско-Дмитриевский. Поднятия: *а* — Николаевское, *б* — Поздеевское, *в* — Воскресеновское.

фундамента. Этот вывод впоследствии подтвердился результатами глубокого и колонкового бурения.

В геологическом строении Зея-Буреинского бассейна принимают участие породы кристаллического фундамента и комплекс мезо-кайнозойских терригенных и эффузивных осадочных образований. Породы кристаллического фундамента, вскрытые в Белогорском прогибе (рис. 72) на глубине 1782—2650 *м*, представлены гранитами, гранито-гнейсами и реже сиенитами.

Мезозойские отложения широко распространены в пределах впадины и имеют максимальную мощность в наиболее погруженных зонах фундамента (Лермонтовский, Белогорский и др.).

Юрские и меловые отложения в пределах впадины подразделяются по литологическим признакам снизу вверх на пять свит: екатеринославскую, томскую, поярковскую, завитинскую и цагаянскую.

Екатеринославская свита (верхняя юра — нижний мел) слагает наиболее погруженные зоны фундамента бассейна и представлена переслаиванием светло-серых туфов и туффитов с песчаниками и туфопесчаниками, алевролитами, реже аргиллитами. Мощность свиты более 600 *м*.

Томская свита (валанжин — готерив) сложена эффузивно-осадочным комплексом пород. В наиболее погруженных частях бассейна разрез представлен переслаиванием песчаников, туфопесчаников, алевролитов и аргиллитов с эффузивными породами и их туфами. В прибортовых частях и в зонах размыва свита сложена в основном эффузивными породами, кварцевыми порфирами. Мощность свиты до 1000 *м*.

Поярковская свита (баррем — апт) в нижней части представлена аргиллитами, а также песчаниками и туфопесчаниками серыми и светло-серыми, кварцевыми, мощностью 350 *м*, и в верхней части — чередованием песчаников серых и светло-серых, кварцево-полевошпатовых с аргиллитами и алевролитами, мощностью 260 *м*.

Отложения завитинской свиты (альб — сеноман) залегают несогласно на породах поярковской свиты и с размывом на всех более древних породах. Разрез представлен в нижней части песчаниками серыми, кварцевыми, разнозернистыми и в верхней части — глинами зеленовато-серыми и буровато-коричневыми, плотными. Мощность свиты до 400 *м*.

Цагаянская свита (дат — маастрихт) с размывом и угловым несогласием залегает на всех более древних породах. В основании свиты залегает горизонт конгломератов, гравелитов и грубозернистых песков. Вверх по разрезу они переходят в глины зеленовато-серые, плотные и еще выше в регионально прослеживающуюся пачку аргиллитоподобных глин с прослоем в средней части песчаников. В верхней части свиты залегает пачка рыхлых, грубообломочных пород, переходящая в алевролиты и зеленые глины. Разрез заканчивается грубозернистыми песками и гравелитами, постепенно сменяющихся алевролитами и углистыми глинами. Мощность свиты до 450 *м*.

Отложения кайнозоя представлены свитой водораздельных песков (неоген), сложенной внизу переслаиванием глин с кварцевыми песками и вверху песками. Мощность свиты до 250 *м*.

В тектоническом отношении Зея-Буреинский бассейн представляет собой крупную межгорную впадину, осложненную рядом погребенных грабенообразных прогибов субмеридионального простирания. К числу таких прогибов относятся: Белогорско-Комиссаровский, Лермонтовско-Дмитриевский, Екатеринославско-Романовский и Михайловско-Поярковский. Прогибы разделяются горстообразными выступами — Николаевским, Поздеевским и Воскресеновским поднятиями.

Белогорско-Комиссаровский прогиб располагается в северо-западной части борта Зея-Буреинской впадины. Размеры прогиба, согласно данным сейсморазведочных работ, в меридиональном направлении 50 *км*, в широтном — 60 *км*.

Восточный борт прогиба осложнен разломом северо-восточного простирания, вблизи которого была пробурена опорная скважина.

Прогиб осложнен локальными поднятиями: Итикутским, Белоцерковским и Некрасовским, представляющими собой небольшие брахиантиклинальные складки северо-восточного, почти меридионального простирания.

Полученные материалы глубокого бурения указывают, что центральная часть прогиба и участки наибольшего погружения фундамента сложены терригенными породами екатеринославской свиты верхнеюрского + нижнемелового возраста (Итикут), тогда как к прибортовым частям и

в приподнятых участках фундамента эта часть разреза выклинивается или совсем отсутствует (Белоцерковка).

Региональный подъем слоев от Итикута к Белоцерковке по фундаменту достигает 850 *м*. В песчано-глинистой толще завитинской и поярковской свит указанных поднятий выявлены высокопроницаемые коллекторы и непроницаемые покрышки. В процессе бурения Некрасовской колонковой скважины с глубины 620—640 *м* отмечалось разгазирование глинистого раствора. Анализ газа показал наличие тяжелых углеводородов до 25%. Все эти данные свидетельствуют о перспективности в нефтегазоносном отношении Белогорско-Комиссаровского прогиба.

В 60—70 *км* юго-восточнее Белогорско-Комиссаровского прогиба расположен Екатеринославско-Романовский прогиб северо-восточного простирания размером 75 × 40 *км*. Прогиб выполнен мощной толщей мезозойских отложений, в нижней части которых залегает екатеринославская свита мощностью более 600 *м*. Прогиб осложнен рядом разломов в основном субмеридионального простирания. В центральной части прогиба выявлены Ново-Михайловская и Борисовская антиклинальные складки, на которых проводится глубокое бурение.

Михайловско-Поярковский прогиб расположен в южной части Зея-Буреинского бассейна и имеет субмеридиональное направление. Размеры прогиба по длинной оси 60 *км*, по короткой 20—40 *км*. Западный борт прогиба осложнен региональным разломом субмеридионального простирания. В пределах прогиба колонковым бурением была выявлена антиклинальная складка Радостная, сложенная мощной песчано-глинистой толщей завитинской и поярковской свит. Западное крыло структуры осложнено сбросом. Высокие коллекторские свойства песчано-глинистой толщи дают возможность предположить в ней наличие нефти и газа. Причем сбросовое нарушение может служить экраном.

В юго-западной части Зея-Буреинского бассейна выделяется Лермонтовско-Дмитриевский прогиб, который, по данным геофизических исследований, вытянут в меридиональном направлении и ограничен на западе и востоке разломами северо-восточного направления. Размеры прогиба 25 × 80 *км*. Глубина залегания фундамента, по данным КМПВ, 2700—3200 *м*. Этот прогиб представляет большой интерес с точки зрения нефтегазоносности, так как он расположен в непосредственной близости от нефтеносной провинции Сунляо.

Основные перспективы нефтегазоносности Зея-Буреинского бассейна связываются с нижне- и верхнемеловыми отложениями завитинской свиты и с нижнемеловыми отложениями поярковской свиты, которые промышленно нефтегазоносны на соседних территориях Китайской Народной Республики и Монгольской Народной Республики.

СРЕДНЕАМУРСКИЙ (ТРЕХРЕЧЬЕ) ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Этот бассейн приурочен к впадине того же названия, который располагается в бассейне среднего течения р. Амура; она имеет длину более 400 *км* и ширину до 150 *км*. Юго-западная часть этого бассейна расположена в пределах КНР, а северо-восточная — в пределах территории Советского Союза.

Этот бассейн на северо-западе ограничивается горными сооружениями — Буреинским и Баджальским, сложенными палеозойскими образованиями, и на юго-востоке — горным сооружением Сихотэ-Алинь, сложенным отложениями мезозоя. На северо-востоке граница проводится условно в районе г. Комсомольска, т. е. в районе выходов фундамента этой впадины, представленного здесь образованиями нижнего мела. В составе фундамента этого бассейна принимают участие, видимо, палеозойские, главным образом, нижнемеловые образования, прошедшие через стадию геосинклинальной

консолидации. В составе отложений чехла выделяются образования верхнего мела и палеоген-неогена. Верхнемеловые образования состоят из алевролитов с прослоями песчаников и аргиллитов. Полная мощность их не установлена. В отдельных районах впадины она достигает 600—700 *м*. Палеоген-неогеновые образования выделены в чернореченскую свиту, состоящую из трех подсвит — нижней, средней и верхней. Нижняя подсвита мощностью до 1300 *м* представлена песками, галечниками, глинами с прослоями буровых углей. Средняя подсвита состоит из глин, песчаников с прослоями бурых углей. Мощность ее около 200 *м*. В верхней подсвите мощностью до 200 *м* преобладают глины и пески. В Среднеамурском бассейне широко развиты четвертичные озерно-аллювиальные образования, состоящие из песков и глин общей мощностью до 200 *м*.

В тектоническом отношении эта впадина изучена недостаточно. В результате геофизических исследований, проведенных в этом районе, намечается ряд антиклинальных поднятий, представляющих интерес для постановки поисковых работ на нефть и газ. Перспективы нефтегазоносности в этом бассейне связываются с отложениями верхнего мела, а также третичными образованиями, в которых при бурении структурных скважин были обнаружены признаки нефтегазоносности в форме полужидких битумов.

УШУМУНСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн расположен на участке левобережья р. Амура. На севере и востоке бассейн ограничен хр. Тукурингра, на юге — хр. Малый Хинган, на западе — Гонхикским поднятием. От Зея-Буреинской впадины на юго-востоке он отделен палеозойским складчатым массивом, перекрытым маломощным чехлом третичных отложений. Впадина вытянута в меридиональном направлении. Длина ее 225 *км*, ширина 80 *км*, площадь около 18 тыс. *км*^{2}.

В составе осадочного чехла этой впадины принимают участие нормальные осадочные образования юрской и меловой систем, подразделенных на две свиты — зейскую и аякскую.

Зейская свита относится к верхней юре и представлена песчаниками серыми, среднезернистыми, полимиктовыми, с прослоями мелкогалечных конгломератов, в основании свиты — валунные конгломераты с галькой гранитоидов, кристаллических пород и эффузивов. Мощность ее 2500—3500 *м*. Аякская свита по возрасту относится к верхней юре — нижнему мелу и представлена песчаниками серыми, от мелко- до крупнозернистых, полимиктовыми и кварцевыми с прослойками глинистых сланцев и алевролитов, мощностью 1700—2300 *м*.

ВЕРХНЕЗЕЙСКИЙ И УДСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ

Эти бассейны приурочены к сравнительно небольшим по размерам впадинам, выполненным мезозойскими образованиями, расположенными одна в бассейне верхнего течения р. Зеи и вторая в нижнем течении р. Уды. В Верхнезейском бассейне развиты пресноводно-континентальные образования, состоящие из двух свит: конгломератовой мощностью 550 *м* и песчано-сланцевой с маломощными прослоями пластов углей до 250 *м*. На бортовых частях этой впадины развиты отложения древнего палеозоя. В Удском нефтегазоносном бассейне развиты верхневолжские пресноводные отложения мощностью свыше 300 *м*, представленные туфогенными песчаниками, алевролитами и местами туфогенными конгломератами. Более древние отложения мезозоя здесь не изучены. В основании и бортах этой впадины залегают отложения среднего и древнего палеозоя. Оба эти бассейна выделены предположительно по наличию развития среди них молодых мезозойских образований, нефтегазоносность которых в других впадинах предполагается по результатам поисковых работ и научных исследований.

БУРЕИНСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн прослеживается от р. Тырмы на северо-северо-восток до истоков р. Умальты. С востока он ограничен Буреинским хребтом, на западе хр. Турана. В бассейне р. Сутырь выступ фундамента разделяет прогиб на Буреинский бассейн и Тырминскую котловину.

Прогиб выполнен морскими осадками верхнего триаса, юры, пресноводно-наземными отложениями нижнего мела, эффузивными образованиями нижне- и верхнемелового возраста и рыхлыми отложениями верхнего мела. Фундаментом являются палеозойские интрузивные образования. По окраинам прогиба развиты эффузивные образования мелового возраста.

Рыхлые верхнемеловые отложения (цагаян), представленные песками, галечниками, глинами, выполняют центральную часть Буреинского бассейна, мощностью около 200 *м*.

ИМАНО-БИКИНСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн расположен в Приморском крае, в бассейне верховьев рек Иман и Бикин. Геологическое строение бассейна изучено крайне слабо. Известно, что в его строении принимают участие морские, юрские и нижнемеловые отложения, сравнительно слабо дислоцированные. Основные перспективы нефтегазоносности связываются с отложениями юры и нижнего мела.

ДАУБИХИНСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн приурочен к прогибу того же наименования, расположенному в пределах Приморского края и отчетливо прослеживается от залива Петра Великого на северо-восток вдоль долины р. Даубихе и далее в том же направлении за долину Имана.

Складчатые движения в прогибе относятся, очевидно, к поленорийскому и среднеюрскому времени. К среднеюрскому времени относится и замыкание прогиба, хотя в северной части, возможно, он существовал и позднее. Перспективы нефтегазоносности в этом районе предположительно связываются с отложениями триаса, юры и мела.

СУЙФУНСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Этот бассейн расположен в юго-западной части Приморского края. В геологическом отношении представляет собой небольшую по размерам впадину, выполненную отложениями меловой системы. Глубина впадины порядка 2000 *м*. Основанием этой впадины предположительно считаются отложения палеозоя. Перспективы нефтегазоносности связываются с отложениями меловой системы. Впадина рассматривается как остаток некогда более крупного по размерам бассейна седиментации, поэтому считается, что в ее пределах могут быть обнаружены залежи нефти и газа.

Как указывалось выше, Предхинганский прогиб незначителен по размерам и отделенный небольшим погребенным выступом кристаллического фундамента от Зея-Буреинского многими исследователями объединяется в единый Зея-Буреинский прогиб. В этом объеме этот прогиб и показан на сводной карте нефтегазоносных бассейнов. Впадины Тыльско-Торомская, Эворон-Чукчагирская, Усть-Амгуньская, Удская, Бира-Урмийская в геологическом отношении изучены крайне недостаточно и поэтому оценка их в нефтегазоносном отношении весьма затруднительна. Некоторые впадины, как, например, Тыльско-Торомская, Эворон-Чукчагирская, Усть-Амгуньская, Бира-Урмийская, в свете имеющихся представлений вырисовываются как малоперспективные в нефтегазоносном отношении.

БАССЕЙН СУНЛЯО

Сунляоский нефтегазоносный бассейн расположен в пределах обширной равнинной области в бассейнах рек Сунгари и Ляохэ на крайнем северо-востоке Китайской Народной Республики. Бассейн приурочен к крупной параплатформенной впадине типа синеклизы, обрамленной среднегорными глыбово-складчатыми областями с абсолютными высотными отметками 0,5—1,5 *км*. Длина бассейна составляет 700 *км*, ширина 250 *км*, площадь 170 тыс. *км*^{2} (рис. 73, 73а). В строении обрамлений бассейна принимают участие герцинские складчатые сооружения, значительно переработанные в результате яньшаньской складчатости. На западе в Большом Хингане мезозойские движения сопровождались интенсивными вулканическими излияниями. На севере, особенно в районе Малого Хингана, широкое развитие имеют гранитные интрузии. На отдельных участках — на юге и северо-востоке — в областях обрамлений бассейна выделяются более древние тектонические элементы — массивы, представленные выступами докембрийской кристаллической серии. Следует подчеркнуть, что многие китайские авторы рассматривают Сунляоскую впадину и ее обрамления, особенно восточное, как составную часть докембрийской Китайской платформы.

На юге Сунляоский бассейн отделяется от Нижнеляохэйского прогиба, вероятно, принадлежащего Северо-Китайскому бассейну, низкой холмистой перемычкой, сложенной палеозоем и докембрием, на севере, за горной областью Малого Хингана, в СССР расположен перспективный Зея-Буреинский бассейн.

Фундамент бассейна Сунляо представлен досинийскими образованиями; поверхность его отличается сильно расчлененным рельефом. По-видимому, фундамент разбит на ряд ограниченных разрывами блоков, отраженных в осадочном покрове в виде платформенных прогибов и поднятий, имеющих плоские ядра и относительно крутые крылья. Амплитуда этих структурных элементов по поверхности фундамента достигает нескольких тысяч метров, ширина — 50—100 *км*, длина — 200—400 *км*. Глубина залегания фундамента колеблется от 1—2 *км* в сводовых частях валов до 5—7 *км* в приосевых частях наиболее глубоких прогибов.

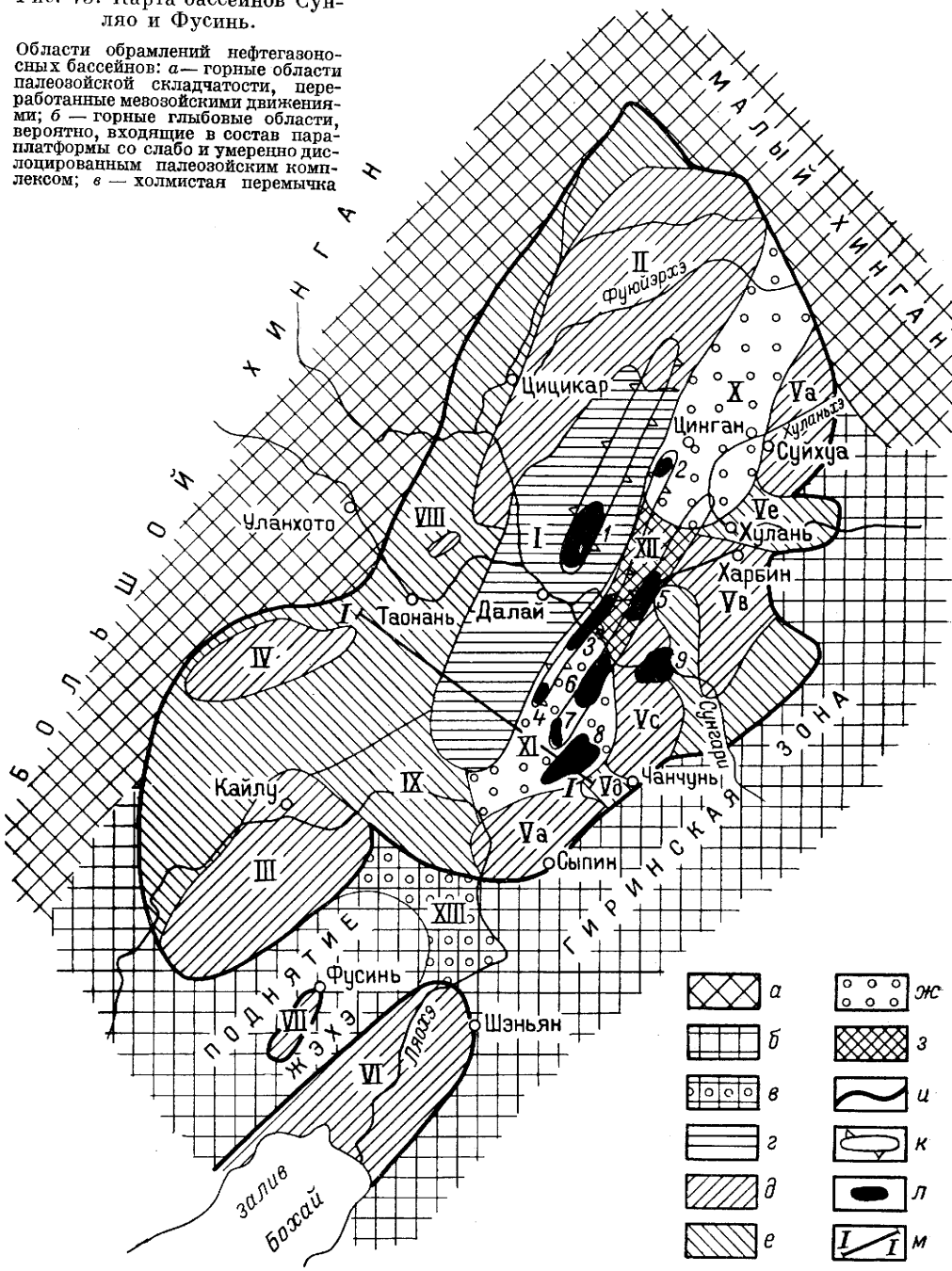
Характерной особенностью Сунляоского бассейна является повсеместная слабая степень дислоцированности мезо-кайнозойского осадочного покрова, несмотря на его значительную мощность. Локальные поднятия отличаются весьма пологим поперечным профилем с углами наклона слоев на крыльях не более нескольких градусов (обычно 2—5°). Они имеют форму брахиантиклиналей, реже куполов длиной от нескольких десятков до 100 *км*, шириной свыше 10 *км*. Простирание бассейна в целом и большинстве составляющих его структурных форм ССВ—ЮЮЗ.

Основная часть Сунляоского бассейна имеет трехчленное строение: на западе и востоке выделяются зоны крупных прогибов (Далай, Кайлу на западе, Харбинско-Чанчуньская цепь прогибов на востоке), разделенные между собой системой крупных антиклинальных валов (Цинган, Яндачинцзы), опущенных в своей центральной части, в пределах так называемой Чжаочуйской седловины.

Наиболее прогнутой является западная часть Сунляоского бассейна, соответствующая крупному Далайскому прогибу. Последний имеет корытовидный поперечный профиль с широким днищем шириной 40—50 *км* и довольно крутыми узкими крыльями. По геофизическим данным мощность осадочного комплекса в центре прогиба достигает 7 *км*, из них около 4 *км* приходится на меловые и третичные отложения. Центральная часть Далайского прогиба на севере осложнена обширной (до 20 *км* в поперечнике) антиклинальной зоной, высотой по меловым отложениям в несколько сотен метров.

В пределах поднятого северного центриклинального замыкания Далайского прогиба — Фуюйэрхинской области — выделяется ряд линейных

Рис. 73. Карта бассейнов Сунляо и Фусинь.



между Сунляоским и Северо-Китайским бассейнами, сложенная палеозойскими отложениями.

Нефтегазоносные бассейны: *г* — глубоко опущенные прогибы с осадочным покровом мощностью 5—7 *км*; *д* — краевые части глубоких прогибов и неглубокие прогибы с осадочным покровом мощностью 1—3 *км*, местами несколько более; *е* — области неглубокого залегания фундамента с осадочным покровом мощностью 0,5—1 *км* (выступы на периклинальных погружениях горных поднятий, краевые структурные террасы и седловинные перемычки между впадинами); *ж* — крупные антиклинальные валы с глубиной залегания фундамента в своде до 2 *км*; *з* — глубоко опущенные седловины между крупными антиклинальными валами с фундаментом на глубине до 5—7 *км*; *и* — границы нефтегазоносных бассейнов; *к* — контуры антиклинальных зон нефтегазопроявления; *л* — нефтяные месторождения и поднятия, давшие притоки нефти; *м* — линия геологического профильного разреза.

Тектонические области: *I* — Далайский прогиб; *II* — Фуюйэрхинская центриклинальная область; *III* — прогиб Кайлу; *IV* — Хорэнгольский прогиб; *V* — Харбинско-Чанчуньская цепь прогибов; *Va* — прогиб Суйхуа, *Vb* — Харбинский прогиб, *Vc* — Итунский прогиб, *Vd* — Сыпинский прогиб, *Ve* — Хуланьская перемычка, *Vf* — перемычка Лалинхэ, *Vg* — Чанчуньская перемычка; *VI* — Нижнеляохэйский грабен; *VII* — Фусиньский прогиб; *VIII* — Таонаньская краевая структурная терраса; *IX* — Синайлинская перемычка; *X* — Цинганский вал; *XI* — Яндачинзинский вал; *XII* — Чжаочуйская седловина; *XIII* — Телинская перемычка. Нефтяные месторождения и поднятия с притоками и признаками нефти: *1* — Датунчжен; *2* — Женьминчжен; *3* — Фуюй; *4* — Хуацзидин; *5* — Чанчунлин; *6* — Дынлуку; *7* — Диоюйтай; *8* — Гунчжулин; *9* — Циньшанькоу.

антиклинальных и синклинальных зон с глубиной залегания фундамента до 3 *км*.

Прибортовая западная часть впадины Сунляо представляет собой снивелированную часть складчатого сооружения Большого Хингана, перекрытую маломощным (до 0,5—1 *км*) чехлом кайнозоя. Эта область, выделяемая под названием Таонаньской структурной террасы, не включается в состав нефтегазоносного бассейна в связи с отсутствием в ее пределах возможных нефтегазоносных комплексов.

На крайнем юго-западе Сунляоского бассейна выделяется прогиб Кайлу, отделенный от Далайского прогиба Синайлинской перемычкой, в пределах которой фундамент залегает на глубине менее 0,5—1 *км*. Во впадине Кайлу мощность осадочного покрова увеличивается до 3 *км*.

Цинганский вал примыкает с востока к северной части Далайского прогиба. Это крупный поднятый блок фундамента с довольно плоским, осложненным несколькими цепями брахиантиклинальных поднятий, сводом и крутыми крыльями. Превышение сводовой части вала над днищами обрамляющих его прогибов составляет 3—5 *км*. В сводах брахиантиклиналей в южной части вала глубина залегания фундамента, по-видимому, не превышает 0,8—1,2 *км*.

Южный Яндачинцзинский вал имеет асимметричное строение. Высота вала над днищем западного Далайского прогиба достигает 3—5 *км*, тогда как высота относительно восточной цепи прогибов колеблется от нескольких сотен метров до 1—2 *км*. В привершинной части вала фундамент залегает на глубине 1,5—2,5 *км*. Свод Яндачинцзинского вала смещен к востоку. Восточное крыло вала короткое, просто построенное. Весьма обширное и сложно

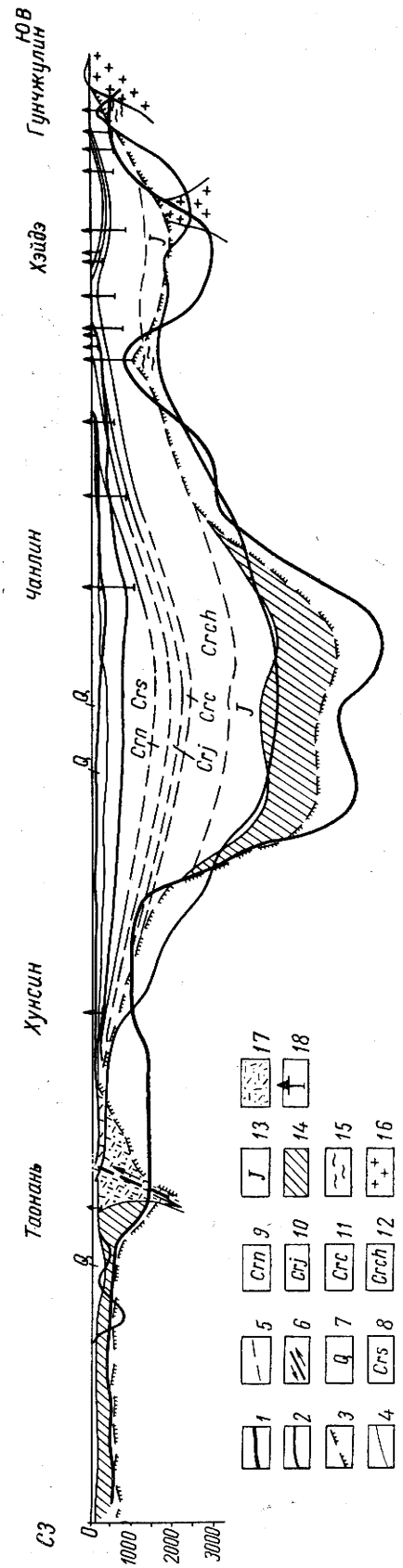


Рис. 73а. Геологический профильный разрез через бассейн Сунляо (по данным МНП КНР).

1 — поверхность фундамента по данным магнитометрии; *2* — поверхности опорных электрических горизонтов; *3* — предполагаемая поверхность ранне-синийского фундамента; *4* — геологические границы достоверные; *5* — геологические границы предполагаемые; *6* — разрывы и направления смещения по ним; *7* — четвертичная система; меловая система: *8* — свита суфантай; *9* — свита нанкиан; *10* — свита ноцзян; *11* — свита чжипанькоу; *12* — свита чентоу; *13* — юрская система; *14* — палеозой; *15* — ранний синий; *16* — интрузивы; *17* — эффузивы; *18* — пробуренные скважины.

построенное западное крыло на западе глубоко опущено и постепенно сливается с днищем Далайского прогиба. На своде вала и в погруженной части его западного крыла прослеживаются 2—3 цепи крупных брахиантиклинальных поднятий северо-восточного простирания.

К западу от г. Харбина наблюдается резкое уступообразное встречное погружение Цинганского и Яндачинцзинского валов в сторону Чжаочуйской седловины. Поверхность фундамента по крутым уступам, ограничивающим периклинальные окончания валов, опускается здесь на глубину до 6—7 *км*. Поднятия, прослеживающиеся в Чжаочуйской седловине, расположены на продолжении антиклинальных зон, осложняющих Яндачинцзинский и Цинганский валы.

Между зоной описанных выше крупных валов и восточным горным обрамлением Сунляоского бассейна находится Харбино-Чанчуньская цепь прогибов, отделенных друг от друга перемычками. В прогибах фундамент погружен на глубину свыше 3 *км* (иногда более 5 *км*), на разделяющих их перемычках он залегает на глубине 0,5—1 *км*.

Основным нефтегазоносным комплексом Сунляоского бассейна является сунгарская терригенная серия меловой системы, представленная чередованием преимущественно сероцветных и красноцветных песчано-глинистых толщ общей мощностью 1,5—3,5 *км*. Основные промышленно-нефтегазоносные песчаные горизонты сосредоточены в нижней свите (чентоу). Нефтегазопроявления и залежи нефти отмечались и в других частях разреза нижнемеловых отложений. Мощность песчаных пластов, служащих природными резервуарами, колеблется от нескольких до 10—20 *м*.

В составе меловых отложений наряду с пачками красноцветных глин, отлагавшихся в окислительной обстановке, есть целый ряд толщ сероцветных песчано-глинистых пород, накопление которых происходило в озерных водоемах в восстановительной среде, благоприятной для битумообразования. Региональный характер нефтегазоносности меловых отложений бассейна Сунляо и наличие в их составе вероятных нефтематеринских пород свидетельствуют о генетической связи нефти с вмещающими их меловыми отложениями.

Вторым возможным сингенетично-нефтегазоносным комплексом Сунляоского бассейна, имеющим, вероятно, подчиненное значение, являются юрские отложения. Во впадине Фусин, расположенной южнее бассейна Сунляо, с юрскими отложениями, залегающими на малой глубине, связаны малодебитные залежи нефти, эксплуатируемые большим количеством мелких скважин. В бассейне Сунляо юрские отложения, вероятно, развиты лишь в наиболее опущенных частях прогибов и выклиниваются в сторону валов и поднятий. Большая глубина залегания юрских отложений, отсутствие сведений об их разрезе отрицательно сказываются на оценке перспектив их нефтегазоносности.

В настоящее время в бассейне Сунляо открыто несколько нефтяных месторождений с залежами в пластовых резервуарах мелового возраста. Часть из них и в том числе месторождение Датунчжен расположены в весьма перспективной зоне, осложняющей центральную часть Далайского прогиба, другие, как, например, Дынлуку и Гунчжулин, расположены в сводовой части и на крыльях валов.

Помимо зон нефтегазонакопления антиклинального типа, образованных цепочками пологих брахиантиклинальных поднятий, осложняющих приядерные части и крылья валов и прогибов, можно ожидать обнаружения зон моноклинального типа, связанных как с выклиниванием и несогласным залеганием меловых и юрских отложений, так и зонами разломов, которые могут осложнять крутые крылья структурных элементов, расположенных на цоколе блоковых форм в фундаменте. Отдельные скопления нефти и газа могут быть обнаружены и в эрозионных выступах складчатого основания бассейна, питающихся за счет базальных горизонтов осадочного покрова. Наиболее вероятными участками для поисков зон нефтегазонакопления

моноклинального типа являются борта Далайского прогиба, а также крутые участки крыльев, валов и прогибов, расположенных в восточной половине бассейна.

Наиболее перспективными областями бассейна Сунляо являются его глубоко погруженные структурные элементы — Далайская впадина, Чжаочуйская седловина, отделяющая Яндачинцзинский и Цинганский антиклинальные валы, а также опущенная часть западного крыла Яндачинцзинского вала.

Схематический стратиграфический разрез Сунляоского нефтегазоносного бассейна приведен в табл. 26.

Таблица 26

Схематический сводный стратиграфический разрез Сунляоского нефтегазоносного бассейна

Система	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Четвертичная		Глины, пески, гравий	10—100	—
Третичная	Ианьская	Черные глины с прослоями песков и бурых углей	200—300	—
	Кшаньская	Светло-серые конгломераты, красные и зеленые глины	100	—
Меловая сунгарская серия	Пэйан (f)	Серо-зеленые и темно-серые глины	170—500	—
	Суфантай (e)	Красные, реже серо-зеленые глины с прослоями песчаников, реже конгломератов. Несогласие	200—500	—
	Нанкиан (d)	Внизу — темно-серые глины с прослоями горючих сланцев, вверху — чередование серо-зеленых глин и песчаников	200—700	Нефтеносные песчаники
	Яоцзя (c)	Красные глины с прослоями серо-зеленых глин и песчаников	100—400	Нефтепроявления
	Чиншаньков (b)	Внизу — темно-серые глины с прослоями горючих сланцев, вверху — чередование красных и серо-зеленых глин	130—220	Нефтепроявления
	Чентоу (a)	Фиолетово-красные, реже светло-серые и зеленовато-серые песчаники и глины. В средней части преобладают глины. В основании — конгломераты. Несогласие	500—2000	Основные промышленно-нефтеносные горизонты
Юрская		Темно-серые угленосные глины, песчаники и конгломераты, чередующиеся с вулканогенными толщами (андезиты, туфы и др.). Развиты в пределах прогибов	До 5 *км*	Нефтеносные песчаники в смежной с Сунляо впадине Фусинь

БАССЕЙН ФУСИНЬ

Бассейн представляет небольшую грабенообразную впадину (30 × × 80 *км*) внутри древней среднегорной глыбовой области Жэхэ, примыкающую с юга к Сунляоскому нефтегазоносному бассейну (КНР) (см. рис. 73).

Впадина выполнена в основном юрской вулканогенно-осадочной фусиньской серией, в разрезе которой снизу вверх выделяются:

1) исяньская свита — андезиты, агломераты, туфопесчаники и сланцы; мощность 50—2000 *м*;

2) тухулуская свита — брекчии с прослоями туфо-песчаников, конгломератов, сланцев и угля; мощность 50—1600 *м*;

3) шахэйская свита — светло-серые песчаники и конгломераты, серо-черные сланцы с прослоями угля; мощность 300—1500 *м*;

4) фусиньская угленосная свита — светло-серые, бурые песчаники, конгломераты, сланцы с прослоями каменного угля; мощность 250—580 *м*.

На юрских отложениях с несогласием залегают нижнемеловые отложения, представленные красноцветными пестрыми конгломератами с прослоями глин, мощностью 20—1200 *м*, венчаемыми эффузивной толщей андезитов, базальтов, диоритов, агломератов, туфо-сланцев и туфо-песчаников. Последние в свою очередь перекрываются покровами черных базальтов третичного возраста.

В фусиньской и шахэйской свитах отмечены многочисленные естественные нефтепроявления и нефтеносные горизонты.

В южной части впадины расположены два небольших пологих поднятия (с углами наклона на крыльях 8—20°), в которых на глубине до нескольких сотен метров в скважинах ударного бурения добывается незначительное количество нефти (суточные дебиты скважин обычно измеряются единицами и десятками килограммов).

В связи с малыми размерами впадины и небольшой глубиной залегания нефтегазоносных горизонтов рассчитывать на сохранение крупных скоплений нефти и газа не приходится.

§ 25. ГРУППА БАССЕЙНОВ СЕВЕРО-ВОСТОКА СССР

Огромные территории Северо-Востока СССР с точки зрения оценки ее перспектив нефтегазоносности изучены крайне недостаточно. В настоящее время в этом обширном крае предположительно выделяются два возможных нефтегазоносных бассейна — Колымский и Индигиро-Хромский (рис. 74).

КОЛЫМСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Перспективы нефтегазоносности этого бассейна связываются с осадочным чехлом, представленным главным образом мезозойскими и в меньшей мере верхнепалеозойскими образованиями Колымской платформы. Следует указать, что до последнего времени здесь выделялся обширный Колымский срединный массив и ранее сформулированное еще С. В. Обручевым представление на наличие здесь Колымской платформы длительное время не признавалось.

Платформа охватывает огромную территорию бассейнов рек Колымы и Индигирки. С запада эта платформа ограничивается герцинскими складчатыми сооружениями, к которым непосредственно с запада примыкает широкая зона мезозоид, складчатые процессы в которых в основном закончились в преднижнемеловое время. С юго-востока платформа обрамляется нижнемеловой, верхнемеловой и третичной складчатыми зонами, с северо-востока — мезозоидами с завершением складчатости предположительно в предверхнеюрское либо в верхнеюрское время.

Большая часть описываемой структуры имеет типичное для платформ двухъярусное строение, интенсивно метаморфизованный складчатый фундамент, сложенный предположительно архейскими и, возможно, докембрийскими и нижнепалеозойскими образованиями, и перекрывающий его чехол. В составе чехла отмечаются пермские, триасовые, юрские и отчасти меловые и третичные отложения. Складки чехла (включая верхний палеозой) не имеют единого линейного характера, типичного для складчатых зон. Наряду с резкими дислокациями наблюдаются пологие складки с углами падения до 15°.

В частности, складки такого типа обнаружены в отложениях верхней перми, представленной битуминозными известняками в верховьях р. Гижиги и правых притоков верховьев р. Омолона.

В пределах Колымской платформы в качестве структурных элементов первого порядка выделены Колымо-Индигирский и Олойский прогибы и Омолонский массив, для которого характерно преимущественно припод-

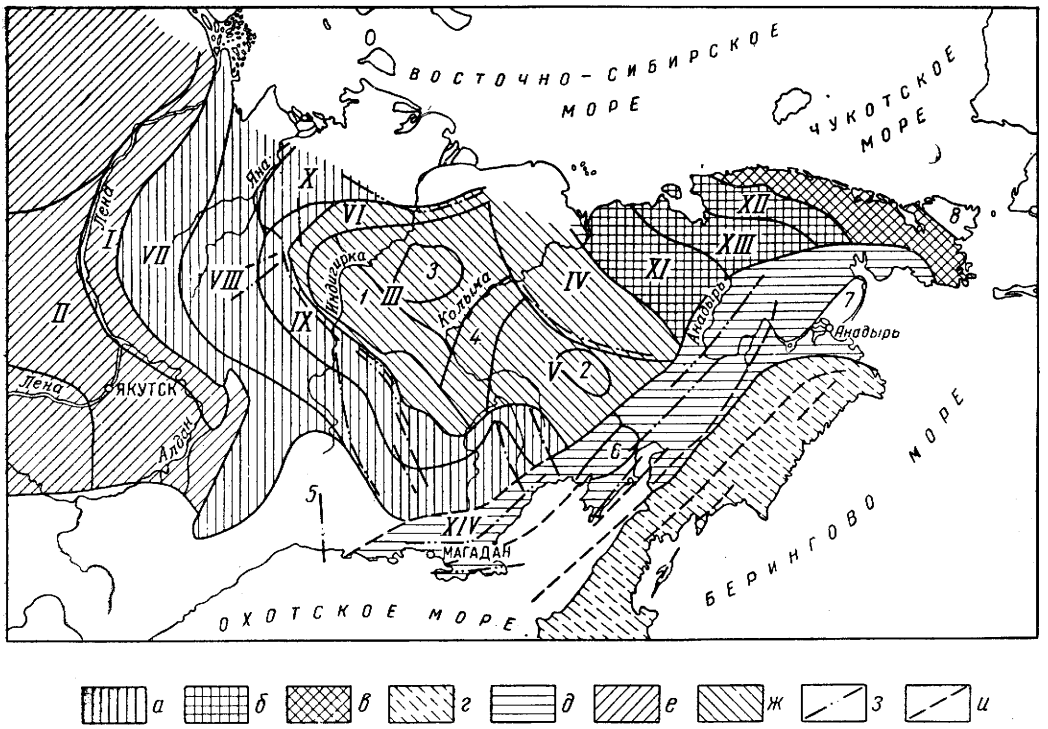


Рис. 74. Схема геотектонического районирования северо-восточной части СССР.

(составил коллектив авторов Северо-Восточного Геолуправления, под ред. В. Г. Васильева).

Складчатые области: *а* —Яно-Колымская мезозойская с завершением складчатости в предмеловое время; *б*— Чукотская мезозойская, точнее не определимая; *в* — Северо-Чукотская герцинская (?); *г* — Корякско-Камчатская кайнозойская; *д* — Охотская позднемезозойская с завершением складчатости в конце нижнего мела; платформы; *е* — Восточно-Сибирская; *ж* — Колымская; *з* — главнейшие разломы; *и* — пояса офиолитов; структуры первого порядка платформ: *I* — Приверхоянский прогиб; *II* — Вилюйская синеклиза; *III* — Колымо-Индигирский прогиб; *IV* — Олойский прогиб; *V* — Омолонский массив (выступ фундамента); *VI* — Омулевско-Полоусненская обрамляющая зона герцинид; структуры первого порядка складчатых областей — Яно-Колымская область: *VII* — Верхоянская антиклинальная зона; *VIII* — Яно-Сугойская складчатая зона; *IX* — Иньяли-Дебинская синклинальная зона; *X* — Омчикандинская впадина; Чукотская складчатая зона: *XI* — Анюйская антиклинальная зона; *XII* — Ичурвеемская антиклинальная зона; *XIII* — Чаунская синклинальная зона; Охотская складчатая область: *XIV* — Армано-Гижигинская синклинальная зона; структуры второго порядка Колымской платформы: *1* — Момско-Зырянская впадина; *2* — Уляганская впадина; *3* — Алазейское поднятие; *4* — Юкагирское поднятие (каледониды); срединные массивы: *5* — Охотский, *6* — Тайгоносский, *7* — хребта Золотого, *8* — Восточно-Чукотский.

нятое тектоническое положение с конца протерозоя или начала палеозоя вплоть до настоящего времени.

В Колымо-Индигирском прогибе выделены Момско-Зырянская впадина, сложенная осадками юры и нижнего мела, Алазейское поднятие, в своде которого выходят верхнепалеозойские и юрские эффузивные образования, а на Омолонском массиве — небольшая Уляганская впадина, сложенная породами верхней юры и нижнего мела.

В силу слабой изученности вся обширная область Колымской платформы, по своим размерам близкая к Среднеазиатской платформе, в настоящее время условно выделяется в один нефтегазоносный бассейн, который с трех сторон ограничен горными сооружениями: с запада — палеозойскими, с юга и востока — мезозойскими.

Северо-северо-восточное ограничение этого бассейна не ясно, так как здесь он открывается в район обширной Приморской низменности, покрытой мощным чехлом четвертичных образований. Как уже указывалось выше, фундаментом для этого бассейна являются кристаллические породы докембрия и, возможно, каледонид, покрытых чехлом образований верхнего палеозоя и главным образом юрских и меловых образований. Роль более древних образований в осадочном чехле этой платформы пока не совсем ясна. Как уже указывалось выше, эта платформа четко разделяется уже сейчас на ряд крупных структурных элементов — впадин и разделяемых их поднятий. Поэтому вполне естественно, что в составе Колымского нефтегазоносного бассейна в дальнейшем будут выделены бассейны, связанные с внутриплатформенными впадинами и прогибами, развитыми по ее окраинам.

В качестве возможных нефтегазоносных свит здесь прежде всего могут быть выделены отложения юрской и меловой систем, а также верхнего палеозоя.

ИНДИГИРО-ХРОМСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Территориально этот бассейн соответствует Яно-Индигирской низменности. На востоке и юго-востоке он ограничен Полоусным горным сооружением, которым отделяется от Колымского бассейна, и на западе отрогами Верхоянского хребта. В южной части рассматриваемой территории выделяется крупная Омчикандинская наложенная впадина, выполненная мощными толщами юрских образований, мощность которых оценивается свыше 3000 *м*. В северном направлении юрские образования уходят под мощный покров четвертичных отложений. Бассейн изучен крайне недостаточно, в отдельных районах выявлены пологие складки в юрских отложениях. Предположительно перспективы нефтегазоносности в этом бассейне связываются с отложениями юры, мела и, возможно, палеогена.

Вполне возможно, что нефтегазоносными окажутся в ряде районов этого бассейна и отложения верхнего палеозоя.

§ 26. ГРУППА БАССЕЙНОВ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ТИХООКЕАНСКИХ ПОЛУОСТРОВНЫХ И ОСТРОВНЫХ ДУГ

К этой группе отнесены бассейны специфических тектонических элементов островных и полуостровных дуг. К числу последних отнесен полуостров Камчатка и его в тектоническом отношении прямое продолжение — Корякское нагорье. В эту же группу включены нефтегазоносные бассейны о. Сахалина. В составе Курильских островных дуг, обрамляющих с востока Охотское море, нефтегазоносные бассейны не выделяются в силу слабой изученности территории этих островов с точки зрения оценки их перспектив в нефтегазоносном отношении, хотя известно, что в строении этих островов принимают участие осадочные образования кайнозоя весьма большой мощности, поэтому эти районы предположительно могут быть оценены перспективными для поисков нефти и газа.

К Корякско-Камчатской складчатой области относятся Камчатский полуостров и Корякское нагорье, в строении которых принимают участие в основном отложения меловой и третичной систем (рис. 75). Для этой области наиболее характерно полосовое расположение основных структурных элементов, подчиненных общему северо-восточному простиранию. В качестве структурных элементов первого порядка здесь выделяются две крупные зоны прогибания, разделенные Камчатско-Корякской зоной поднятий.

Западный Камчатско-Анадырский прогиб охватывает западное побережье Камчатки, побережье Пенжинской губы и Анадырскую впадину. Складчатый фундамент по возрасту неодинаковый. В одновозрастных частях

его наблюдается полосовое распределение структурных элементов, подчиненное северо-восточному простиранию.

Крупный блок фундамента, расположенный к западу от устья р. Пенжина по направлению к устью р. Анадырь, относится к нижнемеловой консолидации, которая, видимо, развита под водами Охотского моря непосредственно к западу от побережья Камчатки. С востока к ней примыкает зона верхнемеловой консолидации, территориально соответствующая западному побережью Камчатки. В районах нижнемелового складчатого фундамента верхний структурный этаж представлен отложениями верхнего мела и третичной системы, а в районах верхнемелового складчатого фундамента — отложениями третичной системы. Правда, изучение нормальных образований восточного побережья Камчатки, проведенное за последнее время, показывает, что нижняя, весьма большая по мощности, толща, ранее относимая к палеогену, фактически является верхней частью меловой системы и, следовательно, возраст консолидации сдвигается к более древним слоям верхнего мела.

Для Камчатско-Анадырского прогиба характерно развитие типичной глыбовой тектоники. В пределах его в качестве структурных элементов второго порядка, начиная с юга, выделяются Большерецкая, Паланская, Парапольская, Ваегинская, Пенжинская и Анадырская впадины и Тигильское, Таловско-Майнское и Рарыткинское поднятия.

Геологическое строение Камчатско-Корякской зоны поднятий изучено крайне недостаточно. В ее состав включены сильно отличающиеся друг от друга структурные элементы, например срединные массивы: Камчатский, сложенный древними, возможно, нижнепалеозойскими образованиями, Варапилинский и Среднехатырский, представленные отложениями меловой системы.

Восточнее этой зоны поднятий расположен крупный Камчатско-Олюторский прогиб геосинклинального типа, развивавшийся и

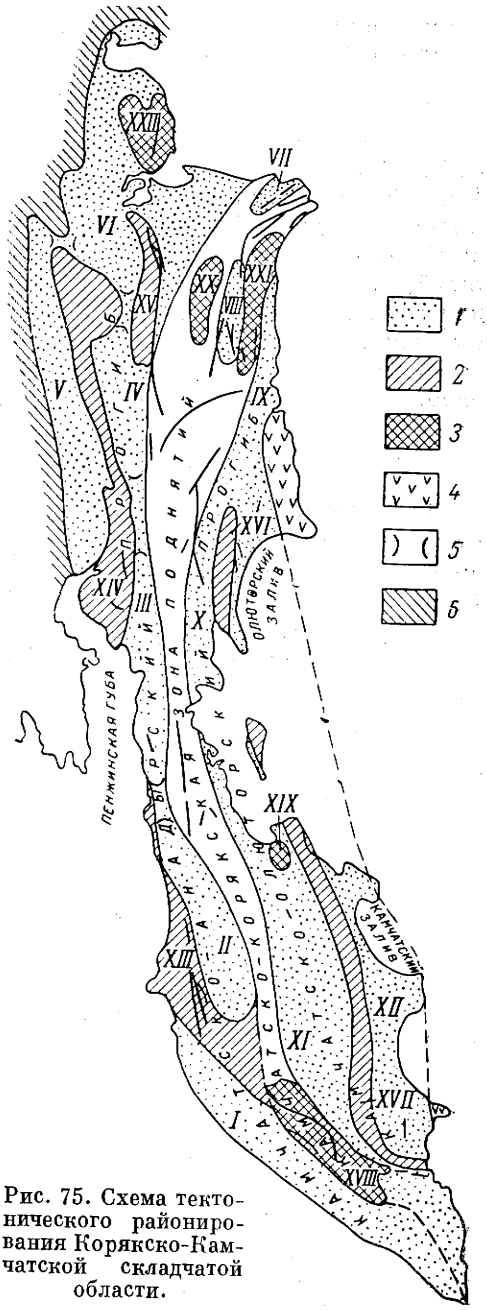


Рис. 75. Схема тектонического районирования Корякско-Камчатской складчатой области.

(составил коллектив авторов Камчатского Геолуправления, под ред. В. Г. Васильева).

Структуры второго порядка: *1* — впадины; *2* — поднятия; *3* — срединные массивы; *4* — Шипунско-Олюторская зона поднятий; *5* — седловины, разделяющие впадины; *6* — обрамление Корякско-Камчатской складчатой области.

Впадины: *I* — Большерецкая, *II* — Паланская, *III* — Парапольская, *IV* — Ваегинская, *V* — Пенжинская; *VI* — Анадырская, *VII* — бухты Угольной, *VIII* — Верхнехатырская, *IX* — Олюторско-Хатырская, *X* — Ильпинская, *XI* — Центрально-Камчатская, *XII* — Восточно-Камчатская; поднятия: *XIII* — Тигильское, *XIV* — Таловско-Майнская зона, *XV* — Рарыткинское *XVI* — Пылгинское, *XVII* — Балаганская зона; срединные массивы: *XVIII* — Камчатский, *XIX* — Халывинский, *XX* — Варапилинский, *XXI* — Среднехатырский, *XXII* — Золотого хребта.

замкнувшийся в третичное время в отличие от западного побережья, где геосинклинальный этап развития закончился в верхнем мелу. В северной части прогиба выделяются Олюторско-Хатырская и Ильпинская впадины и Пылгинское поднятие.

Рассматриваемые структурные элементы наиболее хорошо изучены в южной половине Корякско-Камчатской складчатой области — в пределах Камчатского полуострова. Здесь в Камчатско-Олюторском прогибе выделяются западная (центрально-камчатская) и восточная (восточно-камчатская) ветви, разделенные Восточно-Камчатской (Валагинской) зоной поднятий. Последняя представлена цепочкой поднятий горстового типа, сложенных породами меловой системы и, возможно, палеогена, вытянутых в северо-восточном направлении.

С тектоническими депрессиями рассматриваемого региона и связываются возможно нефтегазоносные бассейны.

АНАДЫРСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн расположен на крайнем северо-востоке СССР и приурочен к впадине, имеющей то же наименование. На севере бассейн ограничивается окраинным вулканическим поясом и горстовыми поднятиями хребтов Пекульней и Золотой, на западе — северным продолжением Таловско-Майнского антиклинория и горстовым поднятием хр. Рарыткин, выдающимся внутрь бассейна. Южным ограничением бассейна служат северные отроги Корякского хребта. В обрамлении бассейна принимает участие мощная и разнородная толща пород преимущественно мезозойского возраста.

В строении Анадырской впадины принимают участие отложения верхнего мела и третичной системы, представленные песчано-глинистыми образованиями, несогласно перекрывающие сложно дислоцированные отложения нижнего мела. В структуре верхнемеловых — кайнозойских образований выделяется несколько крупных поднятий, разделенных между собой зонами опускания. Приподнятые участки мезо-кайнозойского чехла связаны, видимо, с горстовыми поднятиями фундамента. В нефтегазоносном отношении этот район практически не изучен. В районе Анадырской губы встречены на небольшой глубине минерализованные воды хлоркальциевого типа, содержащие незначительные количества нафтеновых кислот и брома. В этом же районе из скважины, пробуренной с целью разведки угольных месторождений, получен небольшой приток углеводородного газа. Перспективными в нефтегазоносном отношении оцениваются отложения верхнего мела и кайнозоя, суммарная наибольшая мощность которых в пределах этого бассейна оценивается до 6000 *м*.

ПЕНЖИНСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Этот бассейн приурочен к впадине такого же наименования, вытянутый в северо-восточном направлении, прослеживаемый от Пенжинской губы по направлению к Анадырскому заливу. С северо-запада он ограничивается Мургальским антиклинорием, сочленение с которым происходит по ступенчатой зоне разломов, выявленной магнитометрическими исследованиями. С юго-востока бассейн отделяется Таловско-Майнским антиклинорием от впадин Парапольского дола.

Фундаментом для этого бассейна являются сильно дислоцированные отложения нижнемелового возраста, на котором лежит чехол осадочных образований, представленных отложениями верхнего мела и третичной системы. На побережье Пенжинской губы, между Рекинникской губой и бухтой Подкагерной, в песчано-сланцевой толще палеогена, соответствующей по времени образованиям тигильской толще Западной Камчатки, встречен асфальтит, выполняющий мелкие трещинки в песчаниках. Распространенные здесь жилы кальцита имеют бурую окраску и издают при ударе сильный

запах керосина. В районе бухты Подкагерной встречен халцедон, в пустотах которого обнаружена нефтеподобная жидкость. Кроме того, в этом же районе известны многочисленные холодные сероводородные источники.

Люминесцентно-битуминологическим анализом установлена битуминозность и в верхнемеловых отложениях, распространенных на восточном берегу Пенжинской губы.

Основные перспективы нефтегазоносности в рассматриваемом районе связываются с отложениями верхнего мела и палеогена.

ЗАПАДНО-КАМЧАТСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН[1]

Этот бассейн приурочен к Западно-Камчатскому прогибу, ограниченному на востоке Западно-Камчатской зоной поднятий, а на западе уходит под уровень вод Охотского моря. Фундаментом для этого прогиба служат сильно дислоцированные и метаморфизованные отложения верхнего мела. Наиболее древней толщей осадочного покрова является тигильская, по возрасту относящаяся к нижнему олигоцену — палеоцену. Эта толща до последнего времени являлась основным объектом разведки на нефть. Тигильская свита представлена в нижней части конгломератами и аргиллитами, с прослоями углей, и в верхней — чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая мощность этой толщи изменяется от 200 до 2000 *м*. Нижняя часть этой толщи в свете последних данных относится к отложениям верхнего мела. Выше по разрезу располагаются ковачинская, воямпольская и ковранская толщи. Ковачинская толща относится к верхнему и среднему олигоцену и имеет мощность 100—1500 *м*. Она представлена темными, почти черными, плотными аргиллитами и алевролитами с прослоями туфов и туффитов. В средней и верхней частях этой толщи встречаются линзы песчаников. Вышележащая воямпольская толща относится к среднему и нижнему миоцену и имеет мощность 1500—2500 *м*. Она представлена песчаниками, туфодиатомитами, опоковидными аргиллитами, аргиллитами с прослоями туфов и туффитов. Ковранская толща относится к плиоцену и верхняя ее часть к миоцену. Мощность ее 100—1500 *м*. Эта толща представлена конгломератами, песчаниками, доломитами и опоковидными аргиллитами, с прослоями эффузивных пород типа андезитов. Накопление осадков в области западного побережья Камчатки происходило за счет приноса терригенного материала с запада вплоть до верхнетретичного времени, при этом эта предполагаемая область сноса, видимо, ушла под воды моря в конце плиоцена, а может быть в антропогене.

В пределах Западно-Камчатского бассейна выделяются структуры второго порядка, в том числе впадины Большерецкая, Паланская, Парапольская и другие и два крупных поднятия второго порядка — Тигильское и Кинкильское. Среди структурных элементов второго порядка выделяются антиклинальные зоны и группы структурных элементов третьего порядка: Воямпольская, Хромовская, Напанская, Омгонская, Хайрюзовская, Сопочная и Облуковинская. В этом бассейне установлено 46 антиклинальных поднятий. Площадь, перспективная в нефтегазоносном отношении, оценивается в 60 *км*^{2}. При испытании скважин на Хромовской площади были получены незначительные притоки углеводородного газа. В Западно-Камчатском бассейне перспективы нефтегазоносности связываются с толщами: тигильской, ковачинской и воямпольской.

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ КАМЧАТСКО-ОЛЮТОРСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Этот бассейн соответствует в южной части территории Центрально-Камчатского прогиба, расположенного между Восточно- и Западно-Камчатскими зонами поднятий, и в северной части — Олюторской впадине.

[1] Западно-Камчатский прогиб и северо-восточная нефтеносная часть о-ва Сахалина входят, по-видимому, в состав общего Охотского межгорного нефтегазоносного бассейна. *Прим. редактора.*

Геологическое строение бассейна изучено крайне недостаточно. Большая часть Центрально-Камчатского прогиба покрыта плащом четвертичных образований и эффузивных покровов. В северной части этого прогиба выделяются Олюторско-Хатырская и Ильпинская впадины и Пылгинское поднятие. В пределах южной части Камчатско-Олюторского прогиба выделяются западная — Центрально-Камчатская и восточная — Восточно-Камчатская ветви прогиба, разделенные Восточно-Камчатской (Валагинской) зоной поднятий. Последняя представлена цепочкой поднятий горстового типа, сложенных породами меловой системы и, возможно, палеогена и вытянутых в северо-восточном направлении. К первой из них приурочен Центральный Камчатско-Олюторский, а к второй — Восточно-Камчатский возможно нефтегазоносные бассейны.

Тектоническое строение Центрального Камчатско-Олюторского бассейна известно лишь в общих чертах. В его составе, начиная с севера, выделяются Олюторская, Озерновская и Козыревская впадины. Олюторская впадина расположена непосредственно к северо-востоку от запада Анапки и вытянута в этом направлении почти на 100 *км*; ширина ее около 40 *км*. Наиболее прогнутая часть выполнена отложениями неогена, из-под которых в периферийных частях выходят палеогеновые образования. Вдоль бортов она осложнена крупными дизъюнктивными нарушениями. В геологическом отношении Олюторская впадина изучена крайне слабо.

Озерновская впадина расположена в бассейне р. Озерной, севернее вулкана Шевелуч. Она выделяется по синклинальному залеганию различных напластований третичной системы. Наиболее прогнутая часть ее слагается самыми молодыми частями третичного разреза, а бортовые ее части сложены низами неогена и палеогеном. Впадина вытянута в северо-восточном направлении. Длина ее более 100 *км*, ширина достигает 60 *км*.

Козыревская впадина условно выделяется в южной части Западно-Камчатского прогиба, между широтой вулкана Шевелуч на севере и с. Долиновка в верховье р. Камчатки. Эта впадина выполнена третичными отложениями.

Среди третичных отложений, выполняющих эти впадины, встречены признаки нефти в форме включений битумов. Перспективы поисков нефти в этом бассейне связываются с различными частями третичного разреза.

ВОСТОЧНО-КАМЧАТСКИЙ ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн приурочен к Восточно-Камчатскому прогибу. Этот прогиб выделяется вдоль Тихоокеанского побережья Камчатки. На северо-западе он ограничен Восточно-Камчатской зоной поднятий, а на юго-востоке в значительной своей части погружен под воды Тихого океана. В состав этого прогиба входит большая часть территорий, примыкающих с запада к Шипунскому, Камчатскому и Кроноцкому полуостровам. К этому же прогибу относится восточная часть о. Карагинского, к северо-востоку от которого этот прогиб опускается под воды Берингова моря и Олюторского залива. Дальнейшее продолжение этого прогиба фиксируется к северо-востоку от побережья Олюторского залива, далее в сторону Корякского нагорья, уже за пределами Камчатского полуострова.

В пределах бассейна в настоящее время выявлено около 20 локальных поднятий. В качестве объекта разведки на нефть в этом бассейне была принята богачевская свита, наиболее древняя часть третичного разреза, развитого здесь. Эта свита представлена песчаниками разнозернистыми, плотными, плохо отсортированными, часто туфогенными, с прослоями туфов и плотных туфогенно-кремнистых пород, изученная часть имеет мощность свыше 2500 *м*. Залегающие выше ольгинская и тюшевская толщи представлены: ольгинская — частым чередованием темно-серых туфогенных аргиллитов и серых песчаников с прослоями туффитов мощностью 4000—5000 *м* и тюшевская — частым чередованием светлых туфогенных аргиллитов и светло-

серых песчаников с прослоями туфов мощностью 2500—3000 *м*. По возрасту эти свиты относятся к миоцену.

В 1921 г. в верховьях р. Богачевки был обнаружен естественный выход нефти, светлой окраски, с большим содержанием легких погонов. Это послужило основанием для постановки на Камчатке поисково-разведочных работ на нефть и газ. На первом этапе (до 1939 г.) эта работа носила преимущественно оценочный характер, здесь проводились главным образом геолого-съемочные работы и тематические исследования. За этот промежуток времени в небольшом объеме было проведено структурное бурение на Богачевской площади в районе выхода нефти. В результате бурения поисково-разведочных скважин на этой площади в послевоенные годы были получены незначительные притоки нефти и газа из отложений богачевской свиты.

Однако проблема промышленной нефтегазоносности бассейна не решена. Основной причиной является недостаточное изучение структуры по отложениям богачевской свиты в связи с большой сложностью ее строения, что привело к заложению скважин в неблагоприятных структурных условиях.

Общая площадь, перспективная в нефтегазоносном отношении, в этом бассейне оценивается примерно в 20 тыс. *км*^{2}. Перспективы нефтегазоносности в этом бассейне связываются с отложениями богачевской, ольгинской и тюшевской свит.

САХАЛИНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН[1]

Этот бассейн включает территорию о. Сахалина. Рельеф Сахалина построен весьма сложно. Наиболее крупными горными системами, однако незначительными по высоте, являются Западно-Сахалинский и Восточно-Сахалинский хребты, разделенные между собой Тымь-Поронайской низменностью, а также Сусунайский и Тонино-Анинский хребты в юго-восточной части острова.

Сейсмическими работами осадочные образования, слагающие о. Сахалин, прослежены в сторону морских бассейнов. Областями питания воды подземных вод о. Сахалина являются упомянутые выше горные сооружения, а областями разгрузки — морской бассейн.

В строении острова принимают участие отложения палеозоя и, возможно, протерозоя, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем. Наличие отложений триаса и юры в пределах острова не установлено. На большей части острова отсутствуют также отложения нижнего мела. Палеозой представлен различного типа метаморфическими сланцами, кварцитами, песками, яшмами, кристаллическими известняками и другими породами. Общая мощность отложений палеозоя составляет около 4000 *м*.

Отложения меловой системы широко распространены по всему Западно-Сахалинскому хребту, на полуострове Шмидта и по восточному склону Восточно-Сахалинского хребта. В составе меловой системы выделяются четыре толщи — Томинская, Айнусская, Гиляцкая и Ороченская, из которых Томинская толща является верхнеальбской, а остальные верхнемеловыми (сеноман — турон).

Томинская толща представлена темными кремнистыми сланцами с прослоями туфогенных песчаников. Мощность отложений 700 *м*.

Айнусская толща представлена главным образом песчаниками, конгломератами и глинистыми сланцами. Мощность отложений до 2000 *м*.

Гиляцкая толща представлена глинами, кремнистыми сланцами с подчиненным значением конгломератов. Мощность этих отложений около 1500 *м*.

Ороченская толща представлена преимущественно однообразными темно-серыми глинистыми сланцами и серыми мелкозернистыми песчаниками с конгломератом в основании толщи. Общая мощность отложений в целом по всему Сахалину достигает 3000 *м*.

---

[1] См. сноску на стр. 251.

С меловыми отложениями связаны нефтепроявления и грязевой вулканизм, возможно, имеющий связь с залежами природного газа.

Обычно палеозойские образования выделяются в нижний структурный этаж, меловые — во второй и наиболее широко развитые — третичные — в третий структурные этажи.

Третичные образования представлены толщей песчано-глинистых отложений, в составе которых встречаются две угленосных пачки. По своему составу они весьма разнообразны и разрезы их в различных районах трудно коррелируются.

В сводном стратиграфическом разрезе Сахалина выделяют серии: в составе палеогена — нижнедуйскую и хандасинскую; неогена — хойджинскую, верхнедуйскую и окобыкайскую, по возрасту относимые к миоцену, и наиболее молодая — нутовская серия плиоценового возраста.

Нижнедуйская серия объединяет две свиты: конгломератовую и нижнедуйскую (или найбутинскую). Первая из них представлена конгломератами, содержащими пачку песчано-глинистых пород мощностью от 20 до 150 *м*. Средняя мощность свиты 120—300 *м*, максимальная — достигает 600 *м*. Нижнедуйская свита представлена главным образом аргиллитами, алевролитами и песчаниками с прослоями углистых сланцев и угля, мощностью 500—700 *м*.

Хандасинская серия сложена аргиллитами, глинистыми сланцами, песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями и линзами конгломератов и тонкими пропластками каменного угля, мощностью до 2000 *м*.

Хойджинская серия объединяет комплекс эффузивных и туфогенных пород, образующих аракайскую, холмскую, невельскую и чеховскую свиты, распространенные в различных районах Южного Сахалина.

В Северном Сахалине хойджинская серия выделяется большей частью в виде нерасчлененного комплекса, местами иногда под названием уастринской или низов верхнелангерийской свит.

Мощности отложений характеризуемой серии варьируют в очень широких пределах — от полного выклинивания до 3900 *м*.

Верхнедуйская серия прослежена как в северной, так и в южной половине Сахалина. Эта серия представлена преимущественно песчано-глинистыми породами: песчаниками, аргиллитами, глинистыми сланцами, углисто-глинистыми сланцами с прослоями углей, местами имеющими промышленное значение. Мощность отложений достигает 1900 *м*.

Окобыкайская серия представлена чередованием темно-серых, синевато-серых и коричневато-серых песчаников, песков, глин, мощностью до 1700 *м*.

Нутовская серия представлена серыми и желтовато-серыми рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками, местами косослоистыми, содержащими редкие прослои серых глин и мелкогалечниковых конгломератов, а на ряде участков — пласты угля. Мощность отложений 2500 *м*.

В настоящее время схемы подразделения третичных отложений имеются отдельно для полуострова Шмидта, юго-восточной, северо-западной и юго-западной частей Сахалина и для Южного Сахалина.

Основные нефтяные месторождения на о. Сахалине сосредоточены в его северо-восточном районе. В этом районе третичные отложения подразделены на следующие свиты, начиная с наиболее древних: досхуринская (мощностью более 1000 *м*) соответствует хандасинской, уйнинская (около 600 *м*) хойджинской, дагинская (до 1900 *м*) верхнедуйской, окобыкайская (до 1700 *м*) окобыкайской серии, нутовская (около 2500 *м*) нутовской серии, общей стратиграфической шкалы для Сахалина.

По данным С. И. Алексейчика и других исследователей Сахалина, в структуре Сахалина выделяются три основных структурных элемента: Восточно-, Западно-Сахалинский антиклинории и Центрально-Сахалинский синклинорий между ними (рис. 76).

Восточно-Сахалинский антиклинорий хорошо прослеживается от залива Терпения до северной оконечности полуострова Шмидта и сложен в ядре

очень сильно дислоцированными и метаморфизованными палеозойскими отложениями.

Контакты между палеозоем и более молодыми меловыми и третичными отложениями преимущественно тектонические с широким развитием надвигов и взбросов, однако имеются районы с несогласным и трансгрессивным налеганием молодых образований на палеозое. Меловые породы развиты по восточному крылу антиклинория, где они интенсивно дислоцированы и разбиты на блоки.

Западно-Сахалинский антиклинорий протягивается вдоль западного побережья о. Сахалина, от южного окончания полуострова Криль на юге до Сахалинского залива на севере. Западная граница его образована береговой линией Японского моря и Татарского пролива, восточная, начиная с севера и до широты города Александровска, совпадает с линией разрыва, а далее на юг условно проводится по контактной зоне между меловыми и третичными отложениями.

В сводовой части антиклинория обнажаются меловые отложения, полоса которых в общем меридионального направления.

Третичные отложения развиты на крыльях антиклинория и перекрывают меловые отложения с угловым и стратиграфическим несогласием, однако направления простираний толщ в общем совпадают и близки к меридиональному.

Центрально-Сахалинский синклинорий, по С. Н. Алексейчику, состоит из двух частей — северной, протягивающейся от залива Байкал до залива Терпения, и южной, отделяющей антиклинории Тонино-Анивского полуострова от Западно-Сахалинского антиклинория.

Северную часть синклинория иногда называют Тымь-Поронайской депрессией, южную — Сусуаньской. Синклинорий на всем протяжении выполнен третичными породами, образующими в целом пологую синклиналь, местами осложненную системой пологих брахиантиклинальных складок, имеющих близ залива Байкал меридиональное простирание и вблизи залива Терпения — северо-западное.

Характер погребенных третичных структур в Сусуаньской депрессии не ясен из-за широкого развития четвертичных образований.

В настоящее время в этом нефтегазоносном бассейне выявлено около 230 антиклинальных складок по преимуществу брахиантиклинального типа. Для этих складок характерно развитие большого количества дизъюнктивных нарушений типа сбросов и надвигов. Основные нефтяные месторождения, как уже указывалось, расположены в северо-восточной части острова. Нефтегазоносными являются отложения третичной системы.

Основные нефтегазоносные горизонты приурочены к окобыкайской свите верхнего миоцена и в меньшей степени дагинской свите среднего миоцена. В составе этих свит выделено более 20 продуктивных горизонтов. В настоящее время на Северном Сахалине открыто 12 нефтяных и нефтегазовых месторождений: Эхабинское, Охинское, Южно-Охинское, Гиляко-Абунанское, Эрринское, Уйглекутское, Некрасовское, Одоптинское, Тунгорское, Мухтинское, Мало-Сабинское, Ногликское. Формы залегания нефти самые разнообразные.

По В. Я. Ратнеру, здесь выделяются пластовые, сводовые залежи и пластовые экранированные. В первую группу залежей указанным исследователем выделяются: 1) сводовые залежи с замкнутыми контурами; 2) сводовые, частично литологически ограниченные залежи; 3) сводовые, частично тектонически ограниченные залежи; 4) сводовые, частично тектонически и литологически ограниченные залежи; во вторую группу: 1) тектонически экранированные залежи; 2) литологически экранированные залежи; 3) литологически экранированные, частично тектонически ограниченные залежи.

Основные перспективы нефтегазоносности о. Сахалина связываются с отложениями третичной системы, в том числе с районами не только северо-восточной части его, где в настоящее время ведется разработка нефтяных

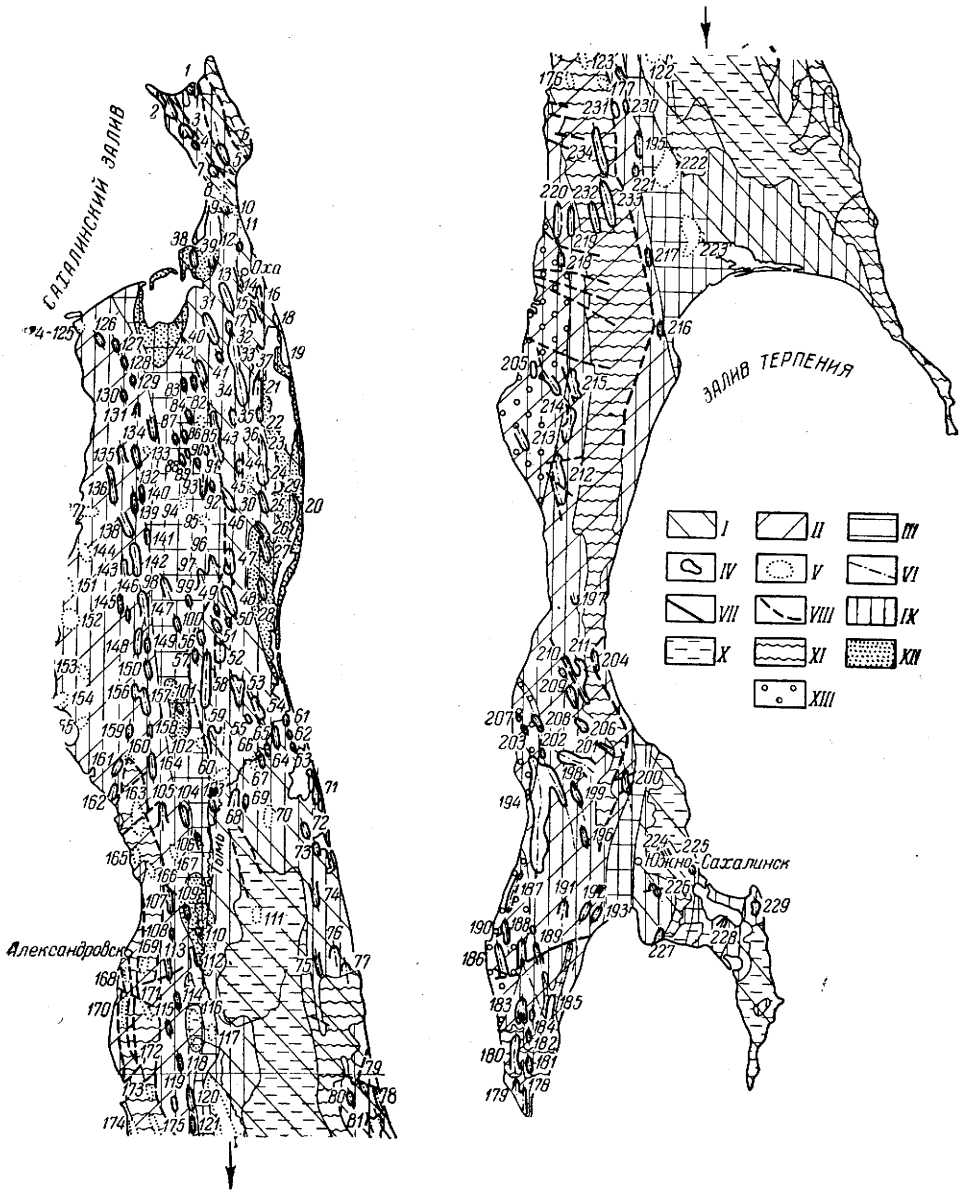


Рис. 76. Тектоническая схема Сахалина (составил С. Н. Алексейчик).

I — Восточно-Сахалинский антиклинорий; *II* — Западно-Сахалинский антиклинорий; *III* — Центрально-Сахалинский синклинорий; *IV* — антиклинальные складки; *V* — локальные гравитационные максимумы; *VI* — оси антиклинальных складок; *VII* — установленные разрывы; *VIII* — предполагаемые разрывы; *IX* — площади, сложенные кайнозойским складчатым комплексом; выходы на поверхность в области развития кайнозойской складчатости: *X* — палеозойских складчатых сооружений; *XI* — меловых складчатых сооружений; *XII* — участки предполагаемого максимального накопления третичных осадков; *XIII* — участки максимального накопления третичных осадков.

Локальные антиклинальные складки: *1* — Куэгдинская, *2* — Тумская, *3* — Эспенбергская, *4* — Пильская, *5* — Трехбратская, *6* — Валовская, *7* — Троптунская, *8* — Троптунский максимум, *9* — Коленданская, *10* — Североколендинский максимум, *11* — Восточноколендинский максимум, *12* — Хангузская, *13* — Охинская, *14* — Южноохинская, *15* — Эхабинская, *16* — Восточноэхабинская, *17* — Тунгорская, *18* — Одоптинская, *19* — Тоссинская, *20* — Северочайский максимум, *21* — Торохская, *22* — Кыдыланьинская, *23* — Парамайская, *24* — Пильтунская, *25* — Нутовская, *26* — Горомайская, *27* — Боатасинская, *28* — Нижневальская, *29* — Семеновская, *30* — Оссойский максимум, *31* — Гиляко-Абунанская, *32* — Нельминская, *33* — Эрринская, *34* — Сабинская, *35* — Малосабинская, *36* — Кенигский максимум, *37* — Эрри-Сабинский структурный нос, *38* — Некрасовская, *39* — Помырская, *40* — Волчанская, *41* — Маловолчанская, *42* — Глухарская, *43* — Гыргыланьинская, *44* — Верхнепильтунская, *45* — Путакский максимум, *46* — Оссойская, *47* — Вальская, *48* — Нуумпальская, *49* — Междуреченская, *50* — Североэвайская, *51* — Эвайминская, *52* — Дагинская, *53* — Уйнинская, *54* — Джимданская, *55* — Чачминская, *56* — Силядинская, *57* — Людинская, *58* — Даехуринская, *59* — Давыкская, *60* — Ныйский максимум, *61* — Ногликская, *62* — Уйглекутская, *63* — Набильская, *64* — Имчинская, *65* — Гамадейская, *66* — Паркатинская, *67* — Западнопаркатинская, *68* — Везлинская, *69* — Восточновезлинская; *70* — Вазинский максимум; *71* — Старонабильская; *72* — Новонабильская, *73* — Оркуньинская, *74* — Конгинская, *75* — Чамгинская, *76* — Нампинская, *77* — Кыдымехская, *78* — Шатунохузинская, *79* — Селеванихинская, *80* — Кузнецовская, *81* — Хойская, *82* — Мало-

и газовых месторождений, но и в южной части, прежде всего в пределах Тымь-Поронайской депрессии. Перспективными отложениями для поисков нефти и газа являются также отложения меловой системы.

§ 27. ГРУППА БАССЕЙНОВ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ТИХООКЕАНСКИХ ОСТРОВНЫХ И ПОЛУОСТРОВНЫХ ДУГ

В данную группу входят межгорные бассейны, образованные на базе отдельных прогибов или местных грабенов в средней по широте части полосы полуостровных и островных дуг Западного Тихоокеанского горного пояса. Ряд этих бассейнов расположен на Японских островах и один — на Тайване. Описываемые бассейны находятся в зоне современной высокой подвижности земной коры, в весьма сложной тектонической обстановке и отличаются характерными для подобных бассейнов чертами. Бассейны малопродуктивны, за исключением Тайваньского, перспективы их развития, по-видимому, сравнительно невелики.

БАССЕЙНЫ ЯПОНСКИХ ОСТРОВОВ

На Японских островах в значительной степени условно выделяется в качестве отдельных бассейнов ряд небольших впадин, промышленно либо в какой-то мере перспективно нефтегазоносных (рис. 77). Из них относительно более крупные по размерам, масштабу добычи или перспективности: 1) бассейн Центрального Хоккайдо на севере; 2) бассейны Акита, Ямагата и Ниигата-Нагано — на западном побережье о. Хонсю, открывающиеся в Японском море (подавляющее большинство разрабатываемых нефтяных месторождений Японии); 3) бассейн Канто — на восточном берегу о. Хонсю, открывающийся в Тихий океан.

На суше бассейны ограничены отдельными элементами молодых складчатых сооружений, резко выраженными морфологически в виде гор.

Вскрытые в разрезе бассейнов доверхнемеловые образования столь интенсивно дислоцированы и метаморфизованы, что должны, по-видимому, быть отнесены к комплексу фундамента. Нормальное осадочное выполнение начинается сеноманом. В бассейне Центрального Хоккайдо, где он представлен угольными отложениями и черными аргиллитами, максимальная мощность до 650 *м*.

глухарская, *83* — Большереченская, *84* — Верхнебольшанская, *85* — Притокский максимум, *86* — Сергинская, *87* — Лунинская, *88* — Среднелангерийская, *89* — Иокская, *90* — Излучинская, *91* — Маринкинская, *92* — Сугдинская, *93* — Таксонская, *94* — Алешинский максимум, *95*—Завальский максимум, *96* — Варасская, *97* — Униатанская, *98* — Аскасайская, *99* — Верхнезвайская, *100* — Чиковская, *101* — Разовская, *102* — Обнечский максимум, *103* — Чубатская, *104* — Нышская, *105* — Ключевская, *106* — Паргинская, *107* — Адотымовская, *108* — Славинская, *109* — Адамовская, *110* — Придорожный максимум, *111* — Восьинский максимум, *112* — Усковская, *113* — Армуданская, *114* — Корчевская, *115* — Малотымовская, *116* — Палевский максимум, *117* — Малопалевский максимум, *118* — Тауланская, *119* — Верхнетуровская, *120* — Далдаганская, *121* — Хандасинская, *122* — Хандасинский максимум, *123* — Онорская, *124*—*125* — Зотовский максимум, *126* — Сладкинская, *127* — Тамлевская, *128* — Центральнотамлевская, *129* — Нанивская, *130* — Лангерийская, *131* — Березовская, *132* — Чингайская, *133* — Кумуланский максимум, *134* — Кискинская, *135* — Западночингайская, *136* — Пыркинская, *137* — Ноксинский максимум, *138* — Ныйденская, *139* — Тенгинская, *140* — Малотенгинская, *141* — Верхнетенгинская, *142* — Кельбукачанская, *143* — Иевлевская, *144* — Болотный максимум, *145* — Энгизпальская, *146* — Средневагисская, *147* — Вагисская, *148* — Цангинская, *149* — Малоцангинская, *150* — Вангинская, *151* — Озерный максимум, *152* — Погибинский максимум, *153* — Дунский максимум, *154* — Лахский максимум, *155* — Чернореченский максимум, *156* —Локачанская, *157* — Джолонорская, *158* — Стариковская, *159* — Виахтинская, *160* — Вольский максимум, *161* — Кантаевская, *162* — Трамбаусская, *163* — Уандинский максимум, *164* — Грабчихинская, *165* — Хойский максимум, *166* — Мачинский максимум, *167* — Верхнетуровский максимум, *168* — Хойнджинский максимум, *169* — Дичунский максимум, *170* — Ревунский максимум, *171* — Некорчевский максимум, *172* — Февралевский максимум, *173* — Березовский максимум, *174* — Широкопадинский максимум, *175* — Назаровский максимум, *176* — Степкинский максимум, *177* — Граничный максимум, *178* — Панинская, *179* — Береговая, *180* — Кузнецовская, *181* — Украинская, *182* — Крестьяновская, *183* — Первомайская, *184* — Уральская, *185* — Кирилловская, *186* — Горнозаводская, *187* — Северо-невельская, *188* — Ульяновская, *189* — Новотамбовская, *190* — Южноневельская, *191* — Березовская, *192* — Заречная, *193* — Мандаринковская, *194* — Большехолмская, *195* — Поворотная, *196* — Ожидаевская, *197* — Двуреченская, *198* — Костромская, *199* — Середкинская, *200* — Долинская, *201* — Сторожкинская, *202* — Слюдянская, *203* — Чеховская, *204* — Дудинская, *205* — Орокесская, *206* — Найбутинская, *207* — Новосибирская, *208* — Сергеевская, *209* — Макеевская, *210* — Запорожская, *211* — Старицкая, *212* — Лопатинская, *213* — Красногорская, *214* — Соболевская, *215* — Краснопольевская, *216* — Гастелловская, *217* — Замысловатинская, *218* — Лесогорская, *219* — Восточнолесогорская, *220* — Проторненская, *221* — Орловская, *222* — Побединский максимум, *223* — Кошевинский максимум, *224* — Волынская, *225* — Лесная, *226* — Христофоровская, *227* — Корсаковская, *228* — Лиственичная, *229* — Свободненская, *230* — Южнохандасинская, *231* — Борисовская, *232* — Западная, *233* — Октябрьская, *234* — Белкинская.

Основная часть осадочного выполнения приходится на миоцен (максимальная мощность до 6 тыс. *м*) и плиоцен (максимальная мощность до 4,5 тыс. *м*). Это в основном морские аргиллиты и алевролиты. Выдержанные песчаные пачки редки. В низах миоцена присутствуют зеленые туфы, туфобрекчии, агломераты и эффузивы. В разрезе плиоцена сравнительно большое развитие имеют глины. Во всем разрезе неогена отмечается ряд темноцветных глинистых пачек, которые наряду с упомянутыми мощными темноцветными толщами верхнего мела рассматриваются как возможно нефтематеринские.

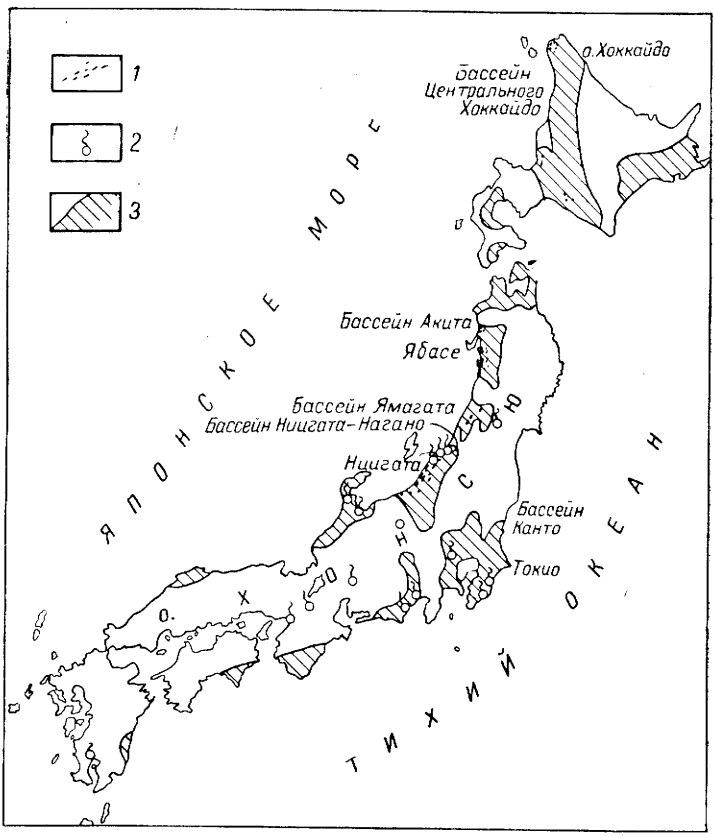


Рис. 77. Карта бассейнов Японских островов.

1 — нефтяные и нефтегазовые месторождения; *2* — газовые месторождения и газоносные площади; *3* — бассейны.

Многочисленные нефтегазопроявления, поверхностные и в скважинах, связаны с горизонтами, возраст которых занимает весь интервал осадочного выполнения. Промышленная нефтегазоносность ограничена миоценовыми и плиоценовыми отложениями (главным образом серии Фунакава), газоносность — частично и четвертичными. Природные резервуары — пластовые и литологически ограниченные со всех сторон — представлены в основном трещиноватыми туфами и аргиллитами, реже — песчаниками.

Нефтяные месторождения приурочены в основном к антиклинальным поднятиям, чаще всего группирующимся в небольшие антиклинальные зоны. Существуют, по-видимому, и моноклинальные месторождения с тектонически экранированными залежами.

Крупнейшее в Японии месторождение Ябасе (бассейн Акита) представляет собой узкую антиклинальную складку, слегка асимметричную, разбитую крупным поперечным нарушением на два блока, каждый из которых осложнен меньшими сбросами. В миоценовой свите Фунакава и плиоценовой

свите Кацуране содержится не менее 8 пластовых сводовых и литологически ограниченных со всех сторон залежей.

Многочисленные нефтяные месторождения Японских островов весьма малодебитны, к тому же в ряде случаев почти выработаны.

Отмечается своеобразный характер многочисленных, большей частью тоже весьма мелких, газовых месторождений. Они представляют собой скопление газа, растворенного в подземных водах очень полого моноклинально залегающих водоносных слоев. Выделяются более крупные из скоплений подобного типа — Ниигата (бассейн Ниигата — Нагано) и в районе Токио (бассейн Канто).

Дальнейшие перспективы бассейнов Японских островов, вероятно, связаны в основном: 1) с доразведкой газоносных площадей в бассейне Канто; 2) с разведкой меловых отложений; 3) с разведкой крупных подводных антиклинальных зон, выявленных морской сейсморазведкой в прибрежной полосе Японского моря, вдоль наземной части упомянутых бассейнов северо-западного Хонсю. В самые последние годы здесь получены промышленные притоки нефти.

ТАЙВАНЬСКИЙ БАССЕЙН

Тайваньский бассейн приурочен к краевому прогибу современного геосинклинального пояса, протягивающегося вдоль западно-тихоокеанских островных дуг. Доступная наблюдению часть бассейна расположена на территории западной предгорной равнины о. Тайвань (КНР). На западе бассейн не замкнут и раскрывается в сторону Тайваньского пролива. Восточным обрамлением бассейна служит антиклинорий высокогорного (до 4 *км*) Центрального хребта, сложенного метаморфическим комплексом палеозойского — мезозойского (?) возраста. Последний, вероятно, образует и фундамент бассейна.

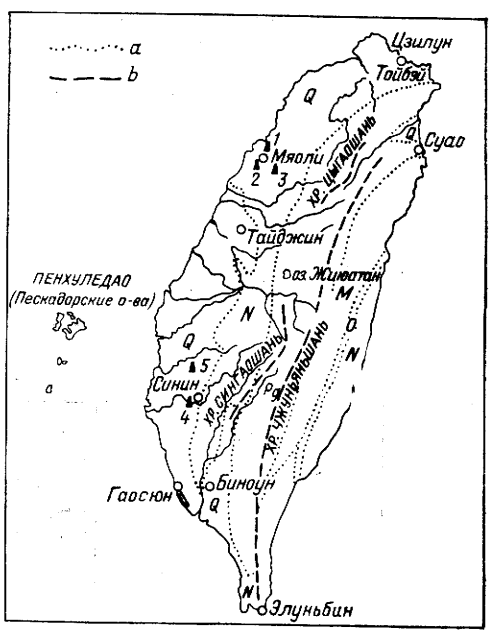


Рис. 78. Схематическая геологическая карта о. Тайвань.

a — геологические границы; *b* — хребты; *Q* — четвертичные отложения; *N* — неоген; *Pg* — палеоген; *M* — метаморфические породы. Месторождения нефти и газа: *1* — Диншуй (газ); *2* — Чжухуанкэн (нефть); *3* — Зудун (газ); *4* — Нюшань (газ); *5* — Лочжунли (газ).

Тайваньский краевой прогиб выполнен мощным комплексом третичных осадков, суммарная мощность которых превышает 10 *км*. Третичные отложения смяты в систему линейных передовых складок субмеридионального простирания, обычно нарушенных разрывами и наклоненных в западном направлении.

В основании осадочного покрова бассейна прослеживается монотонная серия темно-серых глинистых сланцев мощностью до 5 *км*, содержащая редкие прослои песчаников. Большая часть серии относится к палеогену, низы ее, возможно, имеют позднемезозойский возраст. В общем породы резко дислоцированы и подвержены довольно сильному региональному метаморфизму, в связи с чем условия для сохранения в них промышленных скоплений нефти и газа мало благоприятны.

Основные промышленно-нефтегазоносные горизонты Тайваньского бассейна приурочены к неогену. Миоценовые преимущественно песчано-глинистые отложения представлены чередованием мощных терригенных угленосных и песчано-глинистых толщ морского генезиса. В южном направлении

Таблица 27

Схематический сводный стратиграфический разрез Тайваньского нефтегазоносного бассейна

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	Плейстоцен	Гравий тейбл-ланд	Валунник, гравелит; вверху — красноцветные латеритные почвы; на юге — древний береговой риф	60	Нефтегазоносные песчаники
— ? —	Плиоцен	Конгломерат тоукошан (токазан)	Вверху — массивные конгломераты; ниже — песчаники, глины и конгломераты	1500	
Неогеновая	Миоцен	Свита холан (такуран)	Чередование глин, алевролитов и песчаников	2000—2900	Пачки нефтеносных песчаников
		Свита хиншуй	Черные глины	300—400	
		Свита квейчулин	Темно-серые массивные песчаники и глины	500—900	
		Свита нанчулин (верхняя угленосная)	Белые песчаники, серые глины, пласты углей	450—700	
		Свита нанкан (нанко)	Светло-серые песчаники с подчиненными прослоями глин	450	
		Свиты того	Чередование песчаников и глин	320	
		Свита шихти (средняя угленосная)	Чередование светло-серых песчаников и темно-серых глин с пластами углей	300—450	
		Свита таляо (тайрио)	Светло-серые песчаники, сине-серые глины	350—650	
		Свита кункян (кокан)	Туфы, агломераты, базальты с прослоями песчаников, глин и известняков	20—270	
		Свита мушан (нижняя угленосная)	Белые песчаники, чередование темно-серых песчаников и глин, пласты углей, прослои базальтов, туфогенных пород, линзы известняков	450	
		Свита сейтан	Темно-серые глины, белые песчаники		
Палеогеновая	Эоцен-олигоцен	Серия вулай (урай)	Темно-серые сланцы, алевролиты с редкими прослоями песчаников	Более 3000	
Поздний мезозой		Свита пихоу	Темно-серые аргиллиты с прослоями известняков	500—1500	
Палеозой — мезозой		Комплекс тананао	Метаморфический комплекс: сланцы, кристаллические известняки, песчаники, гнейсы, кварцевые порфиры, диабазы		

наблюдается замещение континентальных угленосных пород морскими осадками. Все породы отличаются сероцветным обликом, накопление значительной части их происходило в восстановительной среде. В общем сходные песчано-глинистые сероцветные отложения характерны и для большей части плиоцена. Миоценовые и плиоценовые отложения могут рассматриваться в качестве сингенетично-нефтегазоносных толщ.

Разрез дислоцированных отложений Тайваньского бассейна венчается грубообломочными осадками позднего плиоцена и плейстоцена, накапливавшимися на предгорной равнине и террасовидных поверхностях, примыкающих к растущим горным возвышенностям (табл. 27).

Нефтегазоносные площади Тайваньского бассейна группируются в двух районах, расположенных в северо-западной и юго-западной частях острова (рис. 78). Месторождения связаны с узкими, обычно крутыми (до 50—60°) линейными и брахиантиклинальными поднятиями, нарушенными разрывами. Большая часть месторождений (Диншуй, Зудун — на севере, Нюшань, Лочжупли — на юге) газовые, на месторождении Чжухуанкэн, приуроченном к северной группе, добывается сравнительно небольшое количество нефти[1].

§ 28. ГРУППА ЗАПАДНО-СРЕДНЕАЗИАТСКИХ БАССЕЙНОВ

В состав этой группы входят три бассейна: Устюртский, Кызылкумский, Чу-Сарысуйский. Все они являются в значительной степени сходными и принадлежат к относительно просто построенным платформенным бассейнам с разновозрастным, преимущественно палеозойским фундаментом. Устюртский бассейн выполнен в основном мезозойскими осадками и обладает в значительной мере погребенным обрамлением. Обрамление двух других бассейнов в большей своей части выведено на дневную поверхность. В этих бассейнах возраст выполняющих осадочных комплексов определяется от палеозоя до кайнозоя. В Чу-Сарысуйском бассейне мощность послепалеозойских осадков весьма невелика.

Промышленные скопления нефти и газа в этих трех бассейнах не обнаружены и они являются возможно нефтегазоносными.

УСТЮРТСКИЙ БАССЕЙН

Устюртский возможно нефтегазоносный бассейн приурочен к области прогибания, расположенной в зоне сочленения складчатых сооружений Урала, Тянь-Шаня и Мангышлака (рис. 79).

Большая часть разделов Устюртского бассейна со смежными областями прогибания имеет характер валов с погребенными выступами палеозойского фундамента в основании. Лишь на крайнем севере, в районе южного окончания Уральского складчатого сооружения ограничением бассейна является низкогорная область, в которой на поверхность выведены палеозойские отложения, образующие складчатое основание бассейна. На юго-западе в Мангышлакском горном сооружении местами обнажается резко складчатый комплекс пермо-триасового возраста.

Структурным разделом между Устюртским и Северо-Каспийским бассейнами является Южноэмбенский вал, имеющий северо-восточное простирание. В основании вала на глубине свыше 2—2,5 *км* залегают круто (<30—90°) дислоцированные девонские отложения, выраженные в виде осадков типа краевых прогибов. Каменноугольные отложения по типу пород, мощностям и условиям залегания имеют платформенный характер. В мезозойских отложениях Южноэмбенский вал выражен в виде цепочки локальных поднятий (амплитудой до нескольких сотен метров), выделяющихся на фоне регионального наклона слоев в юго-восточном направлении. Шарнир Южно-

[1] Недавно открыто газоконденсатное месторождение Тигеншан; первый горизонт залегает на глубине — 2830 *м*, второй — 4241 *м*.

эмбенского вала последовательно погружается с северо-востока на юго-запад в сторону Каспийского моря. Южноэмбенское поднятие ограничивает с юго-востока область солянокупольной тектоники Северного Прикаспия. Региональное положение и глубинное строение Южноэмбенского поднятия позволяет рассматривать его в качестве одного из погребенных элементов, расположенных на продолжении Уральской складчатой системы и претерпевших складчатость в середине палеозоя до карбона. Соотношение Южноэмбенского поднятия со структурными зонами Урала остается не вполне ясным. Представляется наиболее вероятным высказанное П. Я. Авровым и поддержанное Р. И. Грачевым предположение о непосредственной связи Южноэмбенского поднятия с антиклинорием Уралтау.

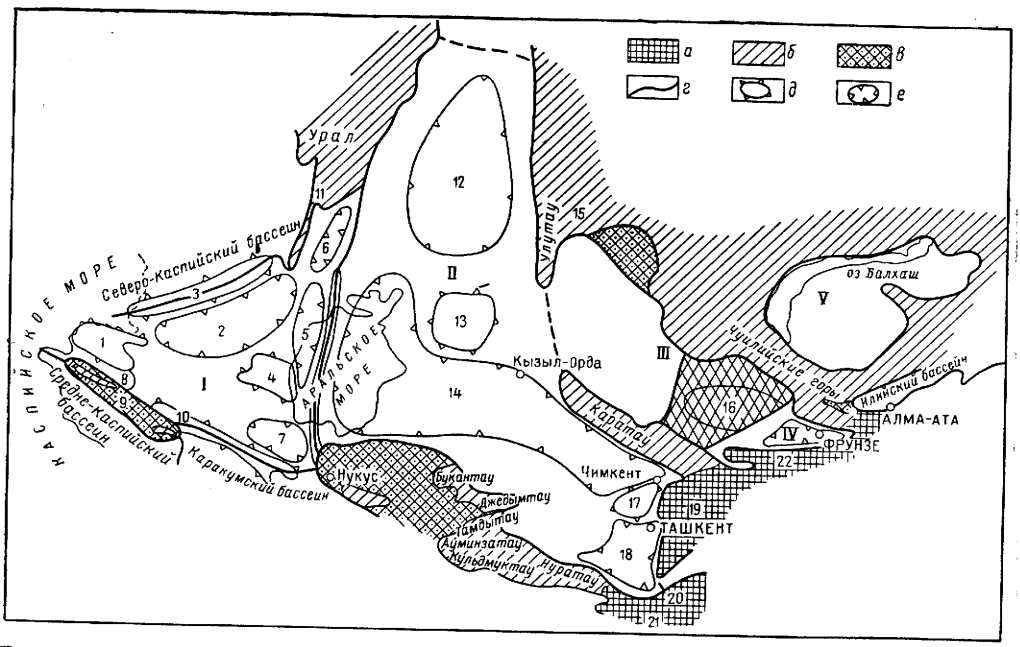


Рис. 79. Карта бассейнов: Устюртского, Кызылкумского, Чу-Сарысуйского, Восточно-Чуйского и Балхашского.
Области палеозойской складчатости:

а — высокогорные; *б* — низкогорные и пологовсхолмленные возвышенности; *в* — перекрытые маломощным покровом мезозоя и кайнозоя. Нефтегазоносные бассейны: *г* — граница бассейнов; *д* — контуры крупных поднятий (сводов валов и др.); *е* — контуры крупных прогибов.
I — Устюртский бассейн; *II* — Кызылкумский бассейн; *III* — Чу-Сарысуйский бассейн; *IV* — Восточно-Чуйский бассейн; *V* — Балхашский бассейн. *1* — Северобузачинское поднятие; *2* — Североустюртский прогиб; *3* — Южноэмбенское поднятие; *4* — Актумсукское поднятие; *5* — Западно-Аральский прогиб; *6* — Челкарский прогиб; *7* — Барса-Кельмесский прогиб; *8* — Южнобузачинский прогиб; *9* — Мангышлак; *10* — Карабаурский вал; *11* — Нушкакуль-Мугоджары; *12* — Тургайский прогиб; *13* — Нижнесырдарьинское поднятие; *14* — Северокызылкумская синеклиза; *15* — Сарысутегизское поднятие; *16* — Уланабельалакское поднятие; *17* — поднятие Чули; *18* — Приташкентский прогиб; *19* — Кураманский хребет; *20* — Туркестанский хребет; *21* — Зеравшанский хребет; *22* — Киргизский прогиб.

На востоке Устюртский бассейн отделен от Кызылкумского бассейна выделенным А. Д. Архангельским Арало-Кызылкумским валом, образованным зоной пологих поднятий, в которую входят дислокации полуострова Куланды, островов западной части Аральского моря, полуострова Муйнак. На юге вал примыкает к Султануиздагскому поднятию, сложенному палеозоем. На севере Арало-Кызылкумский вал прослеживается почти непосредственно вплоть до восточного склона Урала.

С юга к Устюртскому бассейну примыкают Среднекаспийский и Карагумский бассейны, отделенные от него соответственно горным складчатым сооружением Мангышлака, в пределах которого на поверхности прослеживается узкая зона резко дислоцированного пермо-триасового складчатого комплекса, и Карабаурским валом, расположенным севернее восточного продолжения погребенных мангышлакских складок. На Карабаурском валу

сарматские известняки залегают с размывом на меловых отложениях, которые в свою очередь, вероятно, залегают непосредственно на палеозое на глубине около 2 *км*.

На западе в связи со сближением Южноэмбенского поднятия и Мангышлака Устюртский бассейн, по-видимому, заканчивается слепо, выклиниваясь в районе Каспийского моря.

Фундаментом Устюртского бассейна, очевидно, являются палеозойские, в частности, нижне-среднепалеозойские отложения. Судя по разрезам Южноэмбенского поднятия и сейсмическим материалам по полуострову Бузачи, пермские, а местами и каменноугольные отложения зачастую слабо дислоцированы и входят в состав осадочного покрова бассейна.

Осадочный комплекс Устюртского бассейна имеет типично платформенный характер (мощность 2—5 *км*) с весьма пологими углами наклона слоев (от долей до 10—20°). В западной части бассейна в составе осадочного покрова выделяются три структурных этажа. Нижний этаж, к которому относятся пермо-триасовые, а местами и каменноугольные отложения, характеризуется залеганием слоев под углами 10—20°. В среднем структурном этаже, соответствующем юрским, меловым и палеогеновым отложениям, углы наклона слоев обычно не превышают нескольких градусов. Верхний структурный этаж образован неогеновыми отложениями, широко развитыми на поверхности и залегающими резко трансгрессивно на нижележащих породах. Углы наклона слоев в неогеновых отложениях измеряются долями градуса. В целом для Устюртского бассейна характерно региональное погружение фундамента в направлении Североустюртского прогиба.

Североустюртский прогиб отделен от расположенного севернее Южноэмбенского вала отчетливо выраженным флексурным перегибом, возможно, отвечающим крупному разлому в фундаменте. Глубина залегания подошвы неокома в прогибе достигает 3 *км*. На северном крыле Североустюртского прогиба прослеживаются пологие антиклинальные поднятия, вытянутые в северо-восточном направлении [Актумсук, Курган (Чегамбай), Букен и др.]. Амплитуда поднятий по меловым — третичным отложениям от нескольких десятков до первых сотен метров. По представлению Ю. М. Васильева, эти поднятия являются структурными формами, унаследованными от дислокаций погребенного палеозойского складчатого основания, расположенными на непосредственном продолжении Мугоджарской — Чушкакульской антиклинальных зон Уральской складчатой системы.

Таким образом, значительная северная часть Устюртского бассейна находится в зоне южного погружения и разветвления Урала. Для нее характерно наличие линейно вытянутых структурных элементов, покоящихся на палеозойском складчатом основании на продолжении западной ветви Урала, имеющих юго-западное простирание (Южноэмбенское поднятие, большая часть Североустюртского прогиба) и его восточной ветви, протягивающейся меридионально (Арало-Кызылкумский вал).

Центральная часть Устюртского бассейна имеет характер сложно построенной плиты, расположенной, по-видимому, на цоколе срединных массивов. Здесь выделяются два крупных пологих поднятия платформенного типа неправильных и округлых очертаний — Северобузачинское на западе и Актумсукское на востоке.

Северобузачинское поднятие, охватывающее большую часть полуострова Бузачи, сложено меловыми отложениями, залегающими непосредственно под четвертичными осадками. Подошва неокома в своде поднятия залегает на глубине всего 550 *м*, кровля верхнего палеозоя — на глубине 700 *м*. Отмечается резкое сокращение мощностей юрских отложений в сводовой части Бузачинского поднятия. Последнее состоит из двух антиклинальных цепей, разделенных Улекским синклинальным прогибом.

Актумсукское поднятие, по-видимому, представляет собой крупный сводовый выступ, которому соответствует четко выраженная в рельефе возвышенность и антиклинальный изгиб меловых и третичных отложений на

берегу Аральского моря. А. Л. Яншин предполагает неглубокое залегание палеозойского фундамента в ядре Актумсукского поднятия. От Арало-Кызылкумского вала оно отделено Западноаральским синклинальным прогибом. В относительно погруженной области между Северобузачинским и Актумсукским поднятием выделяется Кайдакская структурная седловина.

Вдоль южного края Устюртского бассейна прослеживаются синклинальные прогибы — Южнобузачинский, отделяющий Северобузачинское поднятие от Мангышлакского горного сооружения, и Барсакельмесский, расположенный между Актумсукским поднятием и Карабаурским валом. По геофизическим данным общая мощность осадочного покрова на полуострове Бузачи составляет до 5 *км*. В Южнобузачинском прогибе глубина залегания подошвы неокома оценивается в 1,5 *км*. Структурной перемычкой между Южнобузачинским и Барсакельмесским прогибами служит Байчагырский гравиметрический максимум, характеризующийся уменьшенной мощностью пермо-триасовых отложений.

На территории Устюртского бассейна разрез мезозойских и пермо-триасовых отложений имеет много общих черт с соответствующими нефтеносными отложениями Южноэмбенской солянокупольной области, Мангышлака и Астрахани.

Основные промышленно-нефтеносные горизонты Южноэмбенской солянокупольной области приурочены к отложениям пермо-триаса, средней юры, нижнего мела и сеномана. Эти же отложения следует рассматривать как перспективно-нефтеносные и в Устюртском бассейне. Мощность отдельных пластов песчаников колеблется от нескольких метров до первых десятков метров.

Третичные отложения ввиду их незначительной мощности и приповерхностного залегания в Устюртском бассейне не представляют практического интереса. Карбонатная толща верхнего мела, как правило, также оказывается недостаточно надежно захороненной вышележащими отложениями.

Для значительной части бассейна к числу перспективно-нефтегазоносных комплексов могут относиться также каменноугольные отложения там, где они не метаморфизованы и входят в состав осадочного чехла. На Южноэмбенском поднятии из каменноугольных отложений получены притоки горючего газа.

Вероятные зоны нефтегазонакопления Устюртского бассейна выражены в виде валов (например, Южноэмбенский, Арало-Кызылкумский валы), линейно вытянутых цепочек поднятий, осложняющих крупные прогибы (в частности, Североустюртский прогиб) и поднятия (например, Северобузачинское поднятие), а также зоны выклинивания различных горизонтов осадочного комплекса на склонах поднятий и прогибов. Подобные зоны выклинивания следует ожидать, в частности на обоих бортах Североустюртского прогиба, обращенных в сторону Южноэмбенского и Актумсукского поднятий, а для юрских отложений — также на склонах Северобузачинского поднятия. Помимо этого, месторождения могут концентрироваться в виде различно ориентированных групп неправильных, округлых очертаний, связанных с сводовыми выступами (например, с Актумсукским).

КЫЗЫЛКУМСКИЙ БАССЕЙН

Кызылкумский бассейн соответствует обширной области прогибания, расположенной в восточной части Туранской эпигерцинской платформы. СВ, ЮЗ и ЮВ обрамления бассейна образованы горными складчатыми сооружениями палеозойского возраста (Каратау, Кызылкумские возвышенности, Чаткало-Кураминское складчатое сооружение). На северо-западе Кызылкумский бассейн отделен от Устюртского бассейна погребенными разделом — Арало-Кызылкумским валом, сложенным на поверхности меловыми отложениями. Северная граница Кызылкумского бассейна не вполне опре-

делена. Учитывая данные Н. П. Туаева о том, что верхнепалеозойские отложения в пределах Тургайского прогиба местами могут быть слабо метаморфизованными, последний был условно включен в состав Кызылкумского возможно, нефтегазоносного бассейна.

Фундамент бассейна образован палеозойским, преимущественно герцинским складчатым комплексом. На отдельных участках фундамент может быть представлен доверхнепалеозойскими отложениями. Имеются также данные о наличии в северо-западной части бассейна складчатого комплекса триасового возраста.

Кызылкумский бассейн отличается неглубоким залеганием фундамента. Относительно опущенными являются Приташкентский прогиб, прилегающий к Чаткало-Кураминскому высокогорному складчатому сооружению, где мощность осадочного покрова оценивается в 3 *км*, и Северокызылкумская (Сырдарьинская) синеклиза, которая по характеру осадочного комплекса во многом напоминает восточные районы Устюртского бассейна.

Северокызылкумская синеклиза отделена от Тургайского прогиба крупным Нижнесырдарьинским поднятием, имеющим форму плоского квадратного свода, ограниченного по краям крутыми флексурными изгибами, местами осложненными разрывами. Судя по разрезу Нижнесырдарьинского поднятия, в котором мощность меловых отложений достигает 800 *м*, общая мощность мезо-кайнозойского осадочного комплекса в Северокызылкумской синеклизе должна составлять не менее 2—3 *км*. В Тургайском прогибе мощность мезозоя и кайнозоя не превышает нескольких сотен метров.

На оценке перспектив нефтегазоносности Кызылкумского бассейна отрицательно сказывается малая мощность осадочного покрова. Скопление нефти в мезозойских отложениях могут быть обнаружены в наиболее прогнутых частях бассейна — Северокызылкумской синеклизе и Приташкентском прогибе. На тех участках бассейна, где верхнепалеозойские отложения входят в состав осадочного покрова (что, в частности, возможно местами в Тургайском прогибе), последние также являются перспективным комплексом.

ЧУ-САРЫСУЙСКИЙ БАССЕЙН

Чу-Сарысуйский бассейн расположен в пределах одноименной впадины (см. рис. 78). На северо-востоке и юго-западе бассейн ограничен низкогорными областями и пологовсхолмленными возвышенностями, сложенными палеозойскими и докембрийскими складчатыми образованиями. К ним относятся: антиклинорий Улутау, Сарысу-Тенгизское поднятие, Чулийский антиклинорий, входящие в состав Казахстанского щита, и Каратауский антиклинорий, расположенный на продолжении Тянь-Шаньской области.

На юго-востоке Чу-Сарысуйский бассейн отделяется от Восточно-Чуйского погребенным Уланбель-Таласским поднятием с весьма неглубоким залеганием фундамента.

На западе Чу-Сарысуйский бассейн отделен от Кызылкумского погребенным выступом фундамента, которому на поверхности соответствует поднятие, сложенное меловыми отложениями.

Складчатые области, образующие обрамления Чуйского бассейна, были сформированы в основном в результате каледонской складчатости. Фундамент бассейна, вероятно, также представлен главным образом каледонским складчатым комплексом.

Верхнепалеозойские и частично среднепалеозойские (девонские) отложения общей мощностью в несколько тысяч метров здесь слабо метаморфизованы и входят в состав осадочного чехла. Мезозойские и кайнозойские отложения отличаются весьма малой мощностью и почти горизонтальным залеганием. Помимо пологих складок, в Чу-Сарысуйском бассейне выделяются солянокупольные поднятия, связанные с наличием в разрезе нижнего карбона и перми двух соленосных толщ.

В Чу-Сарысуйском бассейне возможным нефтегазоносным комплексом являются средне- и верхнепалеозойские отложения. В пермских и девонских мергелях и известняках здесь местами отмечался нефтяной запах.

§ 29. ГРУППА ВОСТОЧНО-СРЕДНЕАЗИАТСКИХ БАССЕЙНОВ

В состав этой группы входят Восточно-Чуйский, Илийский, Балхашский, Иссык-Кульский и Нарынский бассейны межгорных впадин палеозойских складчатых сооружений. Все они относительно просто построены и обладают наземным обрамлением, отчетливо выраженным в рельефе. Осадочное выполнение представлено в них главным образом осадками мезозоя и кайнозоя. В Балхашском бассейне в состав осадочного выполнения, вероятно, входят отложения среднего и верхнего палеозоя.

Глубинное строение всех пяти бассейнов изучено пока недостаточно. Промышленных скоплений в них не обнаружено и они являются возможно нефтегазоносными.

ВОСТОЧНО-ЧУЙСКИЙ БАССЕЙН

Восточно-Чуйский бассейн носит характер предгорного прогиба, примыкающего с севера к Киргизскому антиклинорию, представляющему собой высокогорную область палеозойской складчатости (см. рис. 79) Тянь-Шаня. От обычных краевых прогибов Чуйский прогиб отличается меньшей мощностью осадочного покрова и наличием низкогорной складчатой области вдоль северного борта. Прогиб имеет асимметричное строение с пологим северным и крутым, осложненным отчетливо выраженными складками, южным бортом. В наиболее опущенной части прогиба, прижатой к его южному краю, глубина залегания кровли палеозоя оценивается в 4—5 *км*. Разрез кайнозойских отложений венчается мощным (2,5 *км*) комплексом континентальных моласс неогенового возраста. На северном борту Чуйского прогиба прослеживается ряд крупных поднятий, вытянутых в юго-западном направлении, перпендикулярно обрамляющему прогиб древнему Кандыктасскому антиклинорию.

От смежного на западе Чу-Сарысуйского платформенного бассейна Восточно-Чуйский бассейн отделен Уланбель-Таласским поднятием. Уланбель-Таласское поднятие, характеризующееся значительным сокращением мощности осадочного чехла, вероятно, соответствует приядерной части срединного массива.

В Восточно-Чуйском бассейне можно рассчитывать на нефтеносность мезо-кайнозойских отложений в зонах пологих структурных отложений северного борта и складок южного борта бассейна. Могут представлять интерес также вероятные зоны выклинивания различных горизонтов осадочного чехла на северном и западном платформенных склонах.

В целом для оценки перспектив нефтегазоносности Чуйского бассейна существенное значение имеет определение мощности и строения осадочного покрова в различных его частях.

БАЛХАШСКИЙ БАССЕЙН

Область прогибания, заключенная между южными склонами Казахстанского щита и горными поднятиями антиклинориев Чуилийского и Джунгарского Алатау, сложенных палеозойскими отложениями (см. рис. 79), может рассматриваться в качестве возможно нефтегазоносного бассейна в случае, если средне- и верхнепалеозойские отложения в ее пределах окажутся неметаморфизованными и слабодислоцированными, как это можно предполагать, исходя из рассмотрения региональной тектонической обстановки и строения областей обрамлений. Вопрос о возможной нефтегазоносности мезозойских отложений в Балхашском бассейне остается открытым до выяснения мощности и разреза данных отложений.

Имеющиеся сведения о неглубоком залегании фундамента в Балхашской впадине не исключают возможности обнаружения в ее пределах зон повышенных мощностей осадочного покрова, могущих представлять практический интерес.

ИЛИЙСКИЙ БАССЕЙН

Илийский бассейн приурочен к одноименной межгорной впадине северного Тянь-Шаня. В составе обрамлений бассейна основная роль принадлежит горным областям, складчатая структура которых в основном сформирована в нижнем и среднем палеозое в результате каледонских движений (антиклинории Чу-Илийский, Борохоро на севере, Кандыктас и Заилийский Алатау на юге). Герцинская складчатость в этих областях имеет явно подчиненное значение. Лишь на юго-востоке и востоке бассейн обрамляется горными склад-

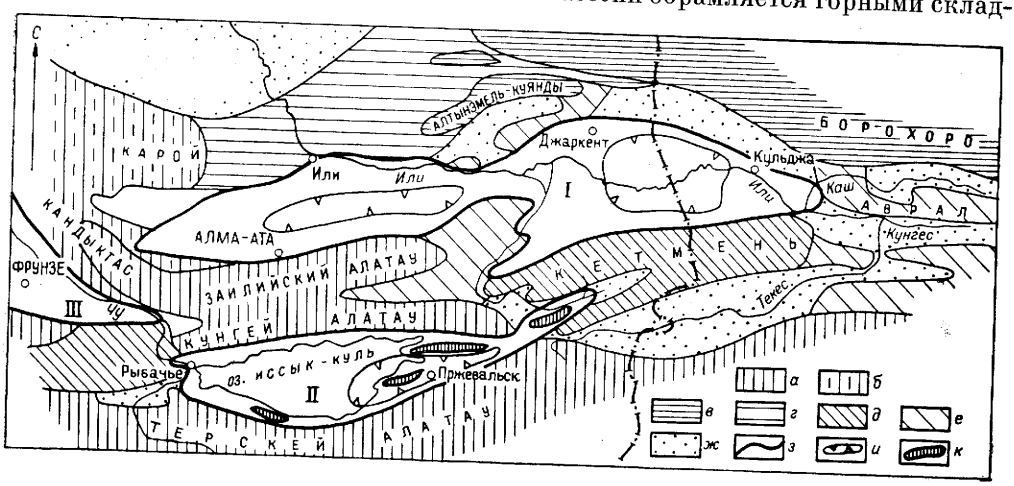


Рис. 80. Карта Илийского и Иссыккульского бассейнов.

Области обрамлений бассейнов. Области преимущественно каледонской складчатости с широким развитием докембрийских отложений: *а* — высокогорные; *б* — низкогорные. Области каледонской и герцинской складчатости: *в* — высокогорные; *г* — низкогорные. Области герцинской складчатости: *д* — высокогорные; *е* — низкогорные; *ж* — впадины с мезо-кайнозойским покровом малой мощности, не входящие в состав возможных нефтегазоносных бассейнов.
Прочие обозначения: *з* — границы известных и возможных нефтегазоносных бассейнов: *I* — Илимский, *II* — Иссыккульский, *III* — Восточно-Чуйский; *и* — контуры прогибов; *к* — некоторые крупные антиклинальные поднятия.

чатыми сооружениями верхнепалеозойского возраста (Кетмень и Аврал). На севере и юге обрамления бассейна выражены в виде высокогорных областей, на западе, северо-западе и востоке бассейн ограничен областями низкогорных и пологовсхолмленных возвышенностей (рис. 80).

Фундамент бассейна представлен палеозойскими отложениями. Имеющиеся данные о согласном залегании карбона и мезозоя на восточном окончании Заилийского Алатау и слабая степень дислоцированности каменноугольных отложений в этом районе дают основание считать, что верхний палеозой не везде может относиться к складчатому основанию бассейна.

Бассейн имеет грушевидную форму. Возникновение пережима связано с погружением в глубь бассейна палеозойских поднятий Кояндытау-Алтынэмель на севере и Заилийского Алатау на юге. Указанный пережим разделяет бассейн на два прогиба: западный — Алмаатинский и восточный — Джаркентский. В осевых частях прогиба поверхность палеозоя залегает на глубине свыше 3—4 *км*.

В поперечном профильном разрезе бассейн рисуется в виде корытовидной впадины с крутыми, местами ограниченными разрывами, бортами и выположенным днищем. С удалением от контакта с палеозоем наклон мезозойских отложений быстро падает от 10—30° и более до единиц, долей градусов и меньше (рис. 81).

На северном борту бассейна выделяется несколько нарушенных разрывами асимметричных антиклинальных складок и флексур, отражающих пологие изгибы, блоковые поднятия и расколы палеозойского фундамента. Углы наклона мезозойских и третичных отложений составляют обычно несколько десятков градусов.

Аналогичные складки наблюдаются и на южном борту бассейна, в зоне восточного периклинального погружения антиклинория Заилийский Алатау. Не исключена возможность, что Заилийский Алатау и Аврал, погружающиеся навстречу друг другу с противоположных концов Джаркентского прогиба, являются звеньями единой цепи поднятий. В пользу этого предположения говорит и двукратный коленообразный изгиб р. Или, из которых восточный (к югу от Кульджи) может объясняться обтеканием погребенного поднятия вдоль его южного крыла, а западный (к юго-западу от г. Панфилова) пересечением предполагаемого поднятия рекой вкрест простирания.

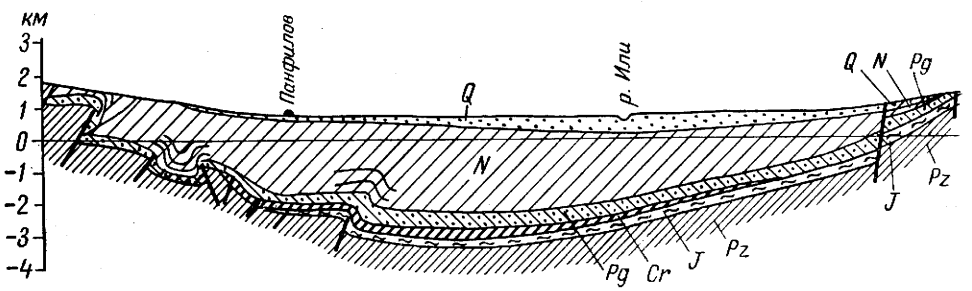


Рис. 81. Профильный разрез через восточную часть Илийского бассейна.

Для оценки перспектив нефтегазоносности Илийского бассейна отрицательным является сравнительно небольшая мощность мезо-кайнозойского осадочного покрова и незначительная ширина бассейна (менее 100 *км*).

В разрезе мезозоя и кайнозоя в качестве возможных битумопроизводящих комплексов может рассматриваться сероцветная толща миоценовых отложений, с которой связаны выделения азотно-метановых газов из ряда скважин в Джаркентском прогибе, а также угленосная свита юрского возраста. Степень перспективности Илийского бассейна может быть существенно повышена, если область распространения слабо дислоцированных неметаморфизованных верхнепалеозойских отложений окажется достаточно значительной.

Наибольший практический интерес в Илийском бассейне представляют области глубокого погружения фундамента, в первую очередь Джаркентский прогиб, в центральной части которого может быть обнаружена перспективная погребенная цепь поднятий (см. выше).

ИССЫККУЛЬСКИЙ БАССЕЙН

Иссыккульский бассейн расположен на месте межгорной впадины, заключенной между антиклинориями Кунгей-Алатау и Терскей-Алатау, представляющими высокогорные складчатые сооружения, сложенные в основном докембрийскими образованиями и меньше — палеозойскими отложениями. В формировании антиклинориев основная роль принадлежит каледонской складчатости (см. рис. 80).

Вдающееся в пределы бассейна юго-восточное окончание антиклинория Кунгей-Алатау отделяет основную западную часть бассейна — Иссыккульский прогиб — от небольшого и менее прогнутого Кегельского прогиба. Антиклинории Терскей-Алатау и Кунгей-Алатау по крутопадающим взбросам надвинуты в сторону Иссыккульского прогиба. Бассейн имеет слабо асимметричный поперечный профиль. Наибольшая мощность мезо-кайнозойского

осадочного покрова — до 4—5 *км* — отмечается в юго-восточной части Иссыккульского прогиба.

В прибортовых зонах и в восточной половине Иссыккульского бассейна наблюдается ряд складок, вытянутых в виде субширотных цепей (рис. 82). Складки асимметричные, зачастую нарушенные продольными разрывами, с углами падения слоев на крыльях 10—50°. В ядрах краевых складок местами обнажается палеозойский фундамент, поверхность которого также антиклинально изогнута.

Фундаментом бассейна служат палеозойские отложения. Отмечается слабая степень дислоцированности каменноугольных отложений и участие последних в дислокациях вышележащих мезо-кайнозойских отложений.

В верхах красноцветного комплекса над соленосной толщей в Кегеньском прогибе наблюдаются пачки сероцветных битуминозных глин. Из данных отложений, относимых к олигоцен-миоцену, на Чульадырской антиклинали установлено выделение горючего газа. Другой толщей, богатой рассеянным органическим веществом, являются юрские угленосные отложения.

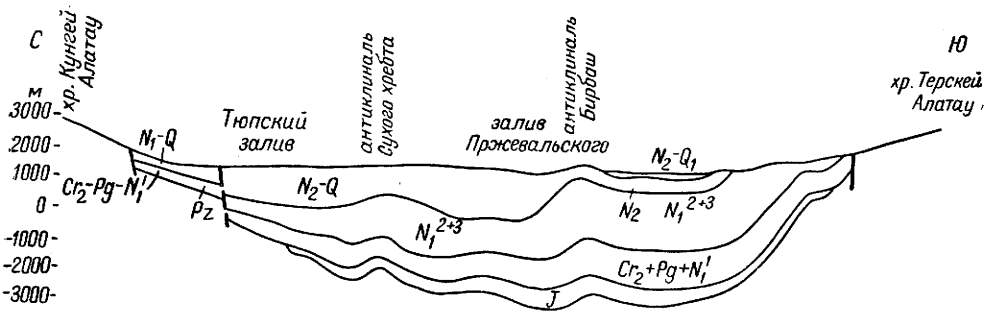


Рис. 82. Профильный разрез через восточную часть Иссыккульского бассейна.

Иссыккульский бассейн по условиям нефтегазонакопления и диапазону возможной нефтегазоносности весьма близок к описанному выше Илийскому бассейну. В обоих бассейнах, вероятно, могут быть обнаружены небольшие по размерам, видимо, в основном газовые скопления в третичных отложениях, связанных с толщей битуминозных глин. К числу возможных нефтегазоносных комплексов должны принадлежать надежно захороненные юрские и, возможно, верхнепалеозойские (в частности каменноугольные) отложения.

НАРЫНСКИЙ БАССЕЙН

К числу внутренних впадин Тянь-Шаня, могущих представлять интерес в отношении нефтегазоносности, принадлежит также Нарынская впадина, имеющая много сходных черт с Иссыккульской. Осадочное выполнение Нарынской впадины также представлено юрской угленосной серией, имеющей ограниченное распространение на поверхности, и мощным (до 4 *км*) молассовым комплексом третичного, в нижней части, возможно, верхнемелового возраста, построенного аналогично соответствующим осадкам Иссыккульской впадины. Отличительной особенностью Нарынского бассейна является чрезвычайно широкое развитие разрывных нарушений, расчленяющих впадину на ряд крупных грабенов, разделяемых поднятыми блоками. Перспективными горизонтами являются юрские и нижнетретичные отложения в наиболее погруженной центральной части впадины.

§ 30. ГРУППА ЮЖНО-СРЕДНЕАЗИАТСКИХ БАССЕЙНОВ

В состав группы входят два бассейна межгорных впадин: Ферганский и Афгано-Таджикский. Они располагаются в области, характеризующейся весьма сложным тектоническим строением. Обрамление их, как правило,

отчетливо выражено в рельефе в виде горных сооружений. Заложение и формирование отдельных обрамляющих элементов происходило на разных этапах в палеозое, мезозое и кайнозое.

Кайнозойская складчатость резко проявилась в обоих бассейнах. Она обусловила образование горного обрамления в современном виде и привела к формированию складок в осадочном выполнении бассейнов. Мощность толщ осадков, залегающих на палеозойском фундаменте, очень значительна и достигает 10—12 *км*. Оба бассейна являются промышленно-нефтегазоносными.

ФЕРГАНСКИЙ БАССЕЙН

Ферганский нефтегазоносный бассейн приурочен к крупнейшей внутритяньшанской межгорной впадине (рис. 83). Северным и южным ограничениями бассейна служат высокогорные области палеозойской складчатости —

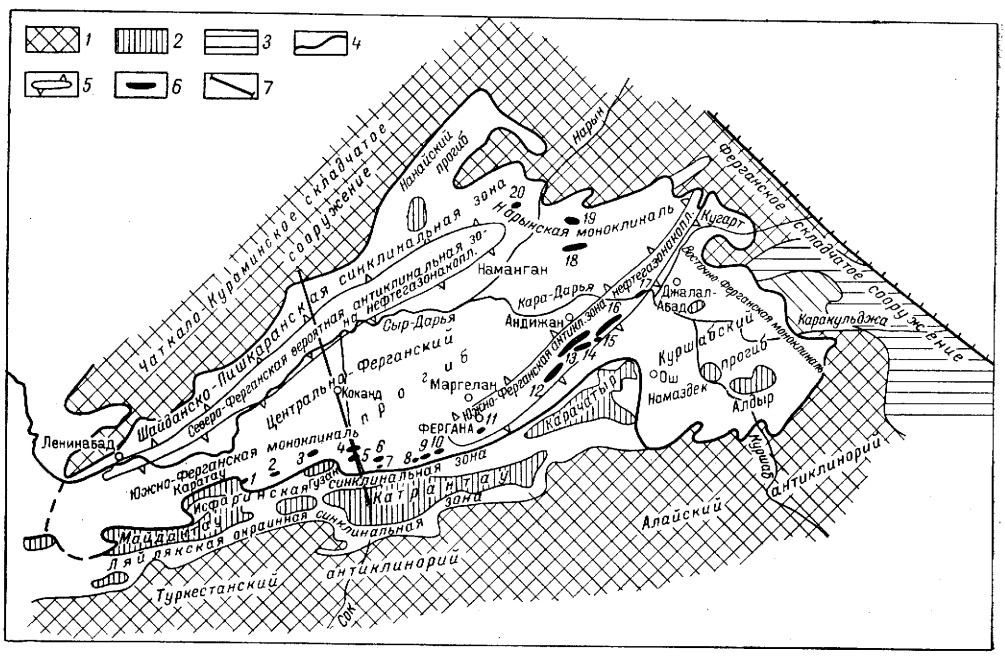


Рис. 83. Карта Ферганского бассейна.

1 — высокогорные области палеозойской складчатости; *2* — низкогорные гряды, сложенные палеозойским складчатым комплексом; *3* — высокогорные области мезозойской (предмеловой) складчатости; *4* — граница нефтегазоносного бассейна (пунктиром показаны участки границы, проведенные через погребенные разделы); *5* — известные и перспективные антиклинальные зоны; *6* — нефтяные и газонефтяные месторождения (на карте): *1* — Сельрохо (КИМ), *2* — Нефтеабад, *3* — Шорсу IV, *4* — Северный Сох, *5* — Чонгара, *6* — Северный Риштан, *7* — Сарыкамыш, *8* — Чаур, *9* — Яркутан, *10* — Чимион, *11* — Ауваль, *12* — Палванташ, *13* — Андижан, *14* — Шарихан, *15* — Бостон, *16* — Южный Аламышик, *17* — Чангырташ, *18* — Избаскент, *19* — Майлису IV, *20* — Майлисай; *7* — линия профильного разреза.

Чаткало-Кураминское складчатое сооружение и Туркестано-Алайский антиклинорий. На востоке бассейн замыкается Ферганским складчатым сооружением, значительная часть которого сложена мощным терригенным комплексом юрских осадков, смятых в складки в предмеловое время. На западе Ферганский нефтегазоносный бассейн через узкую горловину сообщается с Кызылкумским бассейном.

Ферганский бассейн отличается не вполне симметричным строением. Северное его обрамление круто обрывается в сторону бассейна, будучи отделено от него краевым разломом и флексурным уступом. В отличие от этого вдоль южного края бассейна прослеживается система низкогорных гряд, сложенных палеозоем, образующих переходную зону между Туркестано-Алайским антиклинорием и южной Адырной зоной Ферганского бассейна. От ос-

новной части Туркестано-Алайского антиклинория отмеченные палеозойские поднятия отделены Ляйлякской окраинной синклинальной зоной (иначе называемой синклиналью 40-й параллели). Отдельные выступы палеозойского складчатого основания имеются и в краевых частях Ферганского бассейна.

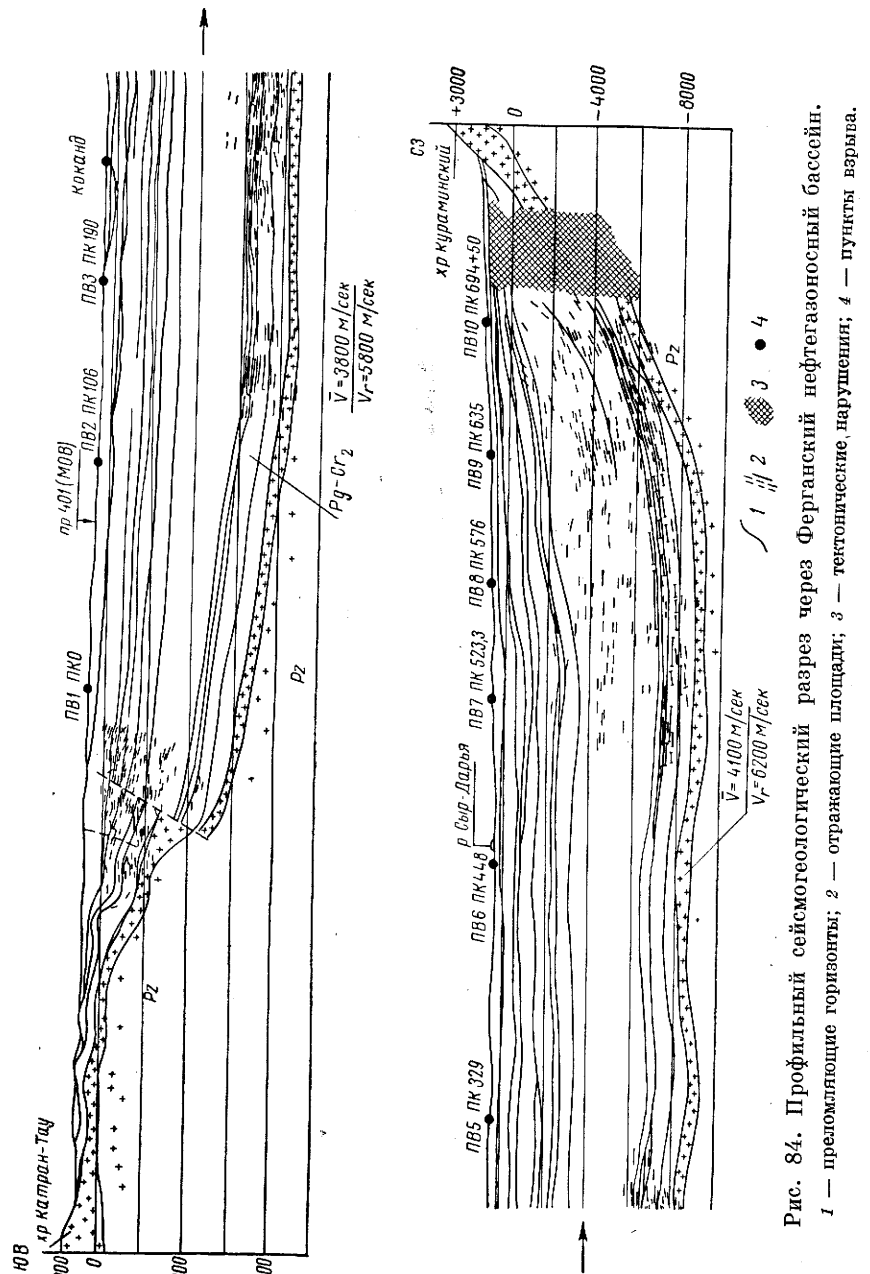


Рис. 84. Профильный сейсмогеологический разрез через Ферганский нефтегазоносный бассейн.
1 — преломляющие горизонты; *2* — отражающие площади; *3* — тектонические нарушения; *4* — пункты взрыва.

В целом Ферганский бассейн имеет характер сложно построенного синклинального прогиба со ступенчатым погружением палеозойского фундамента от прибортовых частей бассейна к центральной, где его глубина залегания, по геофизическим данным, оценивается до 12 *км* (рис. 84). Помимо этого, отмечается общее нарастание мощностей осадочного комплекса и погружение складчатого основания с запада на восток в сторону прогиба, примыкающего к Ферганскому складчатому сооружению.

Ферганская впадина соответствует замкнутому артезианскому бассейну с областями питания, расположенными в предгорьях в зонах выхода мезозойских и кайнозойских отложений на поверхность. Для большей части осадочного комплекса, за исключением небольшой верхней толщи, дренируемой реками, артезианский бассейн имеет бессточный характер, так как явно выраженных зон разгрузки в нем не наблюдается. Частичная разгрузка пластовых вод палеогеновых и меловых отложений может происходить в антиклинальных зонах по поверхностям тектонических нарушений и несогласий.

Отчетливо выраженные складки, в строении которых принимают участие мезозойские, третичные и древнечетвертичные дислоцированные отложения (см. табл. 28), развиты в широком краевом поясе Ферганского бассейна и имеют северо-восточное простирание, будучи вытянуты параллельно структурным элементам его северного и южного обрамлений. Размеры складок колеблются от нескольких сотен метров до десятков километров в длину. Для большинства складок крутые крылья обращены в сторону краевых частей бассейна.

Характерной чертой ферганских антиклиналей является смещение сводов и изменение структурной формы поднятий в неогеновых молассовых осадках по сравнению с нижележащими отложениями. Величина смещения в плане в отдельных случаях достигает 1—2 *км* и более. Эти явления связаны с различными причинами: изменениями мощностей отложений, выжиманием пластичных толщ, денудационными перерывами, смещением по разрывам и т. д.

В последнее время доказана дислоцированность третичных (массагетских) отложений и в центральной части Ферганского бассейна, скрытых под мощным горизонтально залегающим покровом четвертичных осадков.

Основными структурными элементами Ферганского бассейна являются Кокандский прогиб, Южноферганская и Североферганская адырные антиклинальные зоны, отделенные от краев бассейна узкими синклинальными Шайданско-Пишкаранской и Исфаринской зонами и сравнительно неглубоко прогнутыми окраинными прогибами: Нанайским на севере и Куршабским на юге. На северном, южном и восточном бортах Ферганского бассейна выделяются осложненные складками Нарынская, Южноферганская и Восточноферганская моноклинали.

Кокандский прогиб выполнен мощной толщей четвертичных и неогеновых отложений. Палеогеновые отложения здесь залегают на глубине 4—5 до 8 *км*. По геофизическим данным, в Кокандском прогибе намечается ряд крупных погребенных поднятий (размером 8 × 15 *км* и более).

Южноферганская антиклинальная зона состоит по меньшей мере из двух цепей антиклинальных поднятий. Краевые складки, приближенные к областям развития палеозойских отложений, обычно высоко подняты, сложены меловыми и палеогеновыми отложениями. Они отличаются небольшими размерами, крутым поперечным профилем, широким развитием разрывных нарушений. Основная часть Южноферганской антиклинальной зоны опущена, складки здесь более крупные и относительно погруженные. На поверхности в них обнажаются плиоценовые и четвертичные отложения, слагающие пологие увалы — адыры. Под полого залегающим молодым комплексом ниже поверхности несогласия располагается крутая, обычно рассеченная продольными и поперечными разрывами, в той или иной мере смещенная складка в палеогеновых и мезозойских отложениях. В ряде случаев под антиклинально изогнутым неогеновым молассовым комплексом здесь были обнаружены моноклинально залегающие палеогеновые и меловые отложения.

Североферганская антиклинальная зона образована очень крупными кулисообразно-расположенными поднятиями, сложенными преимущественно неогеновыми отложениями. По-видимому, эти поднятия принадлежат нескольким различным цепям. В разрезе неогена здесь выделяются местами

Таблица 28

Схематический сводный стратиграфический разрез Ферганского нефтегазоносного бассейна

(по М. И. Брик, Н. П. Васильковскому, О. С. Вялову, А. М. Габрильяну, М. Н. Грамму, В. Г. Клейбергу, В. В. Кутузовой, Н. М. Розанову, Л. Б. Рухину, С. Н. Симакову, И. П. Соколову, А. М. Хуторову)

Система	Отдел	Серия, ярус	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Распределение нефтегазопроявлений в разрезе
Четвертичная	Нижний		Сохская (испи-сарская)	Серые конгломераты, в других районах — палево-бурые лёссовидные глины, пески. Угловое и стратиграфическое несогласие	100—200	
Неогеновая			Кепелийская свита (примерно соответствует андижанской свите О. С. Вялова)	Серые, бурые конгломераты, песчаники, алевролиты и глины. Местное стратиграфическое несогласие	До 1300	
	Плиоценовый	Бактрийская серия	Акчопская свита (примерно соответствует тогапской свите О. С. Вялова)	Палево-желтые песчаники и глины. Стратиграфическое и угловое несогласие	800—1000	Нефтеносный пласт песчаника I
	Миоценовый	Массагетская серия	Обчакская свита (примерно соответствует бледно-розовой свите О. С. Вялова)	Бледно-розовые гравелиты, песчаники и глины. В северной адырной зоне с данными отложениями условно сопоставляется гипсоносная и соленосная свиты — коричневые, кирпично-красные загипсованные глины и песчаники с мощными пластами гипсов и отложений соли. Местное стратиграфическое несогласие	100—700, до 3000 на севере	Нефтегазопроявления и отдельные залежи нефти и газа
Палеогеновая	Олигоценовый		Майлисарская свита (примерно соответствует кирпично-красной свите О. С. Вялова)	Кирпично-красные глины, алевролиты, песчаники	150—350, до 1900 на севере	
		Ферганская серия	Сумсарские слои	Малиновые глины, вверху — пласт песчаника	10—100	II, III нефтегазоносные пласты, песчаник 3—25 *м*
			Ханабадские слои	Ярко-зеленые глины	10—50	
			Исфаринские слои	Светло-серые, буроватые глины	10—40	

Система	Отдел	Серия, ярус	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Распределение нефтегазопроявлений в разрезе
Палеогеновая	Олигоценовый	Ферганская серия	Риштанские слои	Буровато-зеленые (табачные) глины, внизу — пачка песчаников и мергелей	20—50	IV нефтегазоносный пласт — песчаник, известняк 6—14 *м*
			Туркестанские слои	Зеленовато-серые глины с прослоями известняков	25—90	V пласт известняка, один из основных нефтеносных горизонтов, 6—16 *м*. VI нефтеносный пласт — песчаник 3—14 *м*
	Эоценовый		Алайские слои [1]	Светло-серые известняки, внизу — зеленые глины	40—170	Пласт известняка (15—45 *м*), VII — один из основных нефтеносных горизонтов, нефтеносный пласт VIII — известняк
	Эоценовый	Согдийская серия	Сузакские слои [1]	Зеленые, красно-бурые глины с прослоями песчаников и известняков	20—60	—
	Палеоценовый		Бухарские слои [1]	Серые глины, песчаники, белые известняки и доломиты	100	IX нефтеносный пласт — песчаник (9—25 *м*)
Меловая	Верхний	Датский ярус	Свита Гознау. Пестроцветная свита (в андижанской группе месторождений аналогом является палванташская свита)	Белые гипсы. Красные, серые глины и песчаники с прослоями розово-белых известняков	25—60. 70—400	XIII, XIV, XV пласты нефтегазоносных песчаников и известняков
		Сенонский надъярус	Свита Яловач	Розовые, красные песчаники, меньше — глины	25—200	Газовый фонтан на месторождении Северный Сох, залежь нефти на месторождении Сарыташ
			Экзогировая свита	Зеленые глины с прослоями известняков	20—100	XVI, XVII пласты нефтеносных известняков

[1] Вопрос о стратиграфическом объеме алайских, сузакских и бухарских слоев в Ферганском бассейне является дискуссионным.

Система	Отдел	Серия, ярус	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Распределение нефтегазопроявлений в разрезе
Меловая	Нижний	Сеноманский ярус	Калачинская свита (в андижанской группе месторождений аналогом является шариханская свита)	Красные конгломераты, разнозернистые песчаники, меньше глины. Вверху местами — пачка известняков и гипсов. Локальное стратиграфическое несогласие	25—300	XVIII пласт песчаника с признаками нефти
			Кизылпиляльская свита (в андижанской группе месторождений аналогом является аламышикская свита)	Красные, меньше серо-зеленые глины и песчаники	50—300	XIX, XX, XXI пласты нефтегазоносных песчаников
			Ляканская свита (в андижанской группе месторождений вероятным аналогом является ходжаосманская свита)	Бледно-розовые известняки на востоке, красные песчаники и глины	25—100	XXII, XXIII, XXIIIа и XXIIIб пласты нефтегазоносных песчаников
Юрская	Верхний		Муянская свита (в андижанской группе месторождений вероятным аналогом является ходжиабадская свита)	Красные конгломераты, меньше песчаники и глины. Угловое несогласие	10—300	—
	Средний			Пестроцветные загипсованные глины с подчиненными прослоями рыхлых гравелитов	15—150, среднее 100	Нефтегазопроявления в Нефтеабаде, Чонгаре, Сев. Риштане, Майлису, фонтан газа в Сев. Сохе
				Серые конгломераты, песчаники, алевролиты и глины	40—400, среднее 200	
	Нижний			Серые конгломераты, песчаники, глины, угли. Угловое несогласие	20—300, среднее 150	—
Триасовая			Камышбашинская свита	Пестроцветные песчаники, конгломераты с прослоями глин. Развиты локально	0—200	—
Пермская			Мадыгенская свита	Зеленовато-серые, реже красные, фиолетовые глины, песчаники, конгломераты	0—100	

мощные соленосная и гипсоносная толщи, с которыми связаны вторичные усложнения строения и диапировидный характер складок.

К востоку и северо-востоку от Северо-Ферганской антиклинальной зоны в пределах Нарынской моноклинали северный борт Ферганского бассейна полого погружается в южном направлении. Здесь наблюдается несколько цепей сравнительно пологих складок субширотного направления. Во многих складках нечетко выражены или отсутствуют восточные периклинальные окончания.

Куршабский и Нанайский прогибы представляют собой крупные структурные заливы, отделенные от основной, глубоко опущенной части Ферганской впадины выведенными на поверхность и погребенными грядами, сложенными палеозоем. Эти прогибы отличаются небольшой глубиной залегания палеозоя — 1—3 *км*. В ядрах складок здесь обычно обнажаются меловые, а местами и палеозойские отложения. Поднятия Куршабского прогиба имеют куполовидные очертания.

Восточный край Ферганского бассейна, осложненный системой структурных носов, ответвляющихся от Ферганского складчатого сооружения и погружающихся на юго-запад, выделяется под названием Восточно-Ферганской моноклинали.

Палеозойские отложения, судя по разрезам в областях обрамлений и краевых частях Ферганской впадины, сильно метаморфизованы и входят в состав складчатого основания бассейна. Однако существуют представления (Н. П. Туаев) об ослаблении степени метаморфизма и упрощении складчатой структуры палеозойских отложений по мере движения к центру Ферганы, что не может не влиять на оценку перспектив их нефтегазоносности, если не принимать во внимание значительную глубину залегания. В окружающих Ферганский бассейн горных складчатых сооружениях отмечались отдельные выходы жидкой нефти, жилы асфальтита и другие нефтепроявления в силурийских, кембрийских отложениях и других горизонтах палеозойской группы. На месторождении Южный Аламышик с зеленоцветными эффузивно-осадочными породами палеозойского возраста, подстилающими нижнемеловые красноцветные образования, также связаны нефтепроявления. Можно полагать, что в выступах палеозойского фундамента на отдельных участках Ферганского бассейна могут быть обнаружены залежи нефти и газа промышленного значения.

В настоящее время не имеется достаточного количества материалов для решения вопроса о возможной нефтегазоносности пермо-триасовых отложений Ферганы.

Проведенное за последние годы бурение показало, что юрские отложения в Ферганском бассейне распространены значительно шире, чем это представлялось ранее. В частности, в Южно-Ферганской антиклинальной зоне установлена широкая полоса сплошного развития юрских отложений длиной около 120 *км*, в которой мощность осадков данного возраста достигает 500 *м* и более. Общий сероцветный облик нижне-среднеюрских отложений и сравнительно высокое содержание в них рассеянного органического вещества издавна давало основание рассматривать данные отложения в качестве битумопроизводящих. Наличие признаков нефти и газа на ряде поднятий и газовый фонтан из юрских отложений на месторождении Северный Сох позволяет считать нижне-среднеюрские образования сингенетично-нефтеносной толщей, исследование которой еще только начинается. По мнению некоторых авторов (О. А. Рыжков, Н. М. Розанов и др.), XXII промышленно-нефтеносный горизонт следует относить не к нижнемеловым, а к юрским отложениям.

Меловые отложения принадлежат к числу важнейших промышленно-нефтегазоносных комплексов Ферганского бассейна, изучение которого начало проводиться в сравнительно недавнее время. В разрезе нижне- и верхнемеловых отложений Ферганского бассейна выделяется свыше десяти выдержанных природных резервуаров, представленных пачками песчаников и известняков мощностью в несколько десятков метров и носящих литерные

обозначения XIII—XXIII. Из них пласты XIII, XIV, XV, XVII, XIX, XX, XXI, XXII и XXIII содержат залежи нефти и газа промышленного значения, а в остальных отмечались нефтегазопроявления. Общая мощность природных резервуаров в разрезе меловых отложений составляет 350 *м*. Максимальные суточные дебиты нефти достигают 500 *т*, газа — до 2 млн. $м^3$. Нефть, заключенная в меловых отложениях, отличается весьма низким удельным весом (0,76—0,79), малым содержанием смол, асфальтенов, серы и редких элементов.

В составе меловых отложений Ферганы выделяются два комплекса, резко отличных по условиям осадконакопления. Нижний комплекс, представленный преимущественно красноцветными терригенными образованиями континентального происхождения, охватывает весь нижнемеловой отдел и сеноманский ярус. Большая часть верхнемелового отдела сложена чередованием сероцветных и пестроцветных песчано-глинистых отложений с подчиненными пачками известняков и гипсов. Они накапливались в условиях периодической смены лагунно-морского и континентального режимов. Если, по мнению большинства исследователей, залежи нефти, заключенные в верхнемеловых отложениях, генетически связаны с вмещающими породами, то во взглядах на происхождение нефти в нижнемеловых отложениях имеются существенные расхождения.

А. М. Хуторов, Л. Б. Рухин, О. А. Рыжков, Н. М. Розанов и другие являются сторонниками образования нефти за счет рассеянных битуминозных веществ, заключенных в сероцветных прослоях внутри красноцветной толщи. При этом справедливо подчеркивается постепенное замещение красноцветных пород зеленоцветными и сероцветными по мере движения от краевых разрезов нижнемеловых отложений к глубоко прогнутым центральным областям. В отличие от этого С. Н. Симаков считает, что залежи нефти и газа в нижнемеловых отложениях образовались за счет вертикальной миграции из палеозойских отложений. Н. А. Кудрявцев полагает, что нахождение нефти и газа среди красноцветных образований нижнемелового возраста служит аргументом в пользу ее неорганического генезиса. Несомненно, вопрос о происхождении нефти в нижнемеловых отложениях является дискуссионным и подлежит дальнейшей разработке, однако имеющиеся в настоящее время данные позволяют считать первую точку зрения наиболее близкой к действительности.

Палеогеновые отложения до конца сороковых годов настоящего столетия были по существу единственным промышленно-нефтеносным комплексом Ферганского бассейна. По объему добычи нефти и разведанным запасам палеогеновые отложения до сих пор занимают ведущее положение, хотя по мере развития поисково-разведочных работ в мезозойских, в частности, меловых отложениях значение палеогена в общем балансе бассейна все более снижается.

В разрезе палеогеновых отложений выделяется 8 природных резервуаров, представленных известняками, доломитами и песчаниками, обозначаемых индексами II—IX. Общая мощность палеогеновых продуктивных горизонтов составляет около 100 *м*, мощность отдельных пластов измеряется десятками метров. Суточные дебиты из палеогеновых отложений достигают 150 *т* нефти и до 700 $м^3$ газа. Главными продуктивными горизонтами, с которыми связаны основные объемы добычи и запасов нефти и газа на большинстве месторождений Ферганы, являются известняки VII и V горизонтов, приуроченные к алайским и туркестанским слоям. Третье место по значимости и региональной выдержанности занимает песчаник III сумсарских слоев, который на западе замещается песчаником II, залегающим в сумсарских слоях стратиграфически несколько выше предыдущего.

Нефтегазоносность остальных горизонтов носит локальный, не выдержанный характер; они приобретают ведущее значение лишь на отдельных месторождениях.

Среди нефтеносных коллекторов палеогенового возраста наибольшей эффективной пористостью обладают доломиты, реже известняки кристалли-

ческой структуры, меньшими значениями эффективной пористости характеризуются органические известняки и минимальными — оолитовые известняки. При движении от краевых участков к центру бассейна по мере замещения оолитовых и органогенных разностей известняками и доломитами кристаллической структуры эффективная пористость природных резервуаров возрастает. В этом же направлении отмечалось улучшение свойств нефтей, заключенных в палеогеновых отложениях.

В общем нефти из палеогеновых отложений отличаются небольшим удельным весом (0,7—0,81 в среднем), являются высокопарафинистыми, малосернистыми, смолистыми. Намечается зависимость состава нефтей от глубины их залегания. Наблюдаемое увеличение удельного веса и соответствующее изменение свойств нефтей с приближением к поверхности и краевым частям бассейна обычно объясняется влиянием поверхностных условий, окисляющим действием активных подземных вод и явлениями древней денудации.

В разрезе палеогеновых отложений существенная роль принадлежит сероцветным и зеленоцветным глинистым образованиям, накапливавшимся в условиях восстановительной среды, что позволяет рассматривать их в качестве сингенетично-нефтегазоносных. При формировании залежей в палеогеновых отложениях вертикальная миграция, очевидно, не играла сколько-нибудь заметной роли.

Существенно отличны условия нефтегазонакопления в вышележащих континентальных отложениях. Нефтегазопроявления и признаки нефти отмечались на различных стратиграфических уровнях в красноцветных образованиях массагетской серии и в песчано-глинистых отложениях бактрийской серии. В основании бактрия прослеживается пласт песчаника бурого, желтого цвета мощностью 5—150 *м*, выделяемый под названием I нефтеносного горизонта. Из данного пласта на многих месторождениях Ферганского бассейна получены промышленные притоки нефти с дебитом до 100 *т/сутки*, в среднем 9 *т/сутки* на одну скважину.

Залежи нефти в неогеновых отложениях носят отчетливо выраженный вторичный характер, будучи обязаны своим возникновением вертикальной миграции из подстилающих палеогеновых отложений. Путями миграции нефти являются разломы с зияющими поверхностями нарушения, зоны трещиноватости и поверхности несогласий. Нефть из горизонта I идентична нефтям из палеогеновых отложений, но отличается от последних большим разнообразием.

Таким образом, в краевых зонах Ферганского бассейна неогеновые отложения, отлагавшиеся в ярко выраженной окислительной обстановке, являются, безусловно, эпигенетично-нефтегазоносными. Однако этот вывод не может быть безоговорочно распространен на центральные части бассейна, где мощность континентальных неоген-четвертичных отложений резко возрастает до 4—5 *км*, по некоторым данным местами до 8 *км*, а в разрезе появляются пачки сероцветных пород.

Все известные месторождения Ферганского бассейна приурочены к зонам нефтегазонакопления антиклинального типа, представленным в виде цепей брахиантиклинальных складок различного строения. В связи с кулисообразным характером сочленения многих поднятий выделение элементарных зон нефтегазонакопления, представленных одной цепью поднятий, зачастую бывает затруднительным. Поэтому на схеме были показаны крупные антиклинальные зоны нефтегазонакопления — Южноферганская, объединяющая большую часть основных известных месторождений, и перспективная Североферганская зона, особенностью которой является проявление диапиризма в отложениях, перекрывающих вероятные продуктивные горизонты. Обе зоны отличаются сложным строением; они состоят из нескольких (двух и более) антиклинальных цепей, каждая из которых может рассматриваться в качестве элементарной зоны нефтегазонакопления.

Цепи перспективных антиклинальных поднятий меньшей протяженности, которые могут также являться возможными зонами нефтегазонако-

пления, прослеживаются и в других частях Ферганского бассейна, в частности, на Нарынской и Южноферганской моноклиналях.

По краям бассейна выделяются возможные зоны нефтегазонакопления моноклинального типа, связанные с уменьшением мощностей отложений и выклиниванием отдельных горизонтов (в районе Нарынской и отчасти Восточноферганской моноклиналей) и приуроченные к крупным разломам, ограничивающим борта бассейна (Прикумская зона и др.).

Месторождения приурочены к брахиантиклинальным складкам, как правило, осложненным продольными взбросами и целой системой поперечных и косых разрывных нарушений, расчленяющих поднятия на многочисленные блоки. Большинство месторождений многопластовые с нефтяными и газовыми залежами в различных горизонтах палеогена, а также в мелу и неогене. Размеры залежей в палеогене с глубиной зачастую уменьшаются. Преобладают пластовые сводовые залежи, обычно расчлененные на блоки (Андижан, Северный Сох, Избаскент и др.). Наряду с этим отмечаются залежи тектонически и стратиграфически экранированные. Для залежей последнего типа экраном служит обычно поверхность предбактрийского размыва (Южный Аламышик, Бостон, Чонгара). В ряде случаев отмечается проникновение нефти из залежей в палеогеновых отложениях в базальные горизонты несогласно залегающей бактрийской серии, где образуются скопления вторичного характера.

На некоторых месторождениях нефтеносные горизонты палеогена в своде складки оказываются размытыми, а нефтяные залежи сохраняются на периклиналях, будучи запечатанными асфальтовыми пробками в головах обнажающихся на поверхности продуктивных пластов (Сельрохо, Чангырташ, Майлисай).

Для Ферганского бассейна намечается четкая прямая зависимость степени нефтенасыщения горизонтов по мере удаления от палеозойского обрамления и возрастания глубины их залегания. Одновременно изменяется гидрогеологический режим пластов в сторону их застойности, что выражается в увеличении минерализации, изменении состава вод с попутным возрастанием пластового давления. Таким образом, условия нефтегазонакопления в зонах, относительно погруженных и удаленных от прибортовых частей бассейна, в общем оказываются более благоприятными по сравнению с условиями, наблюдаемыми в краевых зонах.

В зависимости от особенностей условий нефтегазонакопления и диапазона нефтегазоносности в Ферганском бассейне могут быть выделены следующие известные и возможные нефтегазоносные области: Южно-Ферганская, Западно-Ферганская, Нарынская, Северо-Ферганская, Центрально-Ферганская, Нанайская и Куршабская.

Южно-Ферганская нефтегазоносная область охватывает основную, наиболее погруженную часть Южноферганской зоны нефтегазонакопления. Отличается большой мощностью и полнотой стратиграфического разреза, большим диапазоном нефтегазоносности (бактрий — юра), надежным захоронением продуктивных горизонтов, благоприятной гидрогеологической обстановкой и наличием крупных, сравнительно просто построенных поднятий. Здесь сосредоточено большинство основных месторождений Ферганы: Андижан, Южный Аламышик, Палванташ и др.

Западно-Ферганская нефтегазоносная область охватывает относительно поднятую Южноферганскую моноклиналь и западную краевую часть Ферганского бассейна. В противоположность предыдущей области она характеризуется неглубоким залеганием фундамента, широким развитием палеогеновых отложений в ядрах поднятий, небольшими размерами и сильной нарушенностью антиклинальных складок. Промышленно-нефтеносные горизонты сосредоточены в разрезе палеогена. Размеры залежей и месторождений невелики. Данная область не принадлежит к числу высокоперспективных.

Нарынская нефтегазоносная область охватывает территорию северной — Нарынской моноклинали. Характерен пологий, осложненный складчато-

стью наклон фундамента с соответствующим нарастанием мощностей осадочного покрова в южном направлении. Здесь имеется ряд месторождений, в том числе довольно крупное — Избаскентское, расположенное в наиболее перспективной южной части области. В Нарынской области весьма перспективными являются не только палеогеновые и меловые отложения, промышленная нефтегазоносность которых уже установлена, но также и юрские отложения, в которых на севере отмечены признаки нефти и газа.

Северо-Ферганская возможно нефтегазоносная область соответствует одноименной зоне нефтегазонакопления и расположенному севернее прогибу. В связи с наличием мощной соленосно-гипсоносной толщи миоценового возраста и диапировидным строением складок продуктивные горизонты в палеогеновых отложениях должны залегать довольно глубоко, а подстилающие отложения находятся на малодоступных глубинах. Не исключена возможность обнаружения залежей и в неогеновых отложениях.

Центрально-Ферганская возможно нефтегазоносная область характеризуется еще большими по сравнению с предыдущей областью мощностями континентальных неогеновых и четвертичных отложений и глубинами залегания палеогена и мезозоя. Однако, учитывая, что все остальные показатели возможной нефтегазоносности (мощность и состав возможных нефтегазоносных горизонтов, гидрогеологические данные, наличие крупных пологих поднятий и т. д.) здесь являются исключительно благоприятными, данная область может расцениваться в качестве важного резерва развертывания дальнейших поисково-разведочных работ в Ферганском бассейне.

Перспективы дальнейшего развития добычи нефти и газа в Ферганском бассейне связаны главным образом с освоением мезозойских отложений в известных нефтегазоносных зонах, развертыванием работ в пределах Нарынской моноклинали и поисками глубоко залегающих залежей в третичных и мезозойских отложениях в Северо-Ферганской и Центрально-Ферганской областях.

АФГАНО-ТАДЖИКСКИЙ БАССЕЙН

Афгано-Таджикский нефтегазоносный бассейн связан с межгорной впадиной, охватывающей пограничные районы среднеазиатских республик СССР и северного Афганистана. Бассейн расположен между горными складчатыми сооружениями южного Тянь-Шаня (Гиссара) на севере, западного Памира (Дарваза) на востоке, Гиндукуша и Парапамиза — на юге (рис. 85). На западе Афгано-Таджикский бассейн раскрывается в сторону Каракумского бассейна, отделяясь от него на севере юго-западными отрогами Гиссарского хребта. На юго-западе граница проведена условно вдоль поднятий возвышенности Карабиль. Горные обрамления бассейна представляют собой разновозрастные сооружения: Гиссар и Дарваз являются областями позднепалеозойской складчатости, на Гиндукуше и Парапамизе основную роль в формировании внутренней структуры играла мезозойская складчатость, время образования складчатой области юго-западных отрогов Гиссара относится к кайнозойскому тектоническому циклу.

Фундаментом Афгано-Таджикского бассейна являются, вероятно, сильно метаморфизованные отложения палеозойского возраста. Поверхность фундамента отличается сильно расчлененным рельефом.

Наиболее погруженная осевая часть бассейна расположена на западе и представлена обширным Мазаришерифским прогибом, находящимся между Аму-Дарьей и краем Северо-Афганских гор. В пределах прогиба на поверхности развит сплошной покров четвертичных осадков. Структурные элементы северной части Афгано-Таджикского бассейна, имеющие меридиональное направление, подходя к Мазаришерифскому прогибу, погружаются и рассекают его в погребенном виде почти вкрест простирания. Так, в недрах Мазаришерифского прогиба отчетливо намечаются погребенные южные окончания складчатого сооружения юго-западного Гиссара, Сурхандарьинского

прогиба и западное крыло Прикафирниганского антиклинория, замыкающее прогиб с востока.

На северном борту Афгано-Таджикского бассейна выделяются три крупных синклинория — Сурхандарьинский, Вахшско-Яванский и Кулябский, разделенные линейно вытянутыми антиклинориями — Прикафирниганским и Оби-Гармским. В северо-восточной части бассейна, в месте сближения Гиссарского и Дарвазского горных обрамлений все структурные элементы тесно скучены, подняты и сильно нарушены разрывами. К югу по мере расширения бассейна наблюдается погружение складок, выполаживание и упрощение их строения с постепенным затуханием разрывов.

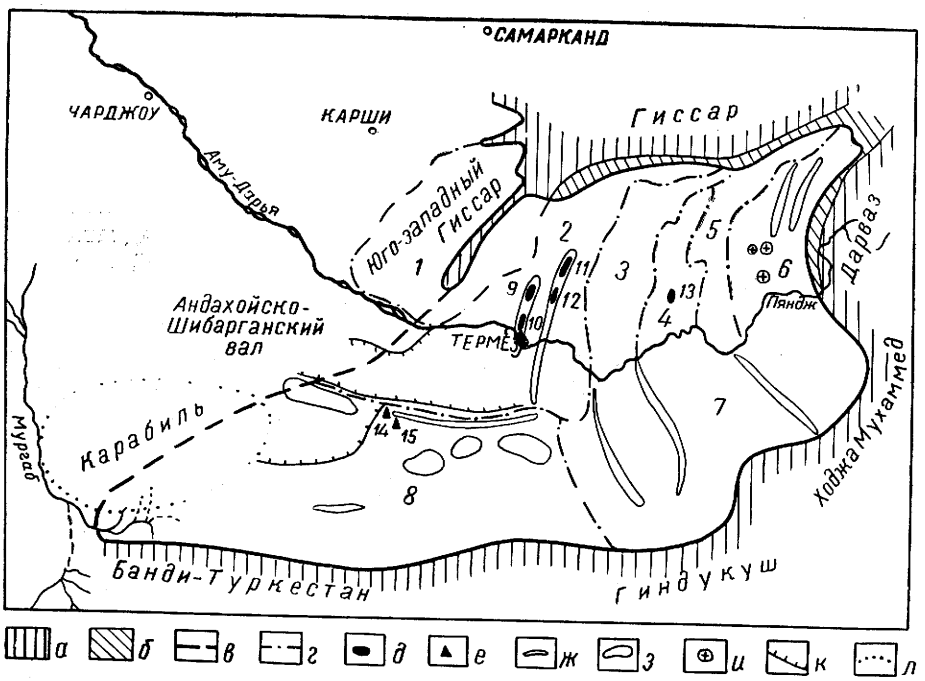


Рис. 85. Карта Афгано-Таджикского бассейна (по К. Н. Кравченко и Ю. П. Чепову).

а — высокогорные складчатые области обрамлений бассейна, сложенные палеозойскими отложениями; *б* — склоны высокогорных областей обрамлений бассейна, сложенные преимущественно мезозойскими отложениями; *в* — граница нефтегазоносного бассейна (пунктиром показана условная граница в области непосредственного соединения Каракумского и Афгано-Таджикского бассейнов); *г* — границы нефтегазоносных областей: *1* — юго-западного Гиссара, *2* — Термезская, *3* — Прикафирниганская; *4* — Вахшско-Яванская, *5* — Оби-Гармская, *6* — Кулябская, *7* — Ханабадская, *8* — Предгиндукушская; *д* — нефтяные месторождения: *9* — Хаудаг, *10* — Учкызыл, *11* — Ляльмикар, *12* — Кокайты, *13* — Кзылтумшук; *е* — нефтегазовые месторождения: *14* — Ходжа-Гугердаг, *15* — Ятымтаг; *ж* — некоторые крупные линейные гребневидные антиклинальные зоны; *з* — крупные пологие куполовидные и валообразные поднятия; *и* — соляные купола; *к* — погребенные структурные уступы; *л* — контур возвышенности Карабиль.

В Сурхандарьинском и Вахшско-Яванском синклинориях среди сплошных полей развития четвертичных осадков местами прослеживаются линейные антиклинали, сложенные неогеном и палеогеном. Северная половина Кулябского синклинория сложена третичными отложениями, собранными в аналогичные отмеченным линейные складки с узкими сводами и крутыми крыльями. Погруженная, выполненная четвертичными осадками южная часть Кулябского синклинория осложнена крупными соляными куполами. Соленосная толща большинством исследователей относится к верхней юре, хотя имеются высказывания и о более молодом, вплоть до четвертичного, ее возрасте.

Прикафирниганский и Оби-Гармский антиклинории образованы пучками тесно сближенных друг с другом узких линейных складок, нарушенных продольными надвигами. Северные поднятые части антиклинориев, сложенные меловыми и верхнеюрскими отложениями, представляют собой систему

тектонических чешуй, надвинутых в сторону центральной части бассейна. В Прикафирниганском антиклинории преобладает юго-восточнее, в Оби-гармском — северо-западное направление движения масс. На юге из-под разрывов появляются ядра антиклинальных складок, сложенные здесь отложениями палеогена.

С запада северный борт бассейна ограничен антиклинорием юго-западного Гиссара, образованным крупными сундучными складками, сложенными мезозоем с выходами палеозойских отложений в ядрах Кугитангского и Байсунского поднятий.

На южном борту бассейна выделяются Северо-Афганская и Ханабадская складчатые области. Последняя является непосредственным продолжением к югу Прикафирниганского, Оби-Гармского антиклинориев, Вахшско-Яванского и Кулябского синклинориев.

На востоке Северо-Афганской складчатой области расположена Предгиндукушская ступень с широко развитыми на поверхности палеогеновыми отложениями, переходящая к западу в Абикайсарский структурный залив, со сплошным покровом четвертичных отложений. Последний является погруженным связующим звеном между Предгиндукушской ступенью и Карабильской областью, сложенной на поверхности пологоскладчатым неогеновым чехлом. В отличие от северной и восточной частей бассейна для Северо-Афганской области характерно субширотное простирание складок.

Предгиндукушская ступень образована двумя цепями крутых линейных антиклинальных складок, сложенных обычно мезозойскими отложениями, разделенными обширной полосой, в которой развиты весьма крупные пологие куполовидные поднятия неправильных очертаний, зачастую обрамленные с юга мелкими складками различной ориентировки. Полоса крупных куполовидных поднятий, несмотря на широкое развитие в ее пределах относительно молодых палеогеновых отложений, характеризуется приближенным залеганием фундамента, вскрытым в Анготе на глубине 1,5 *км*.

К западу от меридиана Сари-Пуля и Шибаргана северная часть Предгиндукушской ступени отсекается поперечным уступом и резко погружается в сторону Абикайсарского структурного залива. Одновременно с погружением складок наблюдается заметное их выполаживание. На продолжении северной антиклинальной цепи Предгиндукушской ступени здесь прослеживается крупный пологий Андхойско-Шибарганский погребенный вал, окаймленный с юга Даулетабадским синклинальным прогибом. Абикайсарский структурный залив на севере раскрывается в сторону Мазаришерифского прогиба.

В составе осадочного покрова Афгано-Таджикского бассейна наблюдается чередование континентальных и лагунно-морских толщ общей мощностью до 7—10 *км* (табл. 29). Последние пользуются наиболее широким распространением в западной части бассейна, прилегающей к областям распространения открытых морских бассейнов.

Триасовые отложения развиты не повсеместно. На севере они отличаются обычно небольшой мощностью и присутствием красноцветных образований. В южной части бассейна к триасу относят сероцветные песчано-сланцевые угленосные отложения мощностью до 1000 *м* и более, аналогичные вышележащим юрским отложениям.

Песчано-сланцевая угленосная толща нижней — средней юры мощностью 500—600 *м*, сложенная грубым чередованием пачек темно-серых глин, богатых рассеянным органическим веществом, и массивных пачек песчаников, могущих служить природными резервуарами, является одной из важных вероятных сингенетично-нефтегазоносных свит. На доступных глубинах нижне-среднеюрские отложения находятся лишь в наиболее поднятых краевых антиклинальных поднятиях бассейна.

Вероятная эпигенетично-нефтегазоносная известняковая толща верхней юры мощностью до 50 *м* образует массивный резервуар, для которого покрышкой служат верхнеюрские соленосно-гипсоносные и глинистые отложения

Таблица 29

Схема стратиграфического расчленения отложений северной половины Афгано-Таджикского бассейна

(по Б. А. Борнеману, А. Р. Бурачеку, В. А. Вахрамееву, О. С. Вялову, М. Н. Грамму, И. Е. Губину, С. И. Левицкому, Н. П. Луппову, В. И. Попову, Н. П. Хераскову, П. К. Чихачеву и др.)

Система	Отдел	Ярус, свита, толща	Кратная литологическая характеристика	Мощность, м
Неогеновая	Плиоценовый	Полизакская свита Каранакская свита	Светло-серые неплотные конгломераты и алевролиты Серые конгломераты, песчаники, алевролиты	100—1000, среднее 500 500—1400, среднее 700
	Миоценовый	Тавильдаринская свита Хингоуская свита	Серые, желтовато-коричневые песчаники, конгломераты, алевролиты Оранжевые, сиреневато-серые глины, песчаники	500—1200, среднее 800 1300—2000, среднее 1500
		Больджуанская (кирпичная) свита: Верхняя подсвита Средняя подсвита Нижняя (шурысайская) подсвита	Кирпично-оранжевые мелкозернистые песчаники Красные, серые, разнозернистые песчаники Частое переслаивание кирпично-красных глин и песчаников с прослоями белых гипсов	400—900, среднее 700 200—500, среднее 300 80—150, среднее 100
Палеогеновая		Сумсарские слои	Малиново-красные глины, вверху — пачка песчаников	20—100, среднее 50
		Ханабадские и исфаринские слои	Голубовато- и зеленовато-серые глины. На западе замещаются красноцветными породами	80—100, среднее 80
		Риштанские слои	Темно-красные глины с прослоями песчаников, внизу пачка белых гипсов	80—140, среднее 100
		Туркестанские слои	Зеленовато-серые глины	40—100, среднее 70
		Алайские слои	Серые известняки, мергели, глины, в середине — красные глины, песчаники, с прослоями гипсов. На юго-западе бассейна — пачка эффузивных пород	30—150, среднее 100
		Сузакский ярус Бухарский ярус	Серо-зеленые глины, прослои горючих сланцев Серые известняки, доломиты, в середине — пачки гипсов	20—150, среднее 80 60—200, среднее 130

Система	Отдел	Ярус, свита, толща	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Меловая	Верхний	Датский ярус	Белые гипсы, внизу с прослоями красных и зеленых глин	100—300, среднее 150
		Сенонский ярус	Серые известняки, зеленовато-серые глины с прослоями известняков. На востоке вверху — мощная толща массивных известняков	200—600, среднее 400
		Туронский ярус	Зеленовато-серые глины с прослоями известняков и единичными прослоями гипсов	150—400, среднее 300
		Сеноманский ярус	Зеленовато-серые, красные глины, серые известняки, песчаники с прослоями гипсов	250—550, среднее 400
	Нижний	Альб — Аулатская свита	Зеленовато-серые, темно-серые, красные глины, песчаники с прослоями известняков; на востоке — красноцветные глины, песчаники	200—300, среднее 250
		Апт — Калигрекская свита	На западе зеленовато-серые, на востоке красные глины с прослоями песчаников	50—160, среднее 100
		Баррем — Окузбулакская свита	Вверху красные, внизу зеленовато-серые глины с прослоями гипсов и песчаников; на востоке — красные глины	150—250, среднее 200
		Валанжин—готерив — Кызылташская свита	Красные глины и песчаники	30—170, среднее 100
		Амурадская свита	Красные глины на западе с прослоями гипсов и известняков	30—120, среднее 70
		Карабильская свита	Вверху красные песчаники, внизу красные глины	100—200, среднее 150
Юрская	Верхний	Соляно-гипсовая (гаурдакская) толща	Темно-серые, розовые гипсы, каменная соль, красные глины	20—800, среднее 300
		Известняковая (гиссарская) толща	Серые известняки; на востоке замещаются красными глинами	200—750, среднее 500
	Нижний, средний	Песчано-сланцевая толща	Светло-серые песчаники, темно-серые глинистые сланцы с прослоями углей, на западе вверху — с пачками пород с морской фауной	200—800, среднее 600
Триасовая		Хавонинская свита	Серые сланцы, песчаники, внизу фиолетово-красные песчаники и конгломераты, бокситоподобные породы	От 0 до 500—1500

мощностью 300—400 *м*. С верхнеюрскими отложениями связаны нефтепроявления в районе Гаурдака (юго-запад Гиссар), а в Бухарской нефтегазоносной области из верхнеюрских известняков получены промышленные притоки газа.

Нижнемеловые отложения представлены на западе песчано-глинистыми и на юге пестроцветными, на востоке красноцветными образованиями мощностью около 900—1000 *м*. Наиболее важными нефтегазоносными горизонтами являются пачки песчаников в верхней части нижнего мела (в альбе и апте), заключенные на западе бассейна среди сероцветных глинисто-алевритовых образований. Из альбских и аптских песчаников в южной части Афгано-Таджикского бассейна на поднятиях Етымтаг, Джангаликолон, Ангот получены крупные притоки нефти и газа; газопроявления из альбских отложений отмечались и на севере — на месторождении Хаудаг.

В связи с выклиниванием верхнеюрских известняков и сероцветных пачек в нижнем мелу в восточном направлении данные отложения наиболее перспективны в западной части бассейна.

Лагунно-морские осадки верхнего мела и палеогена, представленные сероцветными глинами, известняками с пачками гипсов мощностью около 2000 *м*, в целом являются сингенетично-нефтегазоносным комплексом. Природными резервуарами являются как массивные карбонатные толщи мощностью в несколько сотен метров, особенно характерные для бухарских слоев, а на востоке и для сенона, так и отдельные пачки и пласты известняков, реже песчаников, развитые по всему разрезу. В верхнемеловых, в частности сеноманских, известняках известны ряд естественных нефтегазопроявлений, признаки нефти и газа в скважинах на месторождениях Хаудаг, Ляль-Микар, Уч-Кизыл, Кизыл-Тумшук и притоки нефти на поднятии Ангот. Бухарские слои в северной части бассейна отличаются региональной нефтегазоносностью. К ним приурочены многочисленные естественные признаки нефти и нефтяные залежи промышленного значения на месторождениях Сурхандарьинского и Вахшско-Яванского синклинориев. На месторождении Кокайты нефть добывалась также из известняков алайских слоев.

Мощные красноцветные песчаники кирпичной свиты неогена, мощность которых достигает местами 1000 *м*, представляют собой природный резервуар, с которым местами может быть связана нефтеносность эпигенетичного характера. Имеется указание об обнаружении признаков нефти в кирпичной свите в Кулябском синклинории. Вышележащие неогеновые молассовые отложения мощностью до 3—4 тыс. *м* не представляют особого интереса в отношении нефтегазоносности.

В качестве самостоятельных нефтегазоносных областей Афгано-Таджикского бассейна можно рассматривать Сурхандарьинский, Вахшско-Яванский, Кулябский синклинории, разделяющие их антиклинории — Прикафирганский, Обигармский и юго-западного Гиссара, а также Ханабадскую и Северо-Афганскую области. Район развития погребенных структурных элементов на крайнем западе бассейна, соответствующий южному окончанию юго-западного Гиссара и западной части Мазаришерифского прогиба, условно объединен с Сурхандарьинским синклинорием в общую — Термезскую нефтегазоносную область.

В пределах Термезской, Вахшско-Яванской и Кулябской нефтегазоносных областей основными перспективными толщами являются палеогеновые и меловые отложения, залегающие на доступной глубине. Благоприятным признаком является сравнительно спокойный характер развитых здесь цепей складок, служащих зонами нефтегазонакопления.

Особый интерес представляет южная часть Термезской нефтегазоносной области, соответствующая Мазаришерифскому прогибу. Этот район отличается наибольшими мощностями осадочного комплекса, надежным захоронением возможных нефтегазоносных горизонтов и наличием хорошо выраженных погребенных структурных форм. На востоке этого района выделяются две цепи антиклиналей, являющиеся непосредственным продолжением двух

основных зон нефтегазонакопления Сурхандарьинского синклинория. На северо-западе в зоне погружения юго-западного Гиссара намечаются весьма перспективная структурная терраса и замкнутые поднятия, обрамленные крупными структурными уступами. К категории высокоперспективных территорий следует относить и обширную, глубоко опущенную центральную часть Мазаришерифского прогиба.

Прикафирниганская и Оби-Гармская нефтегазоносные области невыгодно отличаются чрезмерно высокой степенью дислоцированности отложений и дренажом значительной верхней части осадочного покрова.

Дальнейшее изучение Ханабадской области, по-видимому, позволит расчленить ее на части, которые должны быть включены в состав соответствующих более северных нефтегазоносных областей, на непосредственном продолжении которых они расположены.

Северо-Афганская нефтегазоносная область характеризуется большим разнообразием структурных форм, с которыми могут быть связаны скопления нефти и газа. Наряду с крупными линейными гребневидными антиклиналями здесь выделяются весьма интересные крупные пологие куполовидные и валообразные поднятия. Особенно благоприятными условиями для нефтегазонакопления отличается Андхойско-Шиборганский вал. Здесь юго-восточнее г. Шеборганы установлена нефтегазоносность меловых отложений на Ятым-Тагской и Ходжа-Гугердакской площадях. Недавно в этом районе получены притоки газа на трех площадях: Султан-Кот, Квая Гужвер и Ятим Даг. Помимо антиклинальных зон в Северо-Афганской области можно рассчитывать на обнаружение моноклинальных зон нефтегазонакопления, связанных с выклиниванием нижних горизонтов мезозоя, в частности, юрских отложений, намечающимся в сторону центральной части Предгиндукушской ступени.

§ 31. ГРУППА ЗАПАДНОКИТАЙСКИХ БАССЕЙНОВ

В эту группу входят три очень крупных по площади межгорных бассейна — Таримский, Цайдамский и Джунгарский, а также еще два значительно меньших по размерам бассейна того же типа — Турфанский и Миньхэ. Все они обрамлены складчатыми горными сооружениями, возникшими в палеозое. Отдельные структурные элементы, входящие в состав обрамления, сформировались в докембрийское время.

Окончательно оформлены эти бассейны были в результате заключительных фаз кайнозойской складчатости. Мощность осадочного выполнения бассейнов, входящих в эту группу, очень велика и составляет 5—12 *км*. В разрезе осадочных толщ, развитых в бассейнах, резко преобладают отложения мезозоя и кайнозоя. Во всех пяти бассейнах выявлены промышленные месторождения нефти и газа.

ТАРИМСКИЙ БАССЕЙН

Таримский бассейн занимает наиболее крупную межгорную область Китая (площадью около 500 тыс. *км*^{2}), заключенную между высокогорными герцинскими складчатыми сооружениями Тянь-Шаня и Куэнь-Луня (рис. 86). На отдельных участках южное и восточное обрамления бассейна образованы древними структурными элементами, консолидированными еще в докембрии и впоследствии или вовлеченными в энергичное поднятие вместе с палеозойской складчатой областью (Текеликтаг, Алтынтаг), или образующие низкогорные глыбово-складчатые области (Бэйшань) с докембрийским фундаментом.

Внешние части Таримского бассейна представляют собой глубокие асимметричные альпийские прогибы, выполненные мощными толщами мезо-кайнозоя. Противоположные пологие склоны со слабо дислоцированным осадочным покровом платформенного типа обращены к ядру срединного массива древнего устойчивого элемента, занимающего центральную часть Таримского бассейна (рис. 87).

В ядре и на склонах срединного массива, там, где фундаментом служат древние докембрийские гранито-гнейсы и кристаллические сланцы, осадочный покров начинается с отложений синия и палеозоя, а на складчатых бортах альпийских прогибов, имеющих преимущественно палеозойский фундамент, — с верхней половины перми, которая обычно тесно связана с мезо-кайнозоем.

На склонах Таримского срединного массива распространены протерозойский эффузивно-осадочный комплекс мощностью несколько сотен метров, нижнепалеозойские карбонатные отложения мощностью 1000—1500 *м*, терригенно-карбонатный средний и верхний палеозой мощностью до 300—1000 *м*.

В составе вышележащих отложений, развитых главным образом во внешних альпийских прогибах, выделяются пестроцветные терригенные образования верхней перми мощностью до 700 *м*, красноцветные грубообломочные триасовые отложения мощностью 400—300 *м*, сероцветная угленосная серия верхнего триаса — нижней и средней юры мощностью 2000 *м*, преимущественно красноцветный терригенный комплекс верхней юры, мела, палеогена и низов миоцена мощностью 3000 *м*, неогеновые песчано-глинистые отложения палевого цвета мощностью 2500 *м*, венчаемые толщей серых конгломератов верхнего плиоцена — плейстоцена мощностью до 1000 *м* и более.

Наибольшей мощности — около 8—10 *км* — мезо-кайнозойские отложения достигают в приосевых частях альпийских прогибов.

Основными структурными элементами Таримского бассейна являются приядерная часть срединного массива — Ойхартское поднятие, его платформенные склоны, осложненные крупными впадинами, а также внешние альпийские прогибы: северный — Кучарский, западный — Кашгарский и южный — Предкуэньлуньский.

В пределах Ойхартского поднятия фундамент значительно поднят по сравнению с внешними прогибами, где он залегает на глубине до 8—10 *км*. Поднятие осложнено рядом более мелких выступов типа сводов и валов и разделяющих их впадин.

В западной части срединного массива, по данным магнитометрии, намечается обширное валообразное поднятие северо-западного простирания, разделенное центральной Тонгузбастской мульдой на два сводовых выступа: Западно-Таримский и Нияский.

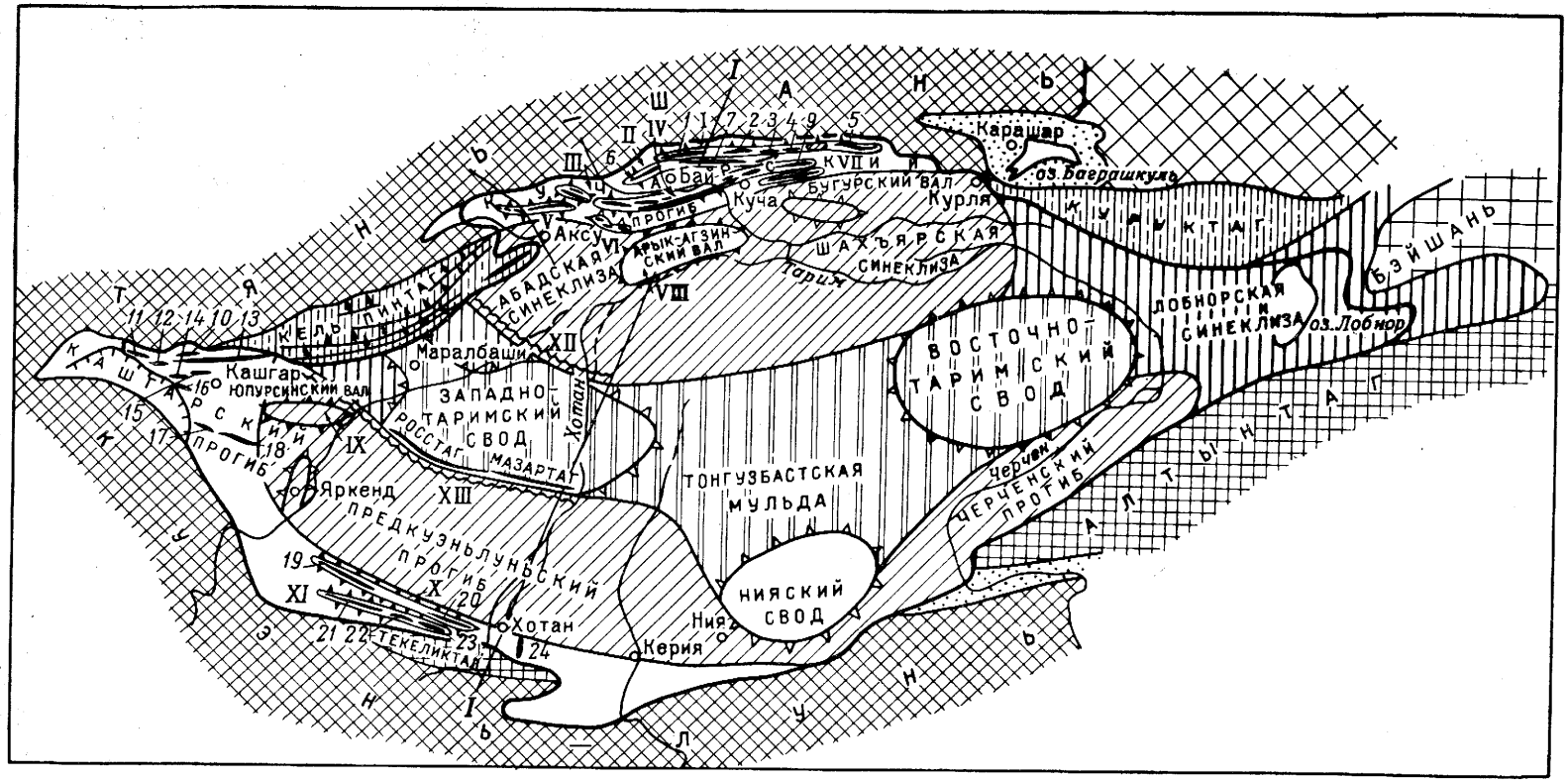
Судя по геоморфологическим данным, восточная приядерная часть срединного массива, вероятно, также представляет собой крупный Восточно-Таримский сводовый выступ.

Южный склон Таримского массива глубоко опущен и входит в состав Предкуэньлуньского прогиба, образуя его северный платформенный борт. На северном склоне Таримского массива выделяются крупные впадины типа небольших платформенных синеклиз — Абадская и Шахъярская, разделенные Арык-Агзинским поднятием, по северному крылу которого условно проводится южный край Кучарского прогиба.

Западный и восточный склоны Таримского массива, вероятно, несколько погружены по сравнению с его центральной частью и в то же время образуют приподнятые седловины между глубоко опущенными северным и южным склонами массива. Осевой частью седловины на западном склоне является группа Маралбашинских поднятий, имеющих северо-западное простирание.

Краевые части западного и восточного склонов — Кельпинтаг и Куруктаг — нарушены системой крутых приразрывных моноклинальных и блоковых структур, имеющих в Кельпинтаге четко выраженный линейный характер.

На остальной, большей части Таримского массива дислокации имеют типично платформенный характер в виде валов, плакантиклиналей, флексурных изгибов и т. д.



а б в г д е ж з и к

л м н о п р с у

Рис. 86. Карта Таримского бассейна.

а — высокогорные складчатые сооружения палеозойской консолидации; *б* — низкогорные и холмистые складчатые области палеозойской консолидации; *в* — высокогорные области докембрийской консолидации; *г* — низкогорные и холмистые глыбово-складчатые области докембрийской консолидации; *д* — внутренние впадины горных складчатых областей с мезо-кайнозойским осадочным выполнением; *е* — складчатые борта внешних альпийских прогибов Таримского бассейна. Таримский докембрийский срединный массив: *ж* — приподнятая часть срединного массива — Ойхартская антеклиза; *з* — склоны срединного массива, лишенные мощного мезо-кайнозойского покрова; *и* — краевые части склонов, нарушенные и приподнятые к Тянь-Шаню в результате альпийской складчатости; *к* — склоны Таримского массива с мощным мезо-кайнозойским покровом; *л* — примерные контуры крупных поднятий; *м* — оси антиклинальных складок: *1* — Кумгеремская, *2* — Башкичикская, *3* — Кэпрлюкынская, *4* — Кызылкынская, *5* — Тогременская, *6* —Тузмазарская, *7* — Косаптокайская, *8* — Джидыкская, *9* — Бостанторакская, *10* — Топинская, *11* — Турабулакская, *12* — Карато, *13* — Аргунская, *14* — Мынъелская, *15* — Кашгарская, *16* — Мушская, *17* — Таппалыкская, *18* — Янгиссарская, *19* — Гума, *20* — Яинма, *21* — Юйличин, *22* — Пуск-Санджи, *23* — Южная Дува, *24* — Аджик; *н* — линейные моноклинальные приразрывные блоки (стрелка — направление падения слоев); *о* — Кавыкартский надвиг: *п* — антиклинальные зоны нефтегазонакопления: *I* — Кумгеремско-Ичкилинская, *II* — Косаптокайская, *III* — Северо-Аксуйская, *IV* — Чультагская, *V* — Гумбезская, *VI* — Караюлгунская группа, *VII* — Янкинская, *VIII* — Арык-Атаинская, *IX* — Юпургинская, *X* — Яинма-Гуминская, *XI* — Пуск-Санджи-Юйличинская; *р* — возможные моноклинальные зоны нефтегазонакопления: *XII* — Северо-Таримская, *XIII* — Мазартагская; *с* — нефтяное месторождение Ичкелик; *т* — границы нефтегазоносного бассейна; *у* — линия профильного разреза.

Южный складчатый борт Предкуэньлуньского прогиба, отделенный от палеозойского складчатого сооружения Куэнь-Луня крупным разломом, на междуречье Яркенд-Хотан образован двумя цепями крупных линейных антиклинальных складок, сложенных различными горизонтами мезо-кайнозоя и разделенных антиклинальными понижениями. Складки наклонены или опрокинуты в северном направлении. Близ Текелик-Тага строение складок упрощается, в ядрах антиклиналей появляются отложения пермокарбона, на которых согласно залегают мезо-кайнозойские отложения.

На северном платформенном борту Предкуэньлуньского прогиба на фоне моноклинального погружения слоев к югу намечаются пологие брахиантиклинали и валы. Один из наиболее крупных валов — Юпургин-

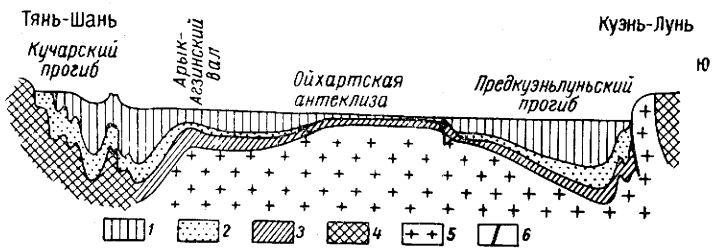


Рис. 87. Схематический профильный разрез через Таримский бассейн.

1 — кайнозой; *2* — мезозой; *3* — палеозой платформенный; *4* — палеозой складчатый метаморфизованный; *5* — докембрий; *6* — сбросы.

ский, сложенный на поверхности полого залегающими плиоцен-плейстоценовыми отложениями, вместе с носообразным выступом в районе Яркенда отделяет Предкуэньлуньский прогиб от Кашгарского. Последний расположен в месте сближения Тянь-Шаня и Куэнь-Луня. В западной половине Кашгарского прогиба южный борт его образован системой линейных чешуй, надвинутых по пологим поверхностям со стороны Куэнь-Луня в северном направлении. На прилегающем к Тянь-Шаню северном борту Кашгарского прогиба развиты крупные гребневидные и коробчатые брахиантиклинали, образующие до 4—5 цепей складок.

К востоку от Предкуэньлуньского прогиба расположена Черченская впадина, строение которой еще не изучено.

Кучарский прогиб образован системой крупных линейных, обычно крутых гребневидных, антиклинальных складок, нарушенных продольными разрывами. Две северные цепи складок отделены от более южного Чультагского антиклинория крупной Байской впадиной, выполненной четвертичными отложениями. К югу от Чультагского антиклинория выделяется несколько прерывистых цепей брахиантиклиналей коробчатого строения. Для большинства складок Кучарского прогиба характерна структурная дисгармония, обусловленная выжиманием пластичных глинистых толщ палеогена и нижнего мела в ядрах антиклиналей. Некоторые складки, особенно в западной — аксуйской

части прогиба, дополнительно осложнены проявлениями соляной тектоники, связанной с течением палеогеновой соленосно-глинистой толщи.

Стратиграфический диапазон возможной нефтегазоносности в пределах Таримского бассейна весьма велик. В области срединного массива с докембрийским фундаментом нефтегазоносность может быть связана с известняками нижнего палеозоя и терригенно-карбонатной толщей верхнего, отчасти среднего палеозоя. В областях распространения мощных мезо-кайнозойских отложений последние являются основным перспективно-нефтегазоносным комплексом, с различными горизонтами которого связаны многочисленные естественные нефтегазопроявления и промышленно-нефтегазоносные горизонты.

Одной из наиболее важных нефтегазоносных толщ Таримской области и всего Синьцзяна являются верхнетриасовые — нижне-среднеюрские отложения. Они характеризуются чрезвычайно благоприятным литолого-фациальным составом: чередованием темно-серых глинисто-алевритовых толщ, богатых рассеянным органическим веществом, и песчано-конгломератовых толщ, которые могут рассматриваться в качестве природных резервуаров. К числу важных нефтегазоносных горизонтов данной серии относятся песчаники верхней части средней юры — известняково-песчаниковая толща низов верхней юры, с которой связаны промышленные залежи на месторождении Ичкелик и большая часть нефтегазопроявлений в триас-юрских отложениях Кучарского прогиба, а также песчаные толщи в нижележащих среднеюрских, верхней части нижнеюрских и верхнетриасовых отложениях.

Следует особо отметить важное значение как возможной промышленно-нефтегазоносной толщи песчаников в верхней части нижнего — нижней части верхнего мела, о чем свидетельствуют обильные нефтегазопроявления в Кучарском прогибе и стратиграфическое положение этой толщи, аналогичное основным продуктивным горизонтам крупнейших среднеазиатских газовых месторождений Бухаро-Хивинской области.

Палеогеновые отложения юго-западной части Таримского бассейна близко напоминают одновозрастные промышленно-нефтеносные отложения Ферганы и особенно Таджикской депрессии.

В верхней части красноцветного комплекса выделяется характерная толща песчаников миоценового возраста, залегающих на преимущественно глинистой серии палеогена (азгамская и артушская свиты). К этой толще во многих поднятиях Кучарского и Кашгарского прогибов приурочены естественные нефтегазопроявления и выбросы газа в скважинах на антиклиналях Косаптокай и Карато.

Структурные зоны с установленной нефтегазоносностью расположены на складчатых бортах мезо-кайнозойских прогибов вдоль северного и южного краев Таримского бассейна. Все они выражены в виде цепей передовых антиклинальных складок обычно линейного, реже брахиантиклинального типа.

Основные зоны нефтегазопроявления и первое в Таримском бассейне нефтяное месторождение Ичкелик находятся в Кучарском прогибе. Месторождение Ичкелик расположено в северной Кумгеремско-Ичкеликской зоне нефтегазонакопления, которая образована шестью крупными линейными антиклиналями с крутыми крыльями и узкими гребневидными сводами, обычно нарушенными продольными разрывами типа взбросов. С различными горизонтами меловых и верхней частью юрских отложений, обнажающихся в сводовых частях антиклиналей, связан ряд естественных нефтегазопроявлений. Притоки нефти и газа промышленного значения на месторождении Ичкелик получены с небольшой глубины из переходной пачки на границе верхне- и среднеюрских отложений. Притоки газа из юрских отложений получены еще на двух поднятиях данной зоны.

Расположенная южнее Косаптокайская зона нефтегазонакопления погружена относительно северной. В ядрах образующих ее трех крупных линейных антиклиналей не обнажаются отложения древнее палеогеновых. Под-

нятия также носят гребневидный характер с выжатыми и зачастую рассеченными разрывами присводовыми частями и крутыми крыльями. На погружениях складки отличаются более пологим поперечным профилем. В основном Азгамбулакском поднятии Косаптокайской антиклинали на доступной глубине и в благоприятных структурных условиях находятся весьма перспективные верхне-нижнемеловые песчаники, а на погруженных поднятиях той же антиклинали — Палах-Ламынинском и Шатальском — песчаники среднего — низов верхнего миоцена, к которым приурочены естественные нефтегазопроявления и большие притоки газа в скважине Косаптокайской антиклинали.

Значительная часть Кашгарского межгорного прогиба, прилегающая к Куэнь-Луню и ограниченная Казыкартским надвигом, имеет весьма сложную чешуйчатую структуру и неблагоприятные условия для сохранения залежей нефти и газа промышленного значения. На северном Притяньшаньском борту прогиба известны сравнительно просто построенные антиклинальные поднятия — гребневидные на севере и коробчатые на юге, с которыми связаны все известные в прогибе нефтегазопроявления. Большая часть их приурочена к миоценовым песчаникам артушской свиты, в отдельных местах отмечаются нефтепроявления в верхней юре и нижнем мелу (Янги-ер) и выходы газа в бухарских известняках палеогена (Южноташпишакская антиклиналь). На поднятии Карато в скважине с глубины 175 *м* из песчаников артушской свиты получен фонтан воды с нефтью и большим количеством газа. Нефти выброшено несколько десятков тонн.

В Предкуэньлуньском прогибе китайские геологи обнаружили нефтепроявления в палеогеновых, миоценовых и плиоценовых отложениях.

Приядерная часть Таримского массива, а также его западный и, возможно, восточный склон там, где мощность мезо-кайнозойского покрова невелика, кроме поднятых блоков Кельпинтага и Кукутага, могут представлять интерес лишь для поисков нефти и газа в палеозойских отложениях. Исключение составляют прогибы, осложняющие Ойхартское поднятие, в том числе Тонгузбастская мульда, где мощность мезо-кайнозоя может быть значительной и данные отложения могут иметь самостоятельное значение. Северный и южный склоны Таримского массива, обращенные к Кучарскому, Кашгарскому и Предкуэньлуньскому прогибам и несущие мощный мезо-кайнозойский чехол, залегающий на платформенных палеозойских отложениях, представляют собой чрезвычайно перспективные нефтегазоносные области. Здесь можно ожидать существование зон нефтегазонакопления двух типов: антиклинальных, связанных с крупными валами, примерами которых могут служить наиболее перспективные из известных в настоящее время Арык-Азинский вал в Кучарском и Юпургинский вал в Кашгарском прогибах, а также моноклинальные зоны, связанные с выклиниванием и несогласным залеганием отложений в зоне перехода от склонов к ядру срединного массива.

ЦАЙДАМСКИЙ БАССЕЙН

Цайдамский нефтегазоносный бассейн приурочен к крупной межгорной впадине, расположенной на северо-восточном фланге Куэньлуньской палеозойской складчатой области (КНР). Днище впадины поднято на высоту 2,7—3 *км* над уровнем моря, а в окружающих ее хребтах абсолютные отметки достигают 4—6 *км*. Бассейн имеет неправильную прямоугольную форму, будучи вытянут в ВЮВ направлении на расстояние 650 *км*. Ширина бассейна составляет 100—200 *км*, площадь около 100 тыс. $км^2$ (рис. 88).

На юго-западе ограничением Цайдамского бассейна является высокогорное складчатое сооружение Чиментага, принадлежащее основной ветви Куэнь-Луня и консолидированное в конце палеозоя. На юге и юго-востоке выделяется обширное поднятие досинийского фундамента. Северо-восточнее обрамление Цайдамского бассейна образовано нижнепалеозойским высокогорным складчатым сооружением Наньшаня (Циляньшаня). Непосредст-

венно вдоль северо-восточного борта Цайдамского бассейна прослеживается серия поднятий, в пределах которых на досинийском фундаменте залегают палеозойские отложения полуплатформенного типа; часть из этих поднятий погружается в краевую зону Цайдамской впадины, образуя невысокие барьерные гряды, сложенные в ядре досинийскими отложениями и отделенными от основной части Наньшаня небольшими прогибами, в которых на поверхности развиты четвертичные осадки. На северо-западном горном обрамлении Цайдамского бассейна — в Алтынтаге — основным развитием пользуются древние метаморфические и кристаллические породы. В связи с ВСВ ориентировкой Алтынтага складки Цайдамского бассейна, имеющие северо-западное простирание, примыкают к нему под весьма большим углом, зачастую близким к прямому.

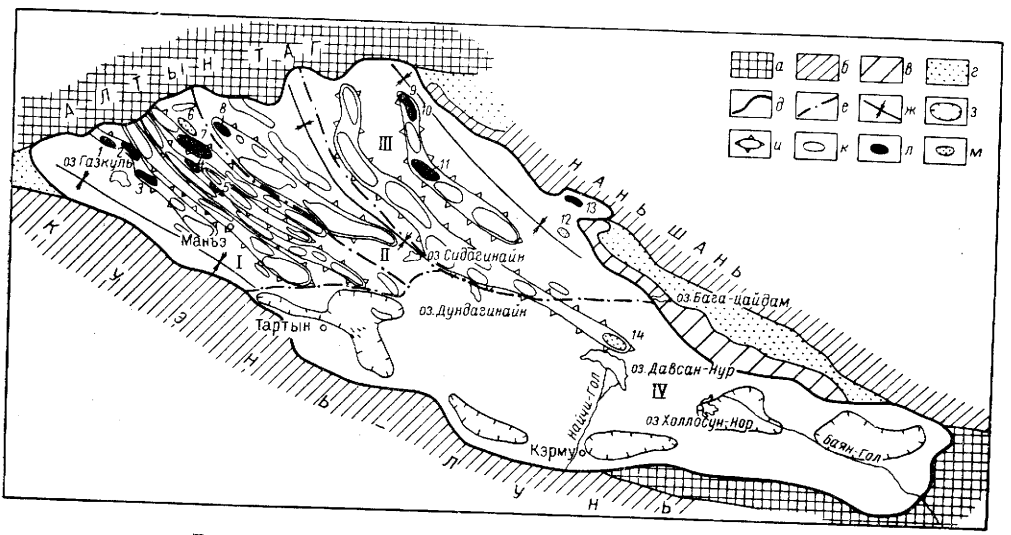


Рис. 88. Карта Цайдамского нефтегазоносного бассейна.

Области обрамления бассейна: *а* — высокогорные складчатые сооружения, антиклинории с широким развитием докембрийских отложений; *б* — высокогорные верхнепалеозойские складчатые сооружения; *в* — низкогорные барьерные гряды, сложенные палеозоем; *г* — небольшие прогибы внутри складчатых сооружений.

Цайдамский нефтегазоносный бассейн: *д* — границы бассейна; *е* — границы нефтегазоносных областей: *I* — юго-западная, *II* — центральная, *III* — северо-восточная, *IV* — юго-восточная; *ж* — оси крупных синклинальных прогибов; *з* — контуры некоторых крупных гравитационных минимумов, видимо, отвечающих прогибам; *и* — антиклинальные зоны нефтегазонакопления; *к* — отдельные антиклинальные поднятия; *л* — нефтяные месторождения: *1* — Чигоцюань, *2* — Шицзыгоу, *3* — Юшаньань, *4* — Юцюаньцзы, *5* — Кайтмиляк, *7* — Наньшань, *8* — Цзендиньшань, *9* — Лэнху № 3, *10* — Лэнху № 4, *11* — Лэнху № 5; *м* — газовые месторождения: *6* — Сяоляншань, *12* — Махай, *13* — Яньху.

Горные складчатые сооружения, обрамляющие Цайдамский бассейн, обычно надвинуты в сторону последнего по крупным разломам.

В основании Цайдамского бассейна находится погребенный срединный массив, имеющий, по мнению китайских геологов, докембрийский фундамент. Геофизические и геологические данные позволяют предполагать, что фундамент имеет блоковое строение и отличается заметно расчлененным рельефом.

Цайдамский бассейн отчетливо разделяется на две части — более сложно построенную северо-западную, сложенную в основном третичными отложениями, смятыми в многочисленные складки, и суженную юго-восточную часть со сплошным развитием четвертичных отложений на поверхности. В продольном направлении в западной части бассейна выделяются три тектонические области: юго-западная, центральная и северо-восточная. Наиболее прогнутой является юго-западная область, прилегающая к Куэнь-Луню, где мощность третичных отложений превышает 7 *км*. В смежной с Наньшанем северо-восточной областью мощность третичных отложений достигает 5 *км*, сокращаясь в пределах выступов фундамента до 1 *км*. От бортов бассейнов упомянутые две области отделены прогибами, сложенными на поверхности

четвертичными отложениями. Центральная область, в пределах которой отмечаются минимальные мощности третичных отложений (не более 4 *км*), очевидно, отвечает ядру срединного массива.

В составе осадочного комплекса Цайдамского бассейна (табл. 30) наиболее полно развиты третичные отложения, максимальная мощность которых составляет 5—7 *км*, а в некоторых районах — до 9 *км*. Мезозойские, особенно юрские, отложения, вероятно, не образуют сплошного покрова, но в отдельных районах на северо-западе мощность мезозоя достигает нескольких тысяч метров. Не исключена возможность, что в центральных частях бассейна развиты слабо дислоцированные палеозойские (в частности, верхнепалеозойские) отложения, входящие в состав осадочного чехла.

Признаки нефти и газа в Цайдамском бассейне отмечались в различных горизонтах мезозоя и кайнозоя, от юрских до плиоценовых отложений.

Юрская угленосная серия, как и в других районах Западного Китая, может рассматриваться в качестве сингенетично-нефтеносной толщи. Меловые отложения отличаются обилием природных резервуаров и также содержат нефтепроявления. Мезозойские отложения Цайдамского бассейна представляют несомненный практический интерес в тех районах, где они залегают на доступных глубинах.

Третичные отложения являются промышленно нефтегазоносными в Цайдамском бассейне. Для них характерна резкая фациальная изменчивость: по мере движения от краевых частей бассейна к центральным существенно красноцветные терригенные отложения замещаются преимущественно хемогенными и глинистыми образованиями сероцветного облика. В соответствии с этим в краевых зонах бассейна природными резервуарами служат пласты песчаников (мощностью в несколько метров), а во внутренней части бассейна залежи нефти, как правило, приурочены к более тонкозернистым породам — пластам алевролитов, а также к карбонатным коллекторам трещинного типа и зонам повышенной трещиноватости пород. Ввиду сильной литологической изменчивости отдельные пласты коллекторов редко прослеживаются на расстояние свыше нескольких километров.

Основные промышленно-нефтеносные горизонты приурочены к отложениям олигоцена, миоцена и низов плиоцена.

Нефтяные и газовые скопления в третичных отложениях, очевидно, генетически связаны с вмещающими их толщами.

В Цайдамском бассейне можно выделить четыре крупные нефтегазоносные области, соответствующие отмеченным выше тектоническим областям. Три из них — юго-западная, центральная и северо-восточная — охватывают западную половину бассейна, в пределах которой на поверхности развиты третичные отложения. Здесь сосредоточены почти все известные месторождения бассейна. Четвертая область — юго-восточная — расположена в восточной половине бассейна, погребенной под сплошным чехлом четвертичных отложений.

Зонами нефтегазонакопления служат цепи антиклинальных складок, зачастую с кулисообразным расположением поднятий, с которыми связаны месторождения нефти и газа. Складки обычно отличаются крупными размерами; их длина измеряется несколькими десятками километров. Особенно крупные поднятия выделяются в северо-восточной области. Юго-западная и северо-восточная области характеризуются развитием крутых (до 80°) линейных складок, нарушенных разрывами взбросового типа, в центральной области месторождения приурочены к более пологим поднятиям брахиантиклинального типа, рассеченным сбросовыми нарушениями.

В северо-восточной нефтегазоносной области прослеживаются две крупные зоны нефтегазонакопления — Лэйху и Оболян. В зоне Лэнху эксплуатируются 3 нефтяных месторождения — Лэнху № 3, 4 и 5 с залежами пластового сводового и тектонически экранированного типа в песчаниках олигоцена и миоцена. Суммарная мощность продуктивных горизонтов колеблется от нескольких десятков до 100—120 *м*; суточные дебиты нефти в скважинах

Таблица 30

Схематический сводный стратиграфический разрез Цайдамского нефтегазоносного бассейна (по данным китайских геологов)

Система	Отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	Плейстоцен	Сичагоу	Свита сяовэйшань Tr_5	Серые конгломераты, замещающиеся к центру впадины толщей гипсоносных глин	300 до 1200	—
Неогеновая	Плиоцен		Свита гуангоу Tr_5	Палево-желтые, коричневые песчанистые глины и разнозернистые песчаники, вверх по размеру сменяющиеся конгломератами. В центральных частях впадины развиты хемогенные породы	600—800 до 3000	Нефтепроявления и промышленные залежи газа в песчаниках и алевролитах
	Миоцен		Свита хунсяогао Tr_3	Буро-красные, серые песчаники и глины с прослоями конгломератов. В центральной и восточной частях впадины прослои известняков, мергелей, гипса и каменной соли	1200—2000	Промышленные залежи нефти и газа в песчаниках и алевролитах
Палеогеновая			Свита ченченшань Tr_2	Зеленовато-серые, красные глины, песчаники и конгломераты с прослоями мергелей	800—1000	Признаки и промышленные залежи нефти в песчаниках и алевролитах
			Свита матишань Tr_1	Темно-красные конгломераты, меньше — песчаники и глины, несогласие		
Меловая		Цайшилин	—	Красные, зеленовато-серые конгломераты, песчаники, в средней части чередующиеся с алевролитами. Несогласие	1000—2000	Нефтепроявления
Юрская	Верхний	Хинлигоу	—	Фиолетово-красные глины, песчаники	300—500	—
	Нижний и средний			Зеленовато-серые конгломераты, песчаники, черные угленосные сланцы. Несогласие	1000—2000	Нефтепроявления
Триасовая			—	Фиолетово-красные песчаники, пестроцветные глинистые сланцы и песчаники с прослоями известняков. Развиты локально на северо-восточном борту впадины. Несогласие		—
Пермская	—	—	—	Серые известняки, зеленовато-красные конгломераты, сланцы. Несогласие	400—600	—
Каменноугольная	—	—	—	Темно-серые глинистые углистые сланцы, серые известняки. Несогласие	От 1000 до 3500 (в обрамлениях)	—

Средне-нижнепалеозойские и докембрийские отложения, развитые в обрамлениях Цайдамского бассейна, представлены мощным вулканогенно-осадочным комплексом пород резко складчатого строения.

составляют 50—250 *м*. На месторождении Лэнху № 5 основным эксплуатационным объектом является поднадвиговый блок северного крыла поднятия. На других месторождениях нефтяные залежи приурочены и к сводовым частям поднятий.

Высокодебитное газовое месторождение Махай расположено к юго-востоку от описанной зоны нефтегазонакопления. Газовые залежи приурочены к миоценовым песчаникам. Суточные дебиты скважин измеряются несколькими сотнями тысяч кубометров.

В юго-западной нефтегазоносной области эксплуатируется 8 месторождений нефти и газа, связанных с разнообразными антиклинальными складками, приуроченными к нескольким зонам нефтегазонакопления. Здесь наблюдаются пластовые сводовые и пластовые, литологически экранированные залежи в песчаниках олигоцена, миоцена, плиоцена и зонах трещиноватости нижнеплиоценовых отложений. Суточные дебиты скважин колеблются от нескольких тонн до 100 *м*.

На поднятии Янху, расположенном на северном краю юго-восточной нефтегазоносной области среди сплошного поля развития четвертичных осадков, обнаружено высокодебитное газовое месторождение с залежами в песчаниках третичного возраста.

Крупные размеры бассейна, большая мощность и благоприятный состав нефтегазоносных комплексов третичных отложений и перспективных комплексов мезозойского возраста, наличие многочисленных, хорошо выраженных зон нефтегазонакопления, разнообразных по структурной форме, — все это позволяет весьма высоко оценивать перспективы нефтегазоносности Цайдамского бассейна.

ДЖУНГАРСКИЙ БАССЕЙН

Джунгарский бассейн расположен в пределах одноименной впадины в северной части Синьцзян-Уйгурского автономного района КНР. Бассейн имеет треугольную форму с длинной стороной, вытянутой в широтном направлении параллельно Восточному Тянь-Шаню на расстояние 700 *км*. Общая площадь бассейна составляет 130 тыс. $км^2$ (рис. 89).

Характерной особенностью Джунгарского бассейна является чрезвычайно резко выраженная асимметрия его внутреннего строения и характера обрамления (рис. 90). Наиболее прогнутая осевая часть бассейна, в которой мощность мезо-кайнозойского осадочного покрова достигает 9—10 *км*, значительно смещена к югу, в сторону палеозойского складчатого сооружения Восточного Тянь-Шаня, составляющего южное горное обрамление бассейна. Осложненный складками крутой южный борт бассейна шириной не более 40—50 *км* сильно отличается от очень пологого северного платформенного борта, занимающего большую часть впадины и достигающего ширины 200—250 *км*. Спокойный платформенный характер тектоники северного борта, его геофизическая характеристика, обтекание линейными складчатыми зонами и данные, указывающие на ослабление дислоцированности палеозойских образований при движении от обрамлений в сторону Джунгарской впадины, дают основание полагать, что платформенный борт Джунгарского бассейна, за исключением узких краевых частей, покоится на цоколе древнего срединного массива.

Северо-западное и северо-восточное ограничения бассейна образованы низкогорными возвышенностями Майли, Джаир, Семистай на западе, Карамайли и Мэчинула на востоке, сложенные складчатым нижним, средним, отчасти верхним палеозоем.

С севера Джунгарская впадина обрамляется высокогорным каледонским складчатым сооружением Монгольского Алтая. Однако значительная северная часть Джунгарской впадины, расположенная на междуречье Урунгу и Черного Иртыша, не входит в состав нефтегазоносного бассейна в связи с малой мощностью осадочного покрова, неглубоким залеганием

палеозойского складчатого основания и отсутствия на этой территории условий для образования скоплений нефти и газа.

Северной границей Джунгарского бассейна служит пологий, слабо выраженный в рельефе увал на левобережье р. Урунгу, вдоль которого по флексурной ступени происходит резкое выклинивание осадочного выполнения бассейна.

Основные области питания и создания напоров подземных вод Джунгарского бассейна расположены на юге, в предгорьях Восточного Тянь-

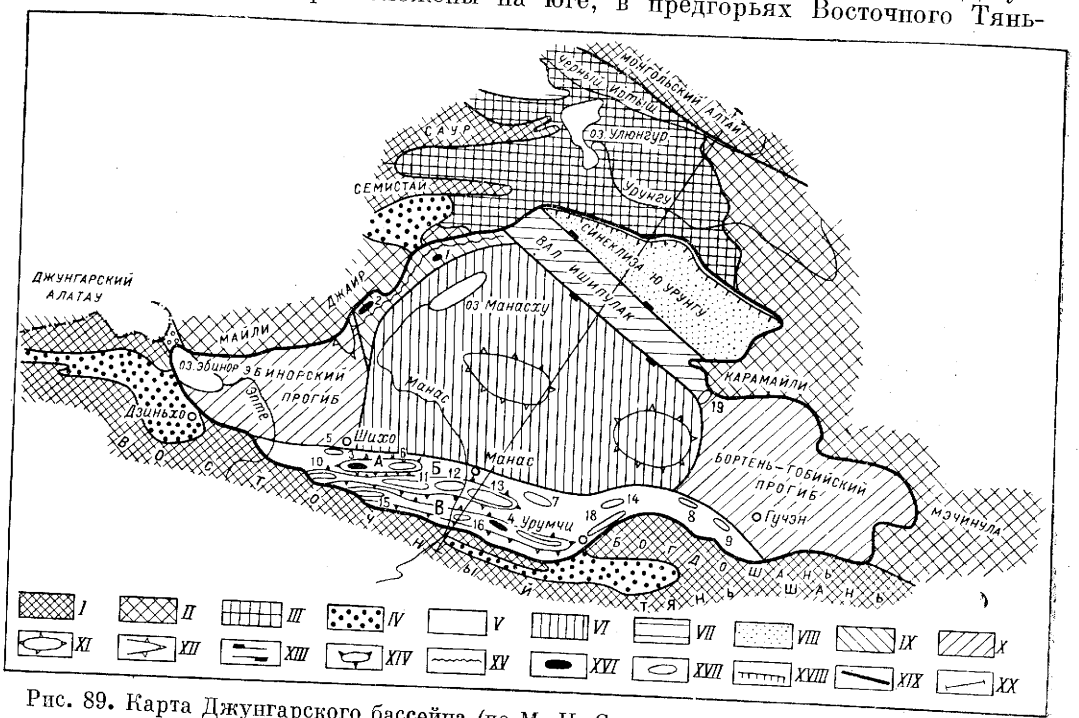


Рис. 89. Карта Джунгарского бассейна (по М. Н. Саидову и К. Н. Кравченко, 1961 г.).

Складчатые области палеозойского возраста, образующие обрамления бассейна: *I* — высокогорные, *II* — низкогорные и холмистые, *III* — перекрытые маломощным покровом молодых осадков, *IV* — впадины с мезо-кайнозойским осадочным выполнением небольшой мощности, примыкающие к нефтегазоносному бассейну. Джунгарский нефтегазоносный бассейн: *V* — складчатый борт (на палеозойском фундаменте). Платформенный борт: *VI* — центральные части платформенного борта (срединный массив на древнем фундаменте). Краевые части платформенного борта (на палеозойском фундаменте): *VII* — вал Ишимулак, *VIII* — прогиб Южный Урунгу, *IX* — северо-западная краевая моноклиналь, *X* — прогибы в западной и восточной краевых частях бассейна (на палеозойском фундаменте). Прочие обозначения: *XI* — примерные контуры намечающихся сводовых поднятий, *XII* — контуры крупных выступов типа структурных носов. Антиклинальные зоны нефтегазонакопления: *XIII* — платформенного типа (Ишимулакская); *XIV* — складчатого типа: *А* — Тушандзы-Янцзыхайская, *Б* — Хоргосско-Тугулукская, *В* — Чийгуйско-Караджальская; *XV* — Урхо-Карамайская моноклинальная зона нефтегазонакопления; *XVI* — нефтяные месторождения; *1* — Урхо, *2* — карамайская группа, *3* — Тушандзы, *4* — Чийгу; *5* — Шихо, *6* — Янцзыхай, *7* — Хутубн, *8* — Саньхай, *9* — Фуйюань, *10* — структурный нос Тустэ, *11* — Хоргос, *12* — Манас, *13* — Тугулу, *14* — Гумуди, *15* — Южный Янцзыхай, *16* — Чендохозе, *17* — Караджал, *18* — Цедавань, *19* — структурный нос Сачюхэ; *XVIII* — краевые флексуры; *XIX* — границы нефтегазоносного бассейна; *XX* — линия профильного разреза.

Шаня. Джунгарская впадина в целом представляет артезианский бассейн практически с односторонним питанием, с преобладающим движением подземных вод и вероятным падением значений гидроизопьез в северном направлении.

Все это позволяет отнести Джунгарский бассейн в группу нефтегазоносных бассейнов асимметричных межгорных впадин палеозойских складчатых сооружений с преимущественно мезо-кайнозойским осадочным выполнением.

В центральной части бассейна слабо дислоцированный осадочный покров, по-видимому, начинается с палеозойских отложений (каменноугольного возраста, а возможно, и более древних) (табл. 31).

Пермские отложения, особенно их верхняя половина, представленная сероцветными песчано-глинистыми образованиями, по степени метаморфизма, дислоцированности и областям распространения могут объединяться с мезо-

кайнозойским терригенным комплексом, имеющим континентальное происхождение. В составе последнего выделяются красноцветная свита триаса; угленосная песчано-глинистая серия верхнего триаса, нижней и средней юры; красноцветный комплекс верхней юры, мела, палеогена и миоцена, содержащий подчиненные пачки сероцветных и зеленовато-серых пород; желтовато-серая алеврито-песчаниковая толща нижней части плиоцена; сероцветные конгломераты верхнего плиоцена — плейстоцена.

Наиболее полные и мощные разрезы мезо-кайнозойских отложений приурочены к южному предгорному прогибу, где их общая мощность достигает 9—10 *км*. В краевых частях северного платформенного борта бассейна мощность мезо-кайнозойских отложений сокращается до 1—3 *км*. Из разреза здесь зачастую выпадают отдельные толщи.

Основными тектоническими элементами Джунгарского бассейна являются: южный Урумчинский предгорный прогиб Восточного Тянь-Шаня, соответствующий в основном складчатому борту бассейна, Джунгарский срединный массив, который вместе с валом Ишипулак и Южноурунгусской синеклизой составляют платформенный борт бассейна, и два межгорных прогиба — восточный Бортень-Гобийский и западный Эбинорский.

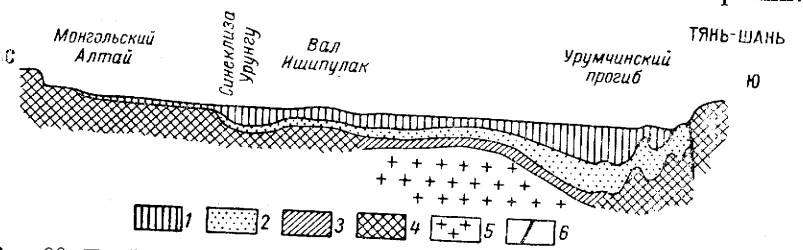


Рис. 90. Профильный разрез через Джунгарский бассейн (по М. И. Сайдову и К. Н. Кравченко, 1961 г.).

1 — кайнозой; *2* — мезозой; *3* — палеозой; возможно не метаморфизованного типа; *4* — палеозой метаморфизованный, складчатый; *5* — докембрий; *6* — сбросы.

Урумчинский предгорный прогиб расположен между палеозойским складчатым сооружением Восточного Тянь-Шаня и ядром Джунгарского срединного массива. Южное крыло Урумчинского прогиба является одновременно складчатым бортом всего бассейна. Северное крыло Урумчинского предгорного прогиба образовано глубоко опущенным южным склоном срединного массива и входит в состав платформенного борта Джунгарского бассейна.

Складчатый борт бассейна осложнен тремя цепями антиклинальных складок, большей частью наклоненных к северу и нарушенных продольными разрывами. С юга на север одновременно с погружением складок наблюдается их выполнение, что связано как с общим ослаблением степени смятия осадков с приближением к срединному массиву, так и с меньшей дислоцированностью молодых, особенно плиоценовых, отложений по сравнению с более древними толщами. В ядрах южных антиклиналей, зачастую запрокинутых к северу, обнажаются мезозойские, а на востоке и пермские отложения, тогда как две северные антиклинальные цепи, нарушенные крупными продольными разрывами, сложены третичными отложениями. К северу от последних развиты отдельные адырные возвышенности, образованные четвертичными отложениями и, вероятно, соответствующие погребенным антиклинальным поднятиям.

Фундаментом складчатого борта служат палеозойские образования, в основном, вероятно, относящиеся к верхнему палеозою (карбону).

Северный платформенный борт Джунгарского бассейна представляет собой в целом пологую региональную моноклиналь, в которой фундамент погружается с глубины 2—3 *км* на севере до 9—10 *км* на юге, в зоне сочленения складчатого и платформенного борта, совпадающей, по данным гравиметрии, с наиболее погруженной осевой частью Джунгарского бассейна.

Таблица 31

Схематический сводный стратиграфический разрез отложений Джунгарского нефтегазоносного бассейна (по М. Н. Саидову, Сян Тин-пу, Юан Фу-ли)

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Распределение нефтегазопроявлений в разрезе
Четвертичная	Нижний	Гобийская	Конгломераты	100	
Неогеновая	Плиоцен	Конгломератовая	Серые конгломераты	Юг — 600—2500, среднее 1500, север — нет	
		Палевая	Светло-коричневые, палево-серые алевролиты, песчаники, глины, конгломераты	Юг — 200—1800, среднее 1200; север — 20—50, среднее 40	
	Миоцен	Верхняя зеленая	Зеленовато-серые глины, песчаники	Юг — 200—500, среднее 300; север — 0—50, среднее 30	×
		Коричневая	Красновато-коричневые песчаники, глины	Юг — 100—800, среднее 500; север — 80—150, среднее 100	+
Палеогеновая		Нижняя зеленая	Зеленовато-серые, темно-серые глины, песчаники	Юг — 150—700, среднее 400; север — 200—550, среднее 300	×
Меловая	Верхний	Красная	Красные песчаники, глины, конгломераты, линзы розовых известняков	Юг — 150—800, среднее 400; север — 50—70, среднее 60	
	Нижний	Тугулукская	Зеленовато-серые, красные глины, песчаники	Юг — 800—1000, среднее 900; север — 0—700, среднее 350	×
		Караджальская	Серые песчаники	Юг — 40—500, среднее 250	×
		Ишакдаванская	Серые, красноватые конгломераты	Юг — 20—170, среднее 100; север — 5—40, среднее 20	×
Юрская	Верхний	Чуйгуйская	Красные глины	Юг — 25—800, среднее 500; север 0—100, среднее 50	×

Продолжение табл. 31

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Распределение нефтегазопроявлений в разрезе
Юрская	Нижний, средний	Бадаовань и Шуаншилай	Зеленовато-серые, темно-серые угленосные глины, песчаники, конгломераты	Юг — 1000—3500, среднее 2000; север — 140—440, среднее 300	+
Триасовая	Верхний	Сяочаньгоу	Зеленовато-серые песчаники, глины, конгломераты, прослои каменного угля	Юг — 800—1000, среднее 900; север — 25—100, среднее 50	+
		Урумчинская (соответствует свите цзянфангоу)	Фиолетово-красные конгломераты, песчаники, глины	Юг — 30—1300, среднее 700; север — нет	●
Пермская		Досигоуская (соответствует свитам талунко и кунсинтун)	Зеленые, темно-серые песчаники, конгломераты, сланцы	Юг — 0—2000, среднее 1500	●
Каменноугольная		Татунгоу	Серые известняки, коричневые песчаники, сланцы	—	

Примечание: + — залежи нефти и газа; × — нефтепроявления; ● — асфальтиты.

Средняя величина погружения поверхности фундамента составляет порядка 50 *м* на 1 *км*.

На фоне постепенного погружения слоев к югу в центральной части платформенного склона бассейна, по данным магнитной съемки, намечаются крупные положительные аномалии округлых очертаний, занимающие, очевидно, центральную часть ядра срединного массива и выраженные в виде чрезвычайно пологого выступа в рельефе.

С северо-запада, севера и северо-востока платформенный склон Джунгарского бассейна ограничивается крутыми краевыми моноклиналями, носящими характер крупных флексур. Эти краевые части бассейна, по-видимому, имеют палеозойское складчатое основание.

Северная часть платформенного склона Джунгарского бассейна осложнена крупным валом Ишипулак, отделенным от северного края бассейна Южно-Урунгуским прогибом типа небольшой платформенной синеклизы.

Локальные структурные элементы северного склона Джунгарского бассейна имеют четко выраженный платформенный характер. Это — ограниченные разрывами и флексурными перегибами блоковые выступы фундамента и пологие брахиантиклинальные поднятия с углами наклона слоев до нескольких градусов.

Краевые части Джунгарского бассейна, расположенные в месте сближения складчатого сооружения Восточного Тянь-Шаня, с поднятиями Майли и Джунгарского Алатау на западе, Карамайли и Мэчинула на востоке имеют двустороннее горное обрамление и приобретают характер межгорных проги-

бов асимметричного строения в связи с более слабой выраженностью северных обрамлений.

В восточном Бортень-Гобийском прогибе установлен целый ряд мелких складок, сложенных мезозойскими и пермскими отложениями, залегающими на круто дислоцированных породах каменноугольного возраста, образующих складчатое основание прогиба.

В западном Эбинорском прогибе, который, по геофизическим данным, также должен иметь палеозойское основание, помимо мезозойских отложений, значительную мощность имеют молодые третичные образования.

В Джунгарском бассейне известны многочисленные естественные нефтегазопроявления, связанные почти со всеми свитами мезо-кайнозоя, а также залежи нефти промышленного значения в верхнетриасовых, нижне-, среднеюрских и миоценовых отложениях. В составе меловых отложений промышленных скоплений нефти пока не обнаружено. Однако целый ряд данных позволяет считать, что меловые отложения наряду с верхним триасом — нижней — средней юрой принадлежат к числу важнейших промышленно-нефтегазоносных комплексов как на складчатом, так и на платформенном борту Джунгарского бассейна.

Зонами нефтегазонакопления Джунгарского бассейна являются, с одной стороны, цепи передовых антиклинальных складок на южном борту бассейна и группы мелких антиклиналей в Бортень-Гобийском прогибе, с другой, — крупные валы и моноклинальные зоны, связанные с выклиниванием и структурными осложнениями платформенного борта бассейна.

На складчатом борту бассейна в южной высокоподнятой Чийгу-Караджальской зоне на месторождении Чийгу нижне-среднеюрской угленосной серии известны залежи нефти.

В двух более северных зонах нефтегазонакопления — Хоргосско-Тугулукской и Тушандзы-Янцзыхайской, сложенных в основном миоценовыми и палеогеновыми отложениями, основными перспективными горизонтами являются миоценовые песчаники коричневой свиты, промышленно-нефтеносные на месторождении Тушандзы, отдельные пачки песчаников в палеогене, а также меловые отложения.

В Бортень-Гобийском прогибе перспективным является полого-складчатый мезозойский и пермский комплекс. Мезозойские, а возможно, и третичные отложения могут оказаться нефтегазоносными и в Эбинорском прогибе.

Месторождения Карамайской группы и Урхо с нефтяными залежами в верхнетриасовых — нижне-среднеюрских отложениях приурочены к крупной краевой моноклинальной зоне нефтегазонакопления, примыкающей к северо-западному обрамлению бассейна. Месторождения связаны со структурными осложнениями — пологими брахиантиклиналями и отсеченными разрывами блоками, а также с зонами выклинивания и несогласного залегания мезозойских отложений. Месторождения карамайской группы примыкают с северо-востока к крупному платформенному выступу типа структурного носа шириной 25—50 *км* в поперечнике, погружающемуся в южном направлении. Имеются сведения о получении промышленных притоков нефти и в данном районе.

Первостепенный интерес как вероятная антиклинальная зона нефтегазонакопления представляет, очевидно, вал Ишипулак, учитывая, что, по геофизическим данным, фундамент здесь погружен на глубину около 3 *км*.

ТУРФАНСКИЙ БАССЕЙН

Турфанский нефтегазоносный бассейн приурочен к одной из наиболее крупных внутренних межгорных впадин Тянь-Шаня, заключенной между северной и центральной линейными зонами палеозойских поднятий (рис. 91). Общая площадь бассейна составляет около 40 тыс. $км^2$ при длине до 500 *км* и ширине около 80 *км*.

Турфанский бассейн отличается заметно асимметричным строением (рис. 92). Северным обрамлением бассейна являются высокогорные складчатые сооружения Богдошаня, Баркультага и Карлыктага верхнепалеозойской консолидации, тогда как его южное ограничение образовано каледонским антиклинорием Чолтага, морфологически выраженным в виде пологохолмистого увала. Вместе с тем северный, вероятно, более прогнутый борт Турфанского бассейна, прилегающий к Богдошаню, осложнен двумя цепями антиклинальных складок, а южный борт имеет простое моноклинальное строение. Центральная цепь складок отделена от южной краевой моноклинали плоскодонным прогибом, к которому приурочены бессточные впадины с отрицательными абсолютными отметками поверхности.

Фундаментом бассейна служат складчатый эффузивно-осадочный комплекс палеозойского возраста. В основании осадочного покрова прослеживаются красноцветные терригенные образования перми и триаса, выше залегает мощная сероцветная угленосная серия верхнего триаса — нижней—

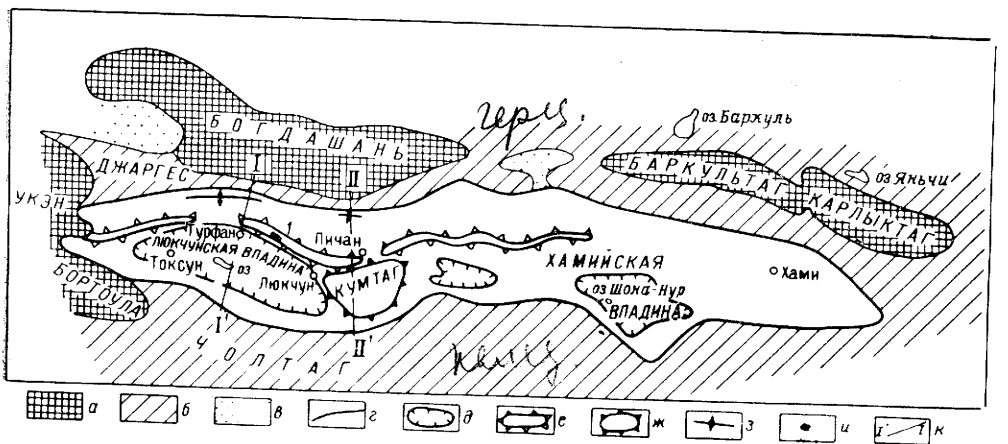


Рис. 91. Карта Турфанского бассейна.

Области палеозойской складчатости, составляющие обрамления бассейна: *а* — высокогорные, *б* — низкогорные и всхолмленные равнинные, *в* — впадины с мезо-кайнозойским осадочным покровом небольшой мощности, *г* — границы нефтегазоносного бассейна, *д* — контуры крупных впадин, намечающихся по геоморфологическим данным; *е* — контуры крупных линейных зон, поднятий, составляющих центральную антиклинальную зону нефтегазонакопления; *ж* — контуры крупного сводового блока Кумтаг; *з* — зона мелких антиклинальных складок в краевой части бассейна; *и* — нефтяное месторождение: *1* — Шэндинкоу; *к* — линии продольных разрезов.

средней юры, красноцветный песчано-глинистый комплекс верхней юры, мела, палеогена и низов миоцена, палево-желтые и серые песчано-глинистые отложения, вверху — конгломератовая толща, относимые к миоцену, плиоцену и плейстоцену.

Бассейн имеет форму сильно вытянутого в широтном направлении овала, разделенного Кумтагским пережимом на две впадины; западную, более прогнутую, собственно Турфанскую, и восточную — Хамийскую. Мощность мезо-кайнозоя на западе достигает 5—7 *км*, на востоке уменьшается до 2,5—4 *км*. Одновременно возрастает асимметричность впадины и ее обрамлений и уменьшается степень дислоцированности осадочного покрова.

Для северной цепи антиклинальных поднятий, прослеживающейся непосредственно вдоль обрамления бассейна, характерны небольшие асимметричные и опрокинутые на юг довольно крутые складки. Центральная цепь, расположенная в средней части бассейна, состоит из более крупных линейных антиклиналей с узкими сводами, сложенными обычно юрскими отложениями, и крутыми крыльями, часто наклоненными к югу и нарушенными продольными разрывами.

Турфано-Хамийская впадина представляет собой замкнутый артезианский бассейн. Основные области питания подземных вод расположены в зоне выхода мезо-кайнозойских отложений в северных предгорьях. В связи

с асимметричным строением бассейна движение подземных вод направлено, вероятно, главным образом с севера на юг с частичной разгрузкой вод в нарушенной разрывами центральной цепи антиклиналей.

Известные естественные нефтепроявления и притоки нефти в скважинах связаны с чиктайскими песчаниками средней юры и низами меловых отложений в центральной цепи поднятий. На месторождении Хоиншань (поднятие Шэндинкоу) получен открытый фонтан нефти из среднеюрских песчаников чиктай.

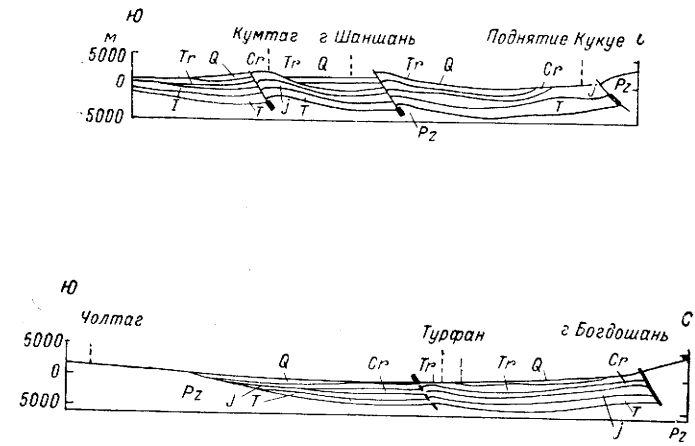


Рис. 92. Профильные разрезы через Турфанский бассейн (по данным МНП КНР, 1957 г.).

Верхнетриасовая и нижне-среднеюрская угленосная серия является основной сингенетично-нефтегазоносной толщей Турфанского бассейна. Нефть может быть связана с различными горизонтами данного комплекса вплоть до сероцветной толщи верхнего триаса.

БАССЕЙН МИНЬХЭ

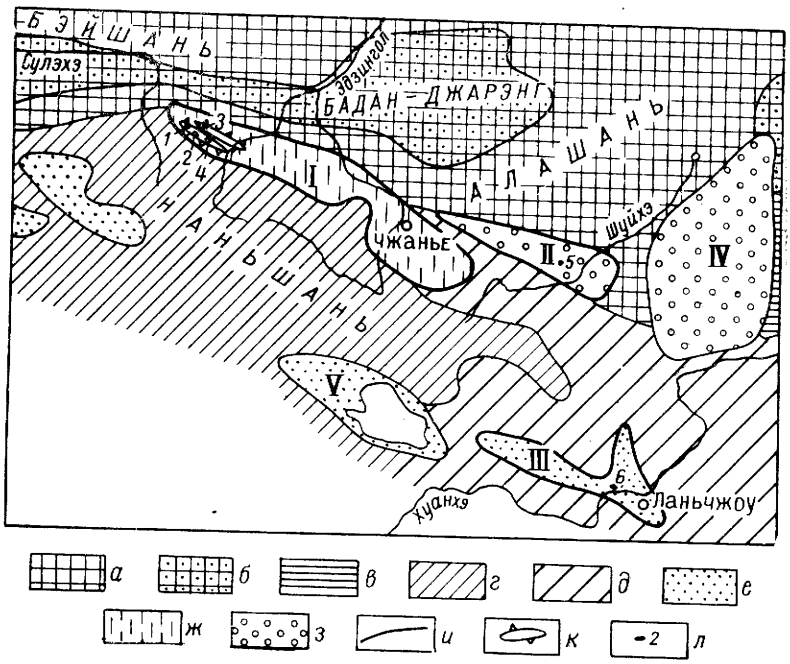
Бассейн Миньхэ приурочен к небольшой межгорной впадине в восточной части Наньшаньского (Циляньшаньского) каледонского складчатого сооружения, различные отроги которого образуют горное обрамление бассейна (рис. 93).

В строении осадочного покрова бассейна, залегающего на нижнепалеозойском наньшаньском метаморфическом комплексе, служащем фундаментом, принимают участие пестроцветные терригенные образования верхнего триаса (400 *м*), нижне-среднеюрская угленосная свита (до 500 *м*), верхнеюрские и меловые красноцветные песчано-глинистые отложения с подчиненными пестроцветными пачками общей мощностью около 4000 *м*, покрываемые мощной (2500 *м*) терригенной ганьсуйской серией третичного возраста, внизу имеющей красноцветную, вверху желтовато-серую окраску (см. табл. 32).

Мезозойские отложения во впадине Миньхэ дислоцированы значительно сильнее третичных, которые смяты более спокойно.

С северо-запада в центральную часть бассейна Миньхэ погружается каледонский Халагушаньский антиклинорий, разделяющий его на два крупных прогиба: юго-западный, протягивающийся вдоль р. Сининхэ, и северо-восточный — Юндэнский. С крупным поднятием, сложенным третичными и мезозойскими отложениями, являющимися восточным погребенным продолжением Халагушаньского антиклинория, связана известная зона нефтегазонакопления, к которой приурочено большинство естественных нефтегазопроявлений и месторождение Хутуай. Поднятие Хутуай представляет собой

крупную коробчатую складку, сильно нарушенную разрывами с углами падения на крыльях 25—60°. В связи с низким качеством коллекторов и широким развитием дизъюнктивных нарушений нефтяные залежи на месторождении Хутуай малодебитные. Всего отмечается 10 продуктивных пластов песчаников мощностью 1—25 *м*. Из них 6 относятся к верхнеюрским отложениям, 4 — к нижней свите третичных отложений. На продолжении под-



а *б* *в* *г* *д* *е*

ж *з* *и* *к* *-2* *л*

Рис. 93. Карта бассейнов Миньхэ, Предньшаньского, Алашань, Чжаошуй.

Области обрамлений бассейнов: *а* — холмистые области древних массивов с приповерхностным залеганием докембрийского фундамента (абс. высоты 1—2 *км*); *б* — равнинные впадины в теле древних массивов с неглубоким залеганием докембрийского фундамента (абс. высоты 1 *км*); *в* — среднегорные глыбовые области—поднятия с дислоцированным мезо-палеозойским осадочным чехлом и докембрийским фундаментом, поднятые и нарушенные в результате яньшаньской складчатости (абс. высоты до 3,5 *км*). Горные области палеозойской (преимущественно каледонской) складчатости: *г* — высокогорные (3—5,5 *км*); *д* — среднегорные (2—2,5 *км*).

Известные и возможные нефтегазоносные бассейны: *е* — отдельных мелких прогибов (синклинориев) внутри горной области палеозойской складчатости; *ж* — краевых прогибов (между горной областью палеозойской складчатости и докембрийскими массивами), *з* — грабенообразных и других мелких прогибов в краевой части докембрийских массивов; *и* — границы известных нефтегазоносных бассейнов: *I* — Предньшаньский (Цзюцюаньский), *II* — Чжаошуй, *III* — Миньхэ, *IV* — Алашань, *V* — Кукунор; *к* — антиклинальные зоны нефтегазонакопления; *л*—нефтяные месторождения и поднятия, на которых производилась добыча нефти: *1* — Яэрся, *2* — Лаоцзюньмяо, *3* — Шиюгоу, *4* — Байянхэ, *5* — Хутуай, *6* — Цинтуцзин.

Таблица 32

Схематический сводный стратиграфический разрез отложений бассейна Миньхэ
(по данным МНП КНР)

Система	Отдел	Серия, свита		Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Третичная		Ганьсуйская серия	Свита 5	Желтовато-серые глины, конгломераты	400
			Свита 4	Светло-красные глины, оранжевые песчаники	270
			Свита 3	Красные песчаники и глины, гипсы	500
			Свита 2	Оранжево-красные массивные песчаники	300—500, среднее 400
			Свита 1	Красные, коричневато-серые, оранжевые песчаники, глины, базальные конгломераты	700—1100, среднее 900

Продолжение табл. 32

Система	Отдел	Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Меловая		Свита хокоу	Красные, реже серо-зеленые глины, песчаники с линзами известняков	2700
Юрская	Верхний	Свита сяньтань	Фиолетово-красные глины, песчаники, внизу с прослоями серо-зеленых конгломератов	100—2000, среднее 1000
	Средний, нижний	Свита яодай	Темно-серые, серо-зеленые угленосные глины, серо-белые конгломераты, песчаники	200—500
Триасовая	Верхний	Свита тантунгоу	Темно-зеленые, фиолетово-красные конгломераты, песчаники, глинистые сланцы	50—800, среднее 400
Нижний палеозой		Наньшаньский комплекс	Филлиты, кристаллические сланцы, кварциты	Более 5000

нятия Хутуай расположена антиклиналь Чжаньцзяшань, сложенная полого залегающими ($<7—25°$) меловыми отложениями.

Возможные нефтегазоносные горизонты, помимо установленных в верхней юре и нижнетретичных отложениях, могут быть обнаружены, вероятно, и в песчаниках 2-й свиты третичных отложений, являющихся вероятными аналогами нефтеносных песчаников свиты байянхэ Цзюцюаньской впадины, а также, возможно, пачки песчаников в свите хокоу мелового возраста и среди толщ, подстилающих верхнеюрскую красноцветную свиту сяньтань.

§ 32. ПРЕДНАНЬШАНЬСКИЙ БАССЕЙН

Преднаньшаньский нефтегазоносный бассейн приурочен к узкой впадине (длиной 700 *км* при ширине всего 20—60 *км*), расположенной в так называемом Ганьсуйском коридоре (см. рис. 93). Общая площадь бассейна составляет 20 000 *км*^{2}.

Бассейн отличается четко выраженным асимметричным поперечным профилем с более крутым южным бортом. Асимметричное строение бассейна связано с различием в характере его обрамлений. С юга бассейн ограничен крупнейшим высокогорным складчатым сооружением Нань-Шаня (Цилянь-шаня), сложенным мощным нижнепалеозойским метаморфическим комплексом сложноскладчатого строения, надвинутым в северном направлении по крупному разлому. С севера Преднаньшаньский бассейн отделен от докембрийского Алашаньского массива прерывистой цепью узких низкогорных и холмистых гряд Куантайшань, Хэйшань, Луншоушань и Хэйлишань, представляющих блоковые поднятия, сложенные умеренно дислоцированным нижнепалеозойским метаморфическим комплексом и докембрием. Поверхность бассейна имеет общий уклон с юга на север.

Двумя поперечными выступами бассейн подразделяется на три впадины: Западно- и Восточно-Цзюцюаньскую и Минло. В целом Преднаньшаньский бассейн можно отнести к бассейнам межгорных впадин с четко выраженной односторонней асимметрией внутреннего строения и обрамлений. Впадина Минло, имеющая достаточно ярко выраженное северное горное обрамление, приобретает черты обычной межгорной впадины.

Фундаментом бассейна служат метаморфические породы Наньшаньского комплекса, относящегося к нижнему палеозою и силуру. Вышележащие

верхнепалеозойские отложения, представленные чередованием темно-серых песчано-глинистых, местами угленосных толщ и серых известняков общей мощностью 1—3 *км*, обычно слабо метаморфизованы и входят в состав осадочного покрова. Выше залегают фиолетово-красные, зеленовато-серые песчано-глинистые отложения верхней перми и триаса (1000 *м*), сероцветная угленосная серия нижней — средней юры (1500 *м*), красноцветные глины и известняки верхней юры (400 *м*), зеленовато-серые и красные глины, песчаники и конгломераты мела (1000 *м*), песчано-глинистая серия третичных отложений, внизу красноцветной, выше желтовато-серой окраски, завершающаяся серыми конгломератами плиоцена — плейстоцена (2500 *м*) (см. табл. 33). Наибольшее распространение имеют третичные и меловые отложения, тогда как палеозой и нижний мезозой на поверхности имеют неширокое пятнообразное распространение. Наиболее сокращенный разрез характерен для впадины Минло.

Таблица 33

Схематический стратиграфический разрез мезозойских и кайнозойских отложений Преднаньшаньского бассейна
(по данным МНП КНР, 1959 г.)

Система	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Четвертичная	Конгломератовая	Цзюцианская	Конгломераты, пески.	10—150
			Несогласие	
Третичная		Юймынская	Конгломераты, пески.	10—900
			Несогласие	
	Ганьсуйская	Сулэхэ	Красноцветные песчаники, наверху конгломераты.	300—1940
			Несогласие	
		Байянхэ	Чередование песчаников, глин. Темно-коричневые глины. Светлые песчаники (продуктивные горизонты).	100—450
			Несогласие	
		Хошаогоу	Светло-серые песчаники, внизу чередование песчаников и глин	0—960
Меловая	Хайхайпуская	Верхняя	Зеленоцветные конгломераты и песчаники.	0—500
			Несогласие	
		Нижняя	Черные битуминозные сланцы, вверху конгломераты.	300—1400
			Несогласие	
Юрская (нижний отдел)	Лунфэншанская	—	Песчаники, сланцы	1440
Триасовая	Сидагоуская	—	Песчаники.	0—1060
			Несогласие	

В Преднаньшаньском бассейне отчетливо выделяются три структурные зоны, вытянутые в северо-западном направлении, параллельно Нань-Шаню; южная — предгорная, осложненная одной прерывистой цепью антиклинальных складок, сложенных третичными и мезозойскими, изредка палеозойскими отложениями, центральная — синклинальная зона, соответствующая осевой части прогиба, и северная моноклинальная зона, вдоль южного края

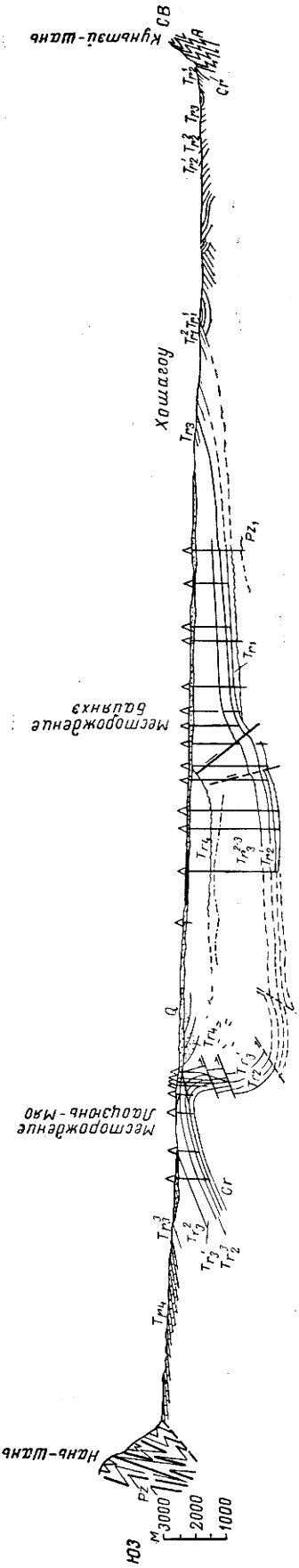


Рис. 94. Профильный разрез через Преднаньшаньский бассейн (по данным МНП КНР, 1957 г.).

которой прослеживается цепь флексур. структурных носов и асимметричных антиклинальных складок, сложенных на поверхности третичными и четвертичными отложениями.

Складки южной и северной цепей наклонены и надвинуты по разрывам в сторону центральной синклинальной зоны. Характерной чертой складок является резко выраженная асимметрия. Пологие крылья складок с углами наклона слоев от нескольких до 10—20° обращены к внешним краям бассейна. Крутые крылья, колена флексур, обращенные к синклинальной зоне, наклонены под углами от нескольких десятков до 70—90°, осложнены надвигами и взбросами. Широко развиты также поперечные и косые разрывные нарушения, рассекающие поднятия на блоки.

Поднятия обычно куполовидные, реже брахиантиклинальные, с широкими сводами; изредка встречаются линейные формы. Складки северной цепи обычно имеют более пологое и спокойное строение.

В западной части Цзюцюаньской впадины в южной антиклинальной цепи выделяются поднятия Циньцаовань, Лаоцзюньмяо, Шиюгоу и Дахуанчуань, в северной — флексуры Байянхэ, поднятия Хэйхейну, Наньшань и Вэншушань, относящиеся уже к Восточно-Цзюцюаньской впадине.

На юге в этой впадине выделяются антиклинали Фодунмяо, Шияньчэнь, Цюнцзямяо, Лоцзянцзы.

Во впадине Минло к северу от центральной антиклинальной зоны выделяется сложно построенная антиклинальная зона Юнгу, в пределах которой на небольшой глубине (800—1000 *м*) вскрыт фундамент.

Наибольшее количество естественных нефтепроявлений и основные промышленно-нефтеносные горизонты Преднаньшаньского бассейна приурочены к свите байянхэ миоценового возраста, в которой выделяются три горизонта песчаников: K, L и m. Каждый из горизонтов распадается на несколько пачек, состоящих в свою очередь из ряда песчаных пластов мощностью от нескольких до 10—15 *м*. Общая мощность каждого из трех горизонтов достигает 50 *м* и более. Наиболее важным продуктивным горизонтом является горизонт L. Песчаники обладают сравнительно хорошими коллекторскими свойствами. В Восточно-Цзюцюаньской впадине мощность песчаников свиты байянхэ падает, качество коллекторов ухудшается. Признаки нефтегазоносности здесь, а также во впадине Минло не отмечались.

Единичные признаки нефти наблюдались и в свите сулэхэ третичного возраста, а также в четвертичных галечниках. Естественные нефтепроявления в виде жидкой нефти, твердых битумов и закированных пород и признаки нефтеносности в скважинах отмечались также в мелу, триасе, перми и карбоне.

На площади Шиюгоу из пермских отложений получен приток нефти с кратковременным первоначальным дебитом 10 *т/сутки*, из каменноугольных отложений — приток нефти 0,3 *т/сутки*.

Зонами нефтегазонакопления Преднаньшаньского бассейна являются цепи антиклинальных складок на его обоих бортах. Все известные месторождения сосредоточены в Западно-Цзюцюаньской впадине. Наиболее крупное из них — месторождение Лаоцзюньмяо — расположено в южной антиклинальной цепи. Оно приурочено к куполовидному поднятию размером 5 × 8 *км* с пологим южным ($\angle 20°$) и крутым нарушенным продольным взбросом северным крылом ($\angle 70—90°$). Отмечаются также поперечные нарушения. Основные залежи пластового сводового типа приурочены к горизонту L свиты байянхэ. Малодебитные залежи связаны с горизонтами К и М.

На западном периклинальном погружении складки Лаоцзюньмяо расположено крупное нефтяное месторождение Яэрся. Залежи нефти на месторождении Шиюгоу, расположенном к востоку от месторождения Лаоцзюаньмяо, связаны со свитой байянхэ, расположенной в тектонических блоках, отсекающих западную периклиналь крупного поднятия с выходами палеозоя и триаса в ядре.

На месторождении Байянхэ, находящемся в северной зоне, нефтеносными также являются песчаники свиты байянхэ, приуроченные к флексуре с крутым южным коленом.

Наиболее перспективной частью Преднаньшаньского бассейна является Западно-Цзюаньская впадина с максимальной мощностью осадочного покрова и благоприятным составом отложений.

§ 33. ГРУППА БАССЕЙНОВ ВОСТОКА И ЮГО-ВОСТОКА КИТАЙСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ

Эта группа объединяет десять бассейнов, резко различающихся по размерам и значимости (рис. 95). В нее входят бассейны межгорных впадин докембрийской Китайской платформы, активизированной мезозойской складчатостью. Несколько условно отнесение к этой группе бассейна Чжаошуй, поскольку его южным обрамлением являются складчатые горные сооружения палеозойского возраста, а фундамент в южной его части, вероятно, нижнепалеозойский. Наиболее крупные по размерам бассейны — Ордос, Северо-Китайский, Сычуань, Гуанси-Гуйчжоу и Восточно-Китайский — обладают относительно сложным строением. Все эти бассейны имеют наземное обрамление, за исключением Восточно-Китайского, у которого восточные элементы обрамления погребены под водами моря.

Кроме того, группа включает значительно меньшие по размерам, более просто построенные бассейны Дуптинху, Сянь-Фань, Юаньшуй, Алашань и Чжаошуй. Все они обладают наземным обрамлением.

Все бассейны данной группы обрамлены глыбовыми горами — выступами кристаллического основания Китайской платформы, активизированной Яньшаньским тектогенезом. Осадочное выполнение бассейнов данной группы представлено отложениями палеозоя, мезозоя и кайнозоя мощностью от 3 до 12 *км*.

Степень изученности и уровень развития нефтедобывающей промышленности в бассейнах рассматриваемой группы резко различны. Ордосский и Сычуаньский бассейны являются промышленно-нефтегазоносными. В Гуанси Гуйчжоу и Чжаошуй получены небольшие притоки нефти и газа. Остальные бассейны этой группы возможно нефтегазоносны.

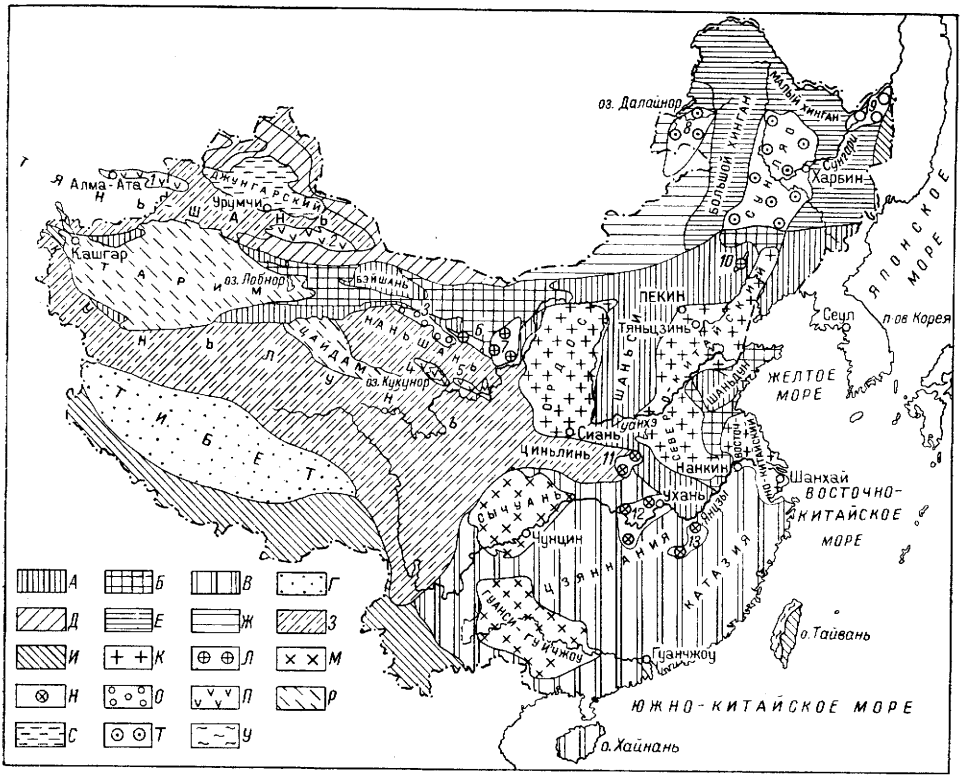


Рис. 95. Обзорная карта нефтегазоносных бассейнов Китайской Народной Республики (по М. И. Варенцову и К. Н. Кравченко).

Области обрамлений бассейнов.

Области докембрийской складчатости: *А* — горные глыбовые области, созданные в результате мезозойских и альпийских движений; *Б* — пологовсхолмленные и равнинные платформенные области, относительно слабо затронутые молодыми движениями; *В* — горные области глыбового и складчатого строения с резкой дифференциацией в мезозое; *Г* — горные области срединных массивов, вероятно, на докембрийском основании.

Области палеозойской складчатости: *Д* — пологовсхолмленные и равнинные, слабо затронутые молодыми движениями. Переработанные мезозойской складчатостью: *Е* — с расчлененным горным рельефом; *Ж* — с пологовсхолмленным и равнинным рельефом; *З* — высокогорные, активизированные в мезо-кайнозое, переработанные альпийской складчатостью; *И* — области мезо-кайнозойской и современной складчатости с высокогорным рельефом.

Нефтегазоносные бассейны Китайско-Корейской параплатформы: *К* — связанные с крупными синеклизами, *Л* — связанные с мелкими грабенами и прогибами; Южно-Китайской активизированной параплатформы: *М* — связанные с мегасинклинориями, *Н* — связанные с мелкими прогибами, *О* — краевых прогибов (между активизированной в мезо-кайнозое палеозойской складчатой областью и докембрийской платформой).

Активизированные в мезо-кайнозое палеозойских складчатых областей: *П* — связанные с мелкими внутригорными прогибами и синклинориями, *Р* — связанные с межгорными впадинами на цоколе срединных массивов, *С* — связанные с предгорными впадинами, составляющими часть межгорной области, со срединным массивом на платформенном борту, *Т* — палеозойские складчатые области, переработанные мезозойской складчатостью, связанные с грабеновидными впадинами и синеклизами, *У* — области альпийской и современной складчатости — незамкнутые предгорные впадины островных дуг, раскрывающихся в сторону моря. Известные и перспективные нефтегазоносные бассейны: *1* — Или, *2* — Турфан, *3* — Предньяньшаньский, *4* — Кукунор, *5* — Миньхэ, *6* — Чжаошуй, *7* — Алашань, *8* — Хайлар, *9* — Среднеамурский, *10* — Фусинь, *11* — Сянфан, *12* — Дунтиху, *13* — Юаньшуй, *14* — Тайвань.

ОРДОССКИЙ БАССЕЙН

Ордосский бассейн приурочен к крупной синеклизе, расположенной в северной части Китайской платформы (рис. 96). Поверхность бассейна представляет собой пологовсхолмленное плато, приподнятое на высоту 1—2 *км* над уровнем моря. На севере, западе и востоке бассейн обрамляется древними массивами, антеклизами и выступами платформы, превращенными после яньшаньских движений в среднегорные глыбовые области высотой 2,5—3,5 *км*. В пределах массивов Иншаня, Алашаня и Циньлинской оси архейский фундамент залегает непосредственно на поверхности, тогда как в антеклизах и выступах Шаньсийском и в Холаншане на поверхности развит платформенный чехол палеозойских отложений, расчлененный на блоки и дислоцированный в мезозое. На юге и юго-западе бассейн обрамляется высокогор-

ными и среднегорными областями палеозойской складчатости, относящимися к системе Циньлиня и Нань-Шаня.

Фундамент Ордосского бассейна образован кристаллической серией досинийского возраста. Поверхность фундамента отличается весьма плоским нерасчлененным рельефом.

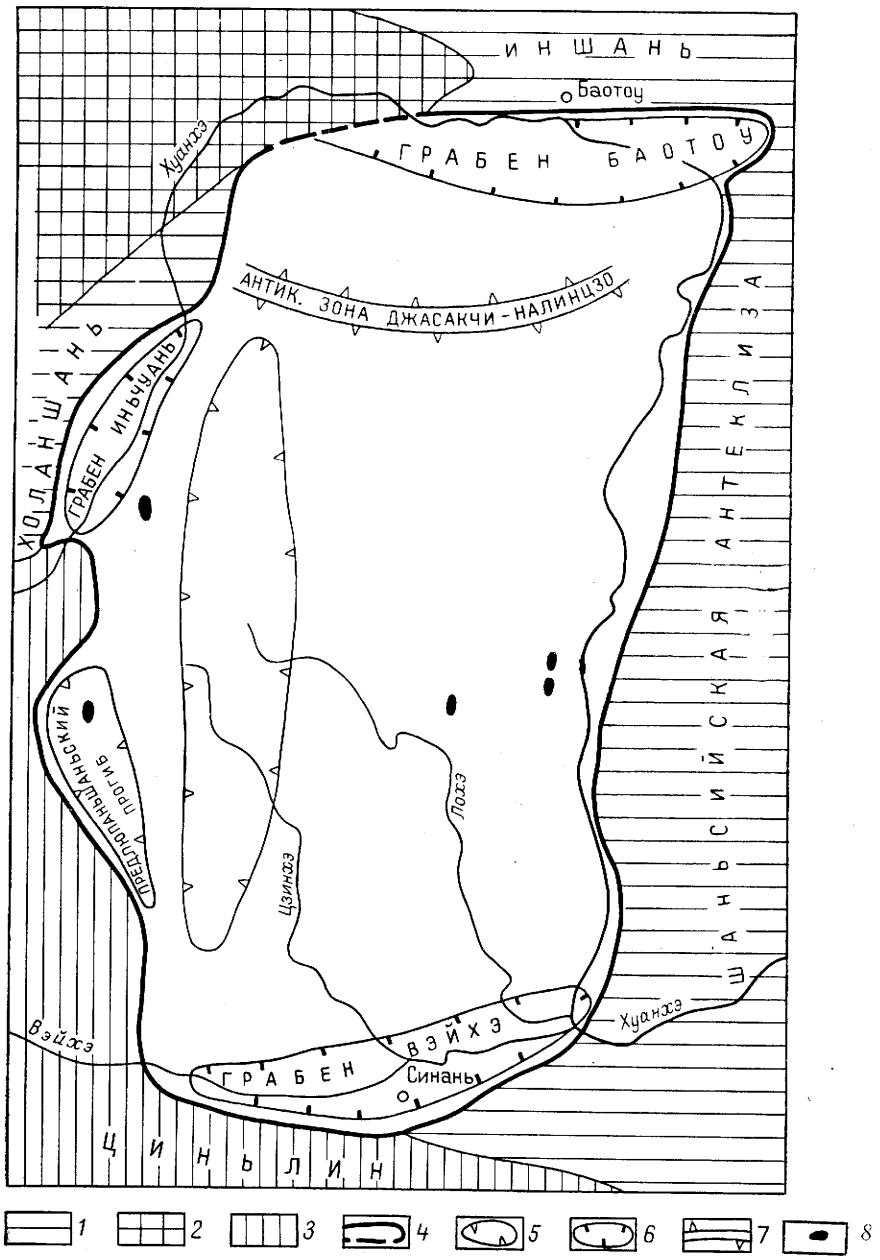


Рис. 96. Нефтегазоносный бассейн Ордос (по данным МНП КНР, 1957 г.)

Области докембрийской складчатости: *1* — горные глыбовые области, созданные в результате мезозойских и кайнозойских движений; *2* — пологовсхолмленные и равнинные платформенные области, относительно слабо затронутые молодыми движениями. Области палеозойской складчатости: *3* — высокогорные, активизированные в мезо-кайнозое, переработанные альпийской складчатостью.

Бассейн Ордос: *4* — граница бассейна; *5* — примерный контур наиболее прогнутой части бассейна; *6* — грабеновидные прогибы в краевых частях бассейна; *7* — контур крупной возможной антиклинальной зоны нефтегазонакопления; *8* — нефтяные и газовые месторождения.

Ордосская впадина имеет заметно асимметричное строение. Осевая часть ее, в которой фундамент погружен на глубину 7 *км*, смещена к западному краю. На восточном борту бассейна глубина залегания фундамента предполагается 2 *км*. Значительная восточная часть бассейна представляет собой пологую региональную моноклиналь, в которой с востока на запад наблюдается последовательная смена слоев от триасовых до меловых включительно.

Меловые отложения слагают поверхность бассейна в его западной, наиболее погруженной части. Осадочный комплекс Ордосского бассейна почти повсеместно очень слабо дислоцирован и отличается типично платформенными условиями залегания (с углами наклона в несколько градусов). Для восточной моноклинали весьма характерны пологие полузамкнутые формы — структурные носы. Лишь в узкой краевой западной и южной областях бассейна выделяются мелкие крутые складки, нарушенные разрывами. В некоторых из них отмечено резкое несогласие между полого залегающими меловыми отложениями и круто дислоцированными нижележащими породами. В юго-западной части этой краевой области — в Люпаньшане — наблюдается зона резкого увеличения мощности меловых и третичных отложений (до 4—5 *км*). Последние образуют здесь крупный осложненный разрывами антиклинорий с углами наклона на крыльях 50°. В северной части за-

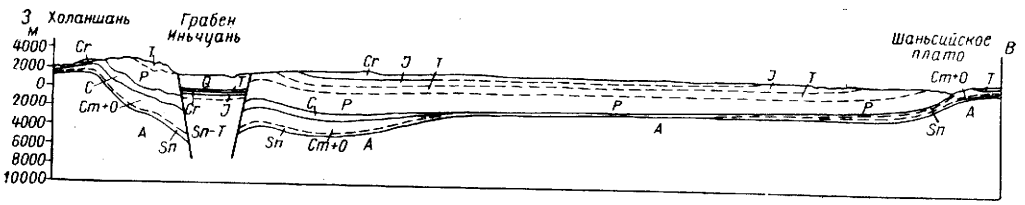


Рис. 97. Профильный разрез через бассейн Ордос (по данным МНП КНР, 1957 г.).

падной складчатой области выделяется Иньчуаньский грабен, выполненный мощным комплексом третичных и четвертичных осадков (рис. 97). Аналогичные крупные грабены с мощными кайнозойскими отложениями (Баотоу и Вэйхэ) выделяются и в прибортовых северной и южной частях бассейна. От его центральных областей грабены отделены крупными валами, образованными над выступами фундамента.

Осадочный покров Ордосского бассейна отличается большой мощностью и полнотой. В его составе участвуют морские, преимущественно карбонатные образования синия и нижнего палеозоя морского происхождения, терригенно-карбонатные угленосные толщи верхнего палеозоя смешанного континентально-морского генезиса и мощный терригенный континентальный комплекс мезозоя и кайнозоя, образованный чередованием сероцветных и красноцветных толщ. Максимальная мощность осадочного покрова достигает 7 *км*, из них свыше 4 *км* приходится на долю мезозоя (см. табл. 34). Наибольшее количество нефтепроявлений и притоки нефти в центральной части бассейна связаны с триасовыми отложениями свиты яньчан. Аналогичный состав имеют и вышележащие нижне-среднеюрские отложения, в которых также наблюдаются признаки нефти. Как те, так и другие принадлежат к числу важных сингенетично-нефтеносных свит Ордосского бассейна. Благоприятными признаками для нижне-среднеюрских и верхнетриасовых отложений являются их терригенный состав, большая мощность, сероцветный облик пород и региональный характер распространения нефтепроявлений в них. Однако на значительной части бассейна (особенно в южной его половине) нефтеносные толщи представлены тонким переслаиванием песчаников и глин, песчаники юры и триаса отличаются большой плотностью, сильной сцементированностью и обладают плохими коллекторскими свойствами. В связи с этим притоки нефти на месторождениях оказываются весьма малыми и неустойчивыми. Обычно суточный дебит скважин измеряется

Таблица 34

Схематический сводный стратиграфический разрез Ордосского нефтегазоносного бассейна
(по данным китайских геологов)

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Четвертичная			Лёсс	50—250	—
Третичная		Гуйян	Преимущественно красные песчаники и глины с гипсом. Развиты на западе. Несогласие	100—200; на западе, в Люпаньшане — до 2,7 *км*	Нефтепроявления
Меловая		На юго-западе — люпаньшань, в центре — баоань	Темно-красные, серые песчаники, глины, мергели, в основании — конгломераты. Несогласие	500—2000	Нефтепроявления в прослоях песчаников
Юрская	Верхний	Аньдин	Красные песчаники и глины с прослоями известняков. В основании — черные глины, горючие сланцы	50—600	—
	Средний	Чжило	Желтовато-серые песчаники и глины, в основании — конгломераты	150—450	
	Нижний	Яньань	Серо-зеленые песчаники, черные глины с прослоями углей	100—600	Нефтепроявления
Триасовая	Верхний	Яньчань	Серо-зеленые песчаники с прослоями глин и горючих сланцев и угля. Верхняя часть свиты яньчан иногда выделяется в самостоятельную свиту вайопу	1000—1800	Залежи нефти в плотных прослоях песчаников мощностью в несколько метров. Общее количество нефтеносных пластов — до нескольких десятков
		Шицзянфэн	Темно-красные, реже зеленовато-серые песчаники и сланцы с прослоями конгломератов	500—1500	—
Пермская	Верхний	Шихэцзы	Серо-зеленые и фиолетово-красные глинистые сланцы и песчаники с прослоями угля	100—700	Нефтепроявления в песчаниках

Продолжение табл. 34

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Пермская	Нижний	Шаньси	Светло-серые песчаники, темно-серые глинистые сланцы с конкрециями сидеритов и лимонитов	40—60	—
Каменноугольная	Верхний	Тайюань	Темно-серые, черные песчаники и сланцы с прослоями известняков и угля	20—400	Нефтепроявления в песчаниках
	Средний	Бенци	Серо-зеленые, черные известняки, чередование песчаников и глинистых сланцев с пластами каменного угля. Несогласие	80—1000	—
Ордовикская			Доломитизированные известняки с прослоями сланцев	200—1000	—
Кембрийская			Известняки, доломиты, прослои фиолетовых сланцев	200—500	—
Синийская			Кремнистые известняки, внизу — кварцевые песчаники и конгломераты. Несогласие	300—700	—

несколькими десятками килограммов и лишь в отдельных случаях начальные дебиты достигают нескольких тонн.

Меловые отложения в пределах большей части бассейна выведены на поверхность, дренированы и не представляют практического интереса. На западе, в особенности в Предлюпаньшаньском прогибе, в разрезе меловых отложений обнаружены нефтеносные песчаники (поднятие Шатинцзы).

Общая характеристика Ордосского бассейна позволяет рассчитывать на обнаружение в его пределах, особенно в центральных областях, крупных скоплений нефти и газа.

Третичные отложения в пределах большей части бассейна слабо развиты или отсутствуют вовсе.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в Ордосском бассейне проводились с начала XX столетия. До самого последнего времени они были сконцентрированы в краевых зонах бассейна, главным образом в его восточной части. Здесь было открыто несколько мелких малодебитных месторождений — Яньчан, Юнпин и Яньань. Все они приурочены к небольшим пологим структурным носам, осложняющим крупные выступы на восточной моноклинали. Нефтеносные горизонты сосредоточены в верхнетриасовых отложениях свиты яньчан, залегающих на небольшой глубине. Они представлены маломощными пластами песчаников, обладающих чрезвычайно низкими коллекторскими свойствами. На поднятии Цаоюань близ Яньчана в одной из скважин получен небольшой приток нефти из пласта песчаников нижней юры.

В западной зоне незначительные притоки нефти (десятки литров в сутки) получены из верхнетриасовых и нижнеюрских отложений на поднятии Мацзятань и из меловых отложений на поднятии Шатинцзы. Обе складки отличаются небольшими размерами и сильной нарушенностью домеловых отложений, разбитых разрывами на ряд блоков.

СЕВЕРО-КИТАЙСКИЙ БАССЕЙН

Северо-Китайский нефтегазоносный бассейн находится в восточной части Китайско-Корейской докембрийской параплатформы, в пределах Великой Северо-Китайской равнины (рис. 98). На западе бассейн обрамлен рядом среднегорных глыбовых областей высотой 1,5—2 *км*, на востоке — докембрийскими массивами, морфологически выраженными либо в виде низкогорных областей или холмистых возвышенностей высотой до нескольких сотен метров, местами до 1—1,5 *км*, а частично погруженными ниже поверхности вод заливов Желтого моря. На северо-востоке Северо-Китайский бассейн открывается в сторону Бохайваньского залива и, вероятно, продолжается под водами последнего вплоть до Нижнеляохэйского грабеновидного прогиба, который в таком случае можно рассматривать в качестве северо-восточного центриклинального окончания бассейна. Размеры бассейна без северо-восточной и морской его частей составляют: длина 1000 *км*, ширина 300 *км*, площадь 270 тыс. *км*^{2}.

В составе обрамлений бассейна различаются: 1) древние массивы: Шаньдунский и Ляодунский на востоке, Хуайяньский на юго-западе и Утайский на северо-западе, представляющие собой выступы архейского кристаллического основания Китайской платформы, частично перекрытые осадочным чехлом синия и палеозоя; 2) Тайханшаньское параплатформенное поднятие, являющееся восточным окончанием Шаньсийской антеклизы, несущей слабо дислоцированный осадочный покров палеозоя и синия, мощностью в несколько тысяч метров; 3) Яньшаньская складчатая область, отличающаяся от предыдущей развитием мощных (несколько тысяч метров) дислоцированных мезозойских вулканогенных образований.

Собственно Северо-Китайский бассейн расположен в пределах синеклизы, в которой архейский фундамент и осадочный покров мощностью до 5—7 *км* расчленен на ряд крупных блоков, выраженных в виде валов: горст-антиклиналей и прогибов: грабен-синклиналей с плоскими вершинами и днищами и крутыми, зачастую осложненными сбросами крыльями.

Для валов характерен весьма сокращенный неполный стратиграфический разрез; на некоторых из них наблюдается налегание сравнительно маломощных третичных отложений непосредственно на ордовике на глубине менее 1 *км*, тогда как в смежных прогибах мощность мезо-кайнозойских отложений резко возрастает, появляются верхнепалеозойские отложения, а нижний палеозой погружен на глубину 5—7 *км*. Таким образом, амплитуда крупных валов и прогибов измеряется весьма значительными величинами — 4—6 *км*.

Поднятия имеют пологий поперечный профиль с углами наклона крыльев от нескольких до 10—30°.

Западным выступом Шаньдунского массива и Нуйхуанским валом Северо-Китайский бассейн разделяется на две части. В северной половине бассейна выделяются три крупных прогиба — Бойэ, Цзиянь и Линцин, разделенные крупным Цансяньским валом. В южной части бассейна расположены прогибы Кайфын, Хэфэй и др. Восточная окраина бассейна образована западным склоном Шаньдунского массива, ступенчато опускающимся в северо-западном и юго-западном направлениях.

Простирание основных поднятий и прогибов в северной половине бассейна — северо-восточное, в южной — субширотное и субмеридиональное.

Интервал возможной нефтегазоносности в Северо-Китайском бассейне весьма велик. Признаки нефти отмечались в различных частях разреза —

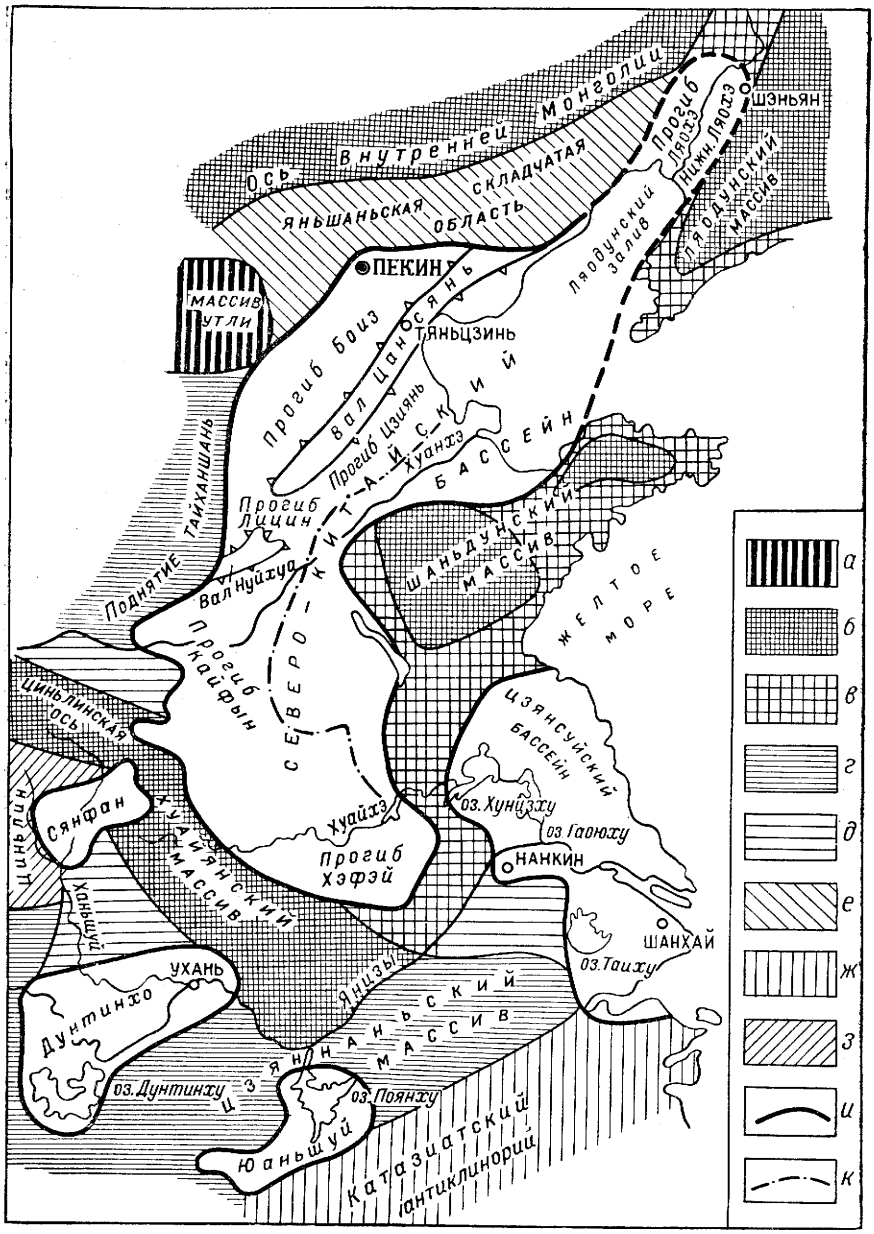


Рис. 98. Карта бассейнов: Северо-Китайского, Восточно-Китайского (Цзянсуйского), Сянфан, Дунтинху и Юаньшуй.

Области обрамления бассейнов

Докембрийские массивы — выступы архейского основания параплатформы: *а* — среднегорные области с абсолютными высотами до 2—3 *км*; *б* — низкогорные области с абсолютными высотами до 1—1,5 *км*; *в* — пологохолмистые области с абсолютными высотами 0—0,5 *км*.

Горные глыбовые области — антеклизы, массивы с осадочным покровом синия, палеозоя и мезозоя, дислоцированным в эпоху яньшаньской складчатости: *г* — среднегорные (2—2,5 *км*); *д* — низкогорные и пологохолмистые (до нескольких сотен метров); *е* — среднегорная и низкогорная Яньшаньская складчатая область с мощным мезозойским вулканогенным комплексом складчатого строения (высота 1—2 *км*); *ж* — среднегорные глыбово-складчатые области на каледонском (?) фундаменте — антиклинории; *з* — палеозойские складчатые сооружения (среднегорные области с абсолютными высотами до 2 *км*).

Нефтегазоносные бассейны: *и* — границы бассейнов (достоверные и предполагаемые); *к* — контуры крупных валов (горст-антиклиналей).

от нижнего палеозоя до неогена включительно. Жидкая нефть обнаружена в трещинах и кавернах известняков ордовика.

Крупные размеры бассейна, платформенный характер тектоники при весьма большой мощности и благоприятном составе отложений, наличие весьма перспективных разнообразных зон, с которыми могут быть связаны скопления нефти и газа, — все это дает основание для высокой оценки перспектив нефтегазоносности Северо-Китайского бассейна.

ВОСТОЧНО-КИТАЙСКИЙ (ЦЗЯНСУЙСКИЙ) БАССЕЙН

Восточно-Китайский нефтегазоносный бассейн расположен на побережье Желтого моря, на территории КНР, в пределах полузамкнутой впадины, приуроченной к крайней юго-восточной части Китайско-Корейской параплатформы на стыке с активизированной Южно-Китайской параплатформой. Бассейн покоится на цоколе полузамкнутой параплатформенной впадины типа синеклизы, заключенной между массивами и горными глыбовыми областями, открывающейся на восток, в сторону Желтого моря, которое, по-видимому, соответствует центральной области бассейна. Площадь наземной части бассейна составляет около 80 тыс. *км*^{2}.

На западе и севере Восточно-Китайский бассейн отделяется от смежного Северо-Китайского бассейна склонами Шаньдунского массива, морфологически выраженными в виде низких пологохолмистых областей. Южное обрамление бассейна представлено среднегорными глыбовыми областями: Цзяннаньским каледонским массивом и Катазайским антиклинорием, подвергшимся интенсивной переработке в яньшаньскую эпоху складчатости.

Фундаментом бассейна служат в основном архейские кристаллические породы. Не исключена возможность, что в крайней южной части складчатое основание бассейна образовано каледонским комплексом.

Поверхность фундамента отличается сильно расчлененным рельефом, будучи разбита разломами на серию блоков: валов — горст-антиклиналей и прогибов — грабен-синклиналей. Впадина выполнена мощным комплексом палеозойских и мезо-кайнозойских отложений общей мощностью до 8 *км*, из которых около половины приходится на долю мезозоя и кайнозоя. В пределах валов мощность последнего сокращается в 10 раз по сравнению со смежными прогибами и составляет всего несколько сотен метров.

Верхнепалеозойские и триасовые отложения представлены чередованием известняковых и терригенных толщ преимущественно морского генезиса, вышележащие образования представлены терригенными осадками смешанного — морского и континентального — происхождения. Помимо пластовых резервуаров, выраженных в виде песчаных горизонтов в перми, мезозое и кайнозое, развиты массивные резервуары в толщах известняков каменноугольного, пермского и триасового возраста. Мощность отдельных пластов песчаников в третичных отложениях составляет 5—10 *м*. Суммарная их мощность достигает 10—200 *м*. Из мелкозалегающих горизонтов третичных и четвертичных отложений во многих пунктах бассейна получены притоки газа. В прогибе, расположенном близ Шанхая, дебиты газа в скважинах из четвертичных и неогеновых отложений колеблются от 5—6 *м*^{3} до 5—7 тыс. *м*^{3} в сутки.

БАССЕЙН СЫЧУАНЬ

Бассейн Сычуань приурочен к крупной межгорной впадине, расположенной на границе Центральной и Восточной Азии, между обширной высокогорной Тибетской страной на западе и относительно низкогорными и равнинными платформенными областями восточной части Китая (рис. 99).

Горные обрамления бассейна образованы разнородными структурными элементами. Северо-западнее обрамление представляет собой область палеозойской складчатости (Луньмыньшань). На юго-востоке, юго-западе и северо-востоке Сычуаньский бассейн ограничен массивными глыбовыми горами:

Бамяньшань, Лоушань, Дабашань, Омэйшань, входящими в состав Цзиннаньского массива, Центрально-Гуйчжоуского и Дабашаньского поднятий. В формировании внутренней структуры и поднятий глыбовых гор основная роль принадлежит мезозойской — яньшаньской складчатости.

Фундамент Сычуаньского бассейна сложен древними докембрийскими образованиями. В составе осадочной толщи бассейна, мощность которого

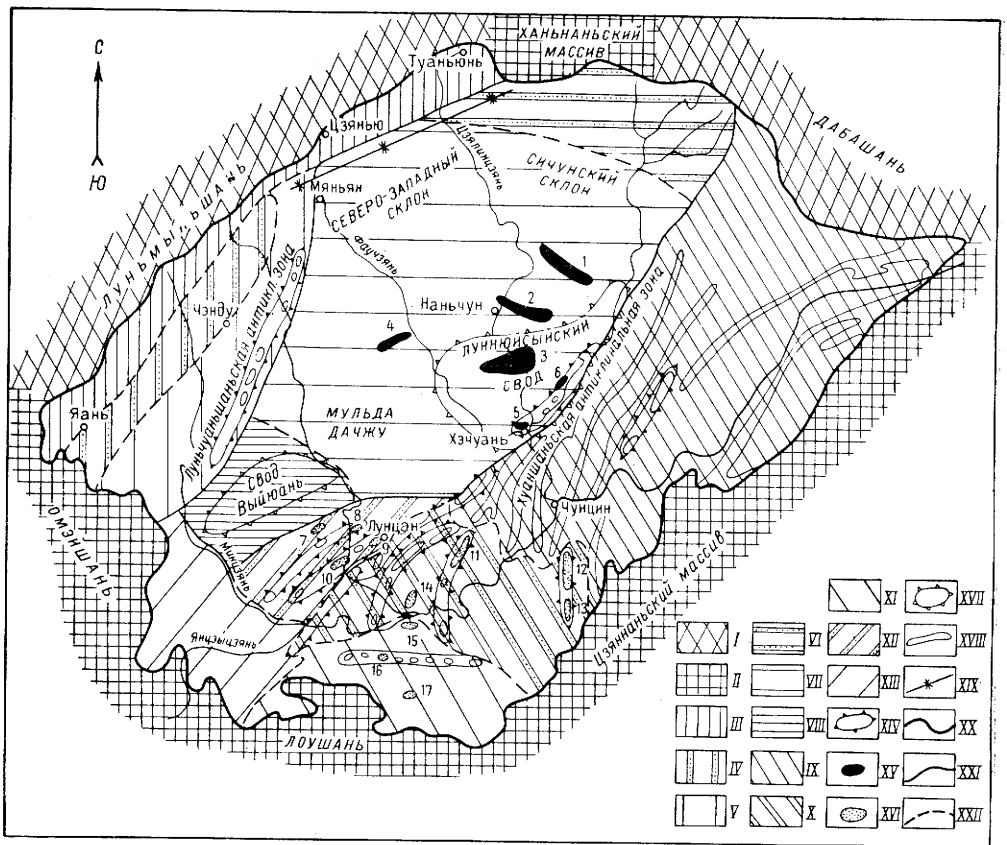


Рис. 99. Карта бассейна Сычуань (составили Чжу Цзун-ли и К. Н. Кравченко).

Области обрамлений бассейна: *I* — высокогорные складчатые сооружения палеозойского возраста; *II* — древние глыбовые горы, нарушенные в эпоху мезозойской (иеншаньской) складчатости.

Бассейн Сычуань

Западно-Сычуаньская нефтегазоносная область: *III* — Предлуньмыньшаньский район, *IV* — район Чэндуской депрессии, *V* — Луньчуаньшаньский район.

Центрально-Сычуаньская нефтегазоносная область: *VI* — Преддабашаньский район, *VII* — Луннюйсыйский район, *VIII* — Выйюаньский район.

Восточно-Сычуаньская нефтегазоносная область: *IX* — район юго-восточной Сычуаньской складчатой зоны, *X* — район южного периклинального окончания юго-восточной Сычуаньской складчатой зоны, *XI* — район Южно-Сычуаньского прогиба, *XII* — район Цзиллюцзинского прогиба; *XIII* — Преддаляншаньский район; *XIV* — антиклинальные зоны нефтегазопроявления; *XV* — нефтяные месторождения: *1* — Иншань, *2* — Наньчун, *3* — Луннюйсы, *4* — Пынлайчжен, *5* — Хэчуань, *6* — Лоудуси; *XVI* — газовые месторождения: *7* — Цзылюцзин, *8* — Хуаньцзячань, *9* — Шындыншань, *10* — Дэньцзингуань, *11* — Хуангуашань, *12* — Шиюгоу, *13* — Дунси, *14* — Янгаосы, *15* — Наси, *16* —Чаньюаньба, *17* — Гаомудинь; *XVII* — контуры крупных сводов; *XVIII* — линейные антиклинали; *XIX* — примерное положение осевой линии Западно-Сычуаньского прогиба на продолжении Чэндуской депрессии; *XX* — граница нефтегазоносного бассейна; *XXI* — границы нефтегазоносных областей; *XXII* — границы нефтегазоносных районов.

достигает 6—12 *км*, основная роль принадлежит мезозойским отложениям, пользующимся также наиболее широким распространением на поверхности (см. табл. 35).

В центральной части Сычуаньского бассейна расположена обширная Центрально-Сычуаньская плита, для которой характерны весьма пологие структурные формы платформенного типа с углами наклона слоев от десятков минут до нескольких градусов. Краевые зоны бассейна обычно относительно погружены и имеют складчатое строение.

Таблица 35

Схематический сводный стратиграфический разрез отложений Сычуаньского бассейна
(по данным китайских геологов)

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Третичная и четвертичная			Галечники, конгломераты, глины; развиты на западе	0—500
Меловая		Цзядинская	Красные песчаники, глины с базальными конгломератами	0—1700
Юрская	Верхний	Верхняя чунцинская	Чередование светло-красных песчаников и глин	1000—2000, среднее 1500
		Шасимяоская (нижняя чунцинская)	Темные фиолетово-красные глины с прослоями песчаников. В нижней части пачка желтовато-зеленых глин	1000—2000, среднее 1500
		Цзилюцзинская	Чередование толщ, сложенных темно-серыми глинами, песчаниками и известняками с толщами темных, фиолетово-красных глин с прослоями песчаников	400—700, среднее 500
	Средний, нижний	Сянсийская	Чередование мощных толщ темно-серых глин с прослоями углей и светло-серых песчаников	400—800, на западе до 3000
Триасовая	Верхний	Луйкоцпоуская	Светло-серые известняки и доломиты, в середине и внизу — пачки серо-зеленых глин	200—500
	Средний	Цзялинцзянская	Светло-серые известняки и доломиты с пачками глин, ангидритов, каменной соли	500—1000, среднее 600
	Нижний	Фэйсяньгуаньская	Фиолетовые и черные сланцы и мергели с прослоями известняков	300—500, среднее 500
Пермская	Верхний	Чансинская	Серые кремнистые известняки	150
		Лопинская	Черные угленосные сланцы с прослоями песчаников и известняков. В горах Омибазальты	100
	Нижний	Маокоуская	Серые известняки, внизу сланцы	100—300
		Цися	Светло-серые известняки, внизу черные угленосные сланцы, песчаники	70—200

Продолжение табл. 35

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Каменноугольная		Чуаньшаньская, хуанлунская и цунчанская	Светло-серые известняки с подчиненными прослоями красных глин. Развиты локально	0—300
Девонская		Танванчжайская и бошипуская	Серые известняки с пачками сланцев, песчаников. Развиты локально	До 3000
		Пинийпуская	Серо-белые сланцы и песчаники. Развиты локально в Луньмыньшане	До 3400
Силурийская		Шамао, лошипин, лунмаси	Желтовато- и зеленовато-серые сланцы, песчаники	200—3000
Ордовикская		Эйцзяшань и паньхэй	Известняки и желтовато-серые сланцы, в основании — конгломерат	100—700
Кембрийская			Серые известняки, внизу — сланцы	500—2000
Синийская			Серые известняки, внизу — сланцы и песчаники	300—1200
Докембрий			Кристаллические сланцы, гнейсы, интрузивные породы	

Наиболее прогнутая часть Сычуаньского бассейна смещена к западу, в сторону высокогорного Луньмыньшаньского складчатого сооружения. Мощность осадочного покрова в Западно-Сычуаньском прогибе составляет 10—12 *км*, из которых 7—8 *км* приходится на долю мезозоя. Меловые отложения здесь развиты весьма широко и имеют характер предгорных моласс.

В краевой западной Предлуньмыньшаньской зоне Западно-Сычуаньского прогиба прослеживаются несколько цепей мелких гребневидных, реже сундучных складок северо-восточного простирания, обычно нарушенных разрывами и наклоненных от обрамления в сторону центральной части бассейна. В ядрах складок обычно обнажаются нижне-среднеюрские или верхнеюрские отложения, наклоненные под углом в несколько десятков градусов.

В центральной части Западно-Сычуаньского прогиба — Чэндуской депрессии фундамент находится на глубине около 12 *км*. По геофизическим данным здесь выделяется ряд поднятий, погребенных под сплошным покровом четвертичных отложений.

Восточный борт Западно-Сычуаньского прогиба на юге образован Луньчуаньшаньской складчатой зоной, состоящей из трех цепей гребневидных и коробчатых антиклиналей, рассеченных продольными разрывами. Углы наклона слоев на крыльях складок, сложенных обычно верхнеюрскими от-

ложениями, составляют 10—60°. В наиболее крупном Луньчуаньшаньском поднятии верхняя часть складки по разрыву значительно смещена к западу относительно ядра, расположенного в поднадвиге (рис. 100).

В пределах Центрально-Сычуаньской плиты выделяются два обширных пологих сводовых поднятия: северное — Луннюйсыйское и южное — Выйюаньское, разделенные слабо выраженной мульдой Дацзу. В северном направлении происходит общее погружение поверхности фундамента Центрально-Сычуаньской плиты с соответствующим нарастанием мощностей осадочного покрова от 3—4 *км* на юге до 6—8 *км* и более на севере. Северный Луннюйсыйский свод, сложенный верхнеюрскими отложениями, вплотную прилегает к Восточно-Сычуаньской складчатой зоне, отделяясь от последней лишь узкой синклиналью. В привершинной части и на склонах свода развиты крупные пологие антиклинальные поднятия размером от 3 × 7 *км* до 20 × 40 *км*: Луннюйсы, Наньчун, Хэчуань, Иличан, Пынлайчжен, Иншань, Бацзяочан и др. Большая часть поднятий вытянута в широтном направлении и лишь крайние восточные поднятия ориентированы в северо-восточном направлении параллельно Восточно-Сычуаньской складчатой зоне. Восточные периклинальные окончания большинства поднятий выражены менее четко, чем западные. Углы наклона слоев на крыльях поднятий составляют от долей до 1—3°, реже несколько более.

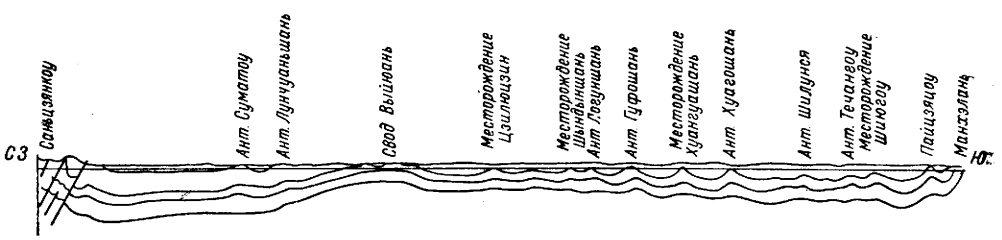


Рис. 100. Профильный разрез через бассейн Сычуань (по данным МНП КНР, 1957 г.).

На северо-западном склоне Луннюйсыйского свода, обращенном в сторону Западно-Сычуаньского прогиба и Предлуньмыньшаньской складчатой зоны, широко развиты меловые отложения, образующие целый ряд пологих структурных носов широтного и северо-восточного простирания с наклоном крыльев в 1—3°. Северный Сичунский склон свода отделен от северного обрамления Сычуаньского бассейна Преддабашаньским прогибом. Мощность осадочного покрова в прогибе достигает 10 *км*.

В мульде Дацзу, отделяющей Луннюйсыйский свод от Выйюаньского, сплошное развитие приобретают верхние горизонты верхнеюрских отложений. Разрез Выйюаньского свода отличается значительным сокращением мощностей мезозойских и палеозойских отложений. На глубине 2300 *м* на своде вскрыты кембрийские известняки. Выйюаньский свод имеет пологое северное и крутое южное крыло, обращенное в сторону Цзилюцзинского прогиба.

Цзилюцзинский прогиб расположен между Выйюаньским поднятием и южным погружением Восточно-Сычуаньской складчатой зоны. Складки Цзилюцзинского прогиба весьма близко напоминают поднятия Восточно-Сычуаньской зоны. Это вытянутые в северо-восточном направлении брахиантиклинали размером 3—5 × 10—15 *км* с узкими, нарушенными продольными разрывами, сводами, сложенными верхнеюрскими, реже нижне-среднеюрскими отложениями и сравнительно крутыми крыльями с наклоном слоев 15—50°. Амплитуда поднятий измеряется несколькими сотнями метров (например, Шиндыншань 600 *м*). В прогибе выделяется три цепи антиклинальных складок.

Приподнятая северо-восточная часть Цзилюцзинского прогиба, сложенная отложениями верхней юры, образует структурную седловину,

отделяющую мульду Дацзу от опущенной южной части Цзилюцзинского прогиба, сложенной меловыми отложениями.

К юго-западу от Цзилюцзинского прогиба, в Преддаляншаньском районе Сычуаньский бассейн заливообразно вдается к югу. В этом относительно приподнятом «структурном заливе» выделяются складки отличного северо-западного простирания, сложенные нижними горизонтами мезозоя и пермскими отложениями.

В юго-восточной Сычуаньской складчатой области различаются два крупных тектонических элемента: приподнятая северная Восточно-Сычуаньская складчатая зона, характеризующаяся развитием крупных линейных складок северо-восточного простирания, сложенных юрскими, триасовыми и более древними отложениями, и Южно-Сычуаньский прогиб, выполненный в приосевой части меловыми отложениями и осложненный куполовидными складками, слагающими зоны широтного простирания.

Складки Восточно-Сычуаньской складчатой зоны отличаются резко выраженной линейностью с крутыми (50—70°) нарушенными разрывами, гребневидными антиклиналями и спокойными, более широкими синклиналями. Отдельные антиклинальные цепи вытянуты в длину на расстояние до 200—250 *км* при ширине не более 10 *км*.

На южной периклинали Восточно-Сычуаньской зоны наблюдается ветвление складок, появление поднятий брахиантиклинальной формы, сложенных юрскими отложениями и погружающихся в сторону Южно-Сычуаньского прогиба.

Куполовидные складки Южно-Сычуаньского прогиба, сложенные верхнеюрскими отложениями, отличаются небольшими размерами (3—5 *км*, ширина до 10—20 *км*) и полого ($\angle 20°$) наклоненными крыльями. В центральной части прогиба выделяется крупная Чаньюаньба-Синлунцанская антиклинальная зона, вытянутая в широтном направлении.

В составе нижнего и среднего палеозоя наблюдается чередование мощных, преимущественно карбонатных, точнее, известняково-сланцевых комплексов (синий, кембрий, ордовик, средний и верхний девон, карбон) и терригенных, песчано-сланцевых комплексов (силур, нижний девон). Естественные нефтепроявления отмечались в краевых зонах обрамлений в отложениях силура, девона и карбона.

Пермские и триасовые отложения Сычуаньского бассейна представлены чередованием мощных (до нескольких сотен метров) толщ известняков, являющихся массивными природными резервуарами трещинного типа, и толщ, сложенных преимущественно глинами, сланцами и мергелями, являющимися в основном разделами между природными резервуарами и питающими их нефтематеринскими слоями. С известняками триаса и перми связаны высокодебитные газовые залежи в южной и юго-восточной Сычуани, а также нефтегазопроявления в ряде других районов. Основные промышленно-газоносные горизонты приурочены к среднетриасовым известнякам цзялинцзянской свиты и к свите маокоу нижней перми. Газовые залежи в маокоуских известняках пока выявлены лишь на месторождениях Шиндыншань и Янгаосы, в цзялинцзянской свите выделено три продуктивных толщи известняков, разделенных пачками гипсов. Известняки цзялинцзянской свиты являются главным промышленно-газоносным комплексом на многих месторождениях южной и юго-восточной Сычуани. Дебиты скважин составляют от сотен тысяч $м^3/сутки$ в Цзилюцзинском прогибе до нескольких миллионов $м^3/сутки$ в Южно-Сычуаньском прогибе и на южной периклинали Хуаиншаньского поднятия. В центральной Сычуани получены небольшие притоки нефти, а на месторождении Чаньюаньба — большое количество конденсата.

Сянсийская свита нижне-среднеюрского возраста представлена чередованием мощных толщ, сложенных песчаниками, являющихся природными резервуарами, и черных угленосных глин, служащих разделами и питающими слоями. В свите насчитывается обычно три толщи песчаников мощностью от нескольких десятков до 100—150 *м* каждая. На различных пло-

щадях Центральной, Южной и Восточной Сычуани в нижне-среднеюрских отложениях отмечались естественные нефтепроявления и притоки нефти в скважинах.

Цзилюцзинская свита, относимая к верхней юре, разделяется на две части: нижнюю, преимущественно глинистую, и верхнюю, сложенную чередованием глин, песчаников и известняков. Общая мощность свиты составляет 400—700 *м*. В нижней части выделяется пачка известняков мощностью до нескольких десятков метров (подсвита дуньемяо). Верхняя часть цзилицзинской свиты, охватывающая даанцзайскую и лянгаошаньскую подсвиты и разделяющую их толщу красных глин, является промышленно-нефтеносной в Центральной Сычуани.

В вышележащих отложениях промышленные притоки нефти получены из линзовидных песчаников шасимяоской свиты на месторождениях Луннюйсы и Иншань.

В областях складчатого строения зонами нефтегазонакопления служат линейно вытянутые цепи антиклинальных складок, для которых обычно характерны узкие своды, относительно крутой наклон крыльев и наличие разрывных нарушений.

В пределах Центрально-Сычуаньской плиты четко выраженной линейной зональности месторождений обычно не наблюдается. Нефтяные и газовые месторождения концентрируются в поднятых частях и на склонах сводов в виде групп неправильных очертаний и различной ориентировки. Исключение составляет Лоудуси-Хэчуаньская группа месторождений, вытянутая в виде антиклинальной зоны нефтегазонакопления вдоль восточного края Луннюйсыйского свода, параллельно ограничивающему последний Хуаиншаньскому антиклинорию.

Вся территория Сычуаньского бассейна может быть разделена на три крупные нефтегазоносные области, каждая из которых характеризуется определенными чертами тектонического строения, типом структурных форм и диапазоном нефтегазоносности: западную, центральную и восточную.

Западно-Сычуаньская область соответствует одноименному прогибу и включает Предлуньмыньшаньскую и Луньчуаньшаньскую складчатые зоны и разделяющую их Чэндускую депрессию. Месторождений здесь пока не обнаружено, хотя известны признаки нефти в различных отложениях.

Наименее перспективным является Предлуньмыньшаньский район. Развитые здесь небольшие крутые складки сильно нарушены разрывами и в общем мало благоприятны для сохранения крупных залежей.

К этому следует добавить, что триасовые и нижне-среднеюрские отложения, на нефтеносность которых можно рассчитывать в отдельных, относительно погруженных и наименее нарушенных поднятиях, отличаются здесь менее благоприятным по сравнению с более восточными районами составом (преобладанием лагунных фаций в триасе, флишоидных толщ в нижней — средней юре).

Наибольший интерес в Западно-Сычуаньской области, очевидно, представляет Чэндуская депрессия, на погребенных поднятиях которой могут быть обнаружены залежи в различных горизонтах мезозоя.

Характерной особенностью Центрально-Сычуаньской нефтегазоносной области, соответствующей центральной плите, является пологий платформенный тип структурных форм, с которыми связаны месторождения.

В районе Луннюйсыйского свода и прилегающих частей его склонов (включая прогиб Дацзу) сосредоточены все известные в настоящее время нефтяные месторождения: Наньчун, Луннюйсы, Пунлайчжен, Иншань, Хэчуань, Лоудуси. Выявленные в верхнеюрских отложениях нефтяные залежи имеют весьма крупные размеры. Отдача продуктивных пластов в связи с невысокими коллекторскими свойствами и литологической изменчивостью сильно колеблется в различных частях нефтеносной площади. К числу несомненных преимуществ данного района принадлежит большая мощность осадочного покрова при спокойном платформенном характере их

залегания, наличие крупных поднятий, в которых на вполне доступных глубинах, помимо верхнеюрских отложений, залегают весьма перспективные толщи песчаников нижней — средней юры и массивные известняки триаса (глубина кровли соответственно 1,7—2 и 2,2—2,5 *км*).

В районе северо-западного и северного склонов Луннюйсыйского свода и в Преддабашаньском прогибе отложения древнее юрских залегают на глубине свыше 3 *км*. Степень изученности районов определенно недостаточная.

В состав Восточно-Сычуаньской нефтегазоносной области, помимо юго-восточной Сычуаньской складчатой области, включен также Цзилюцзинский прогиб и Преддаляншаньский район, так как вся территория характеризуется общим диапазоном нефтегазоносности и близким типом складчатых структурных форм, образующих линейные антиклинальные зоны нефтегазонакопления.

Поднятые части этой территории с выведенными на поверхность в большинстве складок мезозойскими и пермскими отложениями — Преддаляншаньский район и большая северная часть Восточно-Сычуаньской складчатой зоны — являются наименее перспективными. Лишь в единичных опущенных поднятиях, заключенных между высокоподнятыми складками, могут сохраниться газовые и нефтяные залежи, в основном в триасовых и пермских, отчасти в нижне-среднеюрских отложениях.

На поднятии Улунхэ получены признаки нефти в ряде горизонтов юрских отложений, залегающих на весьма небольшой глубине; в естественных отложениях отмечены нефтепроявления в среднетриасовых известняках.

В районе южной периклинали Восточно-Сычуаньской зоны, Цзилюцзинского и Южно-Сычуаньского прогибов сосредоточены крупные газовые месторождения с массивными залежами в сводах брахиантиклинальных и куполовидных поднятий: Шиюгоу, Дунси, Хуангуашань, Янгаосы, Цзилюцзин, Шиндыншань, Хуаньцзячань, Дэньцзингуань, Наци, Чаньюаньба, Гаомудинь. Основными промышленно-газоносными горизонтами являются известняки цзялинцзянской свиты среднего триаса и нижнепермской свиты маокоу. Продуктивные горизонты отмечались и в других частях разреза триаса и перми. На наиболее погруженных поднятиях Цзилюцзинского и Южно-Сычуаньского прогибов, сложенных верхнеюрскими и меловыми отложениями, известный интерес могут представлять также нижне-среднеюрские отложения.

Наличие в ряде мест признаков нефти в известняках триаса и перми позволяет рассчитывать на обнаружение в районах Южной и Юго-Восточной Сычуани, помимо чисто газовых, также нефтегазовых месторождений.

БАССЕЙН ГУАНСИ-ГУЙЧЖОУ

Гуанси-Гуйчжоуский бассейн расположен в краевой юго-западной части Южно-Китайской параплатформы, на территории одноименных провинций Китайской Народной Республики. Бассейн не имеет четкого орографического выражения, будучи приурочен к возвышенному, заметно расчлененному плато высотой от 200—400 *м* до 1,5—2 *км*, обрамленному низкогорными и среднегорными глыбовыми областями высотой до 2 *км*. Гуанси-Гуйчжоуский бассейн с трех сторон обрамляется древними массивами: Цзяннаньским на востоке, Юннань-Сиканским на западе и Северо-Вьетнамским на юге, в которых досинийский фундамент перекрыт маломощным осадочным покровом. От расположенного севернее Сычуаньского бассейна рассматриваемая территория отделена Лоушаньской горной глыбовой областью, сложенной в основном пологоскладчатым палеозоем и переработанной в результате мезозойских движений.

Фундаментом Гуанси-Гуйчжоуского бассейна служат древние — досинийские отложения. В составе осадочного покрова широко развиты синийские, палеозойские и триасовые отложения, в отдельных прогибах распространены также юрские, меловые и третичные отложения. Общая мощность

осадочного комплекса Гуанси-Гуйчжоуского бассейна колеблется от 3—4 до 10 *км*. Поверхность фундамента, очевидно, отличается достаточно сильно расчлененным рельефом.

Тектоническое строение Гуанси-Гуйчжоуского бассейна весьма сложно; в нем выделяется целый ряд крупных поднятий и прогибов, несущих осадочный покров, существенно отличающийся по возрасту отложений, их мощности и степени дислоцированности. Области поднятий характеризуются меньшими мощностями осадочного комплекса (3—4 *км*), зачастую выпадением из разреза различных горизонтов палеозоя и отсутствием молодых послетриасовых отложений. Прогибы, напротив, отличаются полнотой стратиграфического разреза и большой мощностью отложений (6—7 и до 10 *км*).

Характерными чертами Гуанси-Гуйчжоуского бассейна являются широкое развитие разрывов и тесное переплетение областей спокойного платформенного строения (с углами наклона слоев менее 10—15°) и зон четко выраженных крутых линейных складок, зачастую осложненных разрывами (с углами падения на крыльях в несколько десятков градусов).

В южной части бассейна, выделяемой под названием Гуансийской параплатформы и расположенной на западном продолжении Катазиатского антиклинория, широкое развитие приобретают интрузивные тела, прорывающие триасовые отложения. Наблюдаемые здесь структурные зоны имеют форму крупной дуги, обращенной выпуклостью к югу и как бы окаймляющей южное окончание Цзяннаньского массива. На юго-западной окраине дуги выделяется прогиб Байшей, выполненный двухкилометровой толщей третичных осадков. Во внутренней части дуги, в зоне ее сочленения с Цзяннаньским массивом, складки имеют преимущественно субмеридиональное простирание и отходят от края массива, образуя пологие структурные носы.

На северо-западной и западной окраинах Цзяннаньского массива расположена краевая складчатая область, образованная системой узких, тесно сближенных линейных складок, сложенных палеозойскими отложениями мощностью 3 *км*.

В центральной части северной половины бассейна находится крупное Центрально-Гуйчжоуское поднятие с характерным для него сокращенным разрезом палеозоя и залеганием перми и триаса непосредственно на кембрийских и синийских отложениях.

С юга к описываемому поднятию примыкает обширный Южно-Гуйчжоуский прогиб, выполненный мощным (до 7—10 *км*) осадочным чехлом, представленным разновозрастными отложениями — от синия до юры и четвертичных осадков включительно. В восточной части прогиба прослеживаются широкие пологие брахиантиклинали, в западной — пологие валы.

От Юннань-Сиканского массива Центрально-Гуйчжоуское поднятие отделено Восточно-Юннаньским прогибом, сложенным терригенным комплексом палеозоя и нижнего мезозоя мощностью 5—7 *км*.

Стратиграфический интервал известной и возможной нефтегазоносности Гуанси-Гуйчжоуского бассейна весьма велик. Нефтегазопроявления и притоки нефти и газа были встречены в различных частях разреза — от кембрия до неогеновых отложений включительно.

Наиболее широко распространены признаки нефти и газа в отложениях ордовика, силура, верхнего девона, нижнего карбона, перми, нижнего триаса и неогена. Выделяются два типа природных резервуаров: пластовые — в силурийских, верхнепермских и неогеновых песчаниках и массивные — в известняках кембрия, ордовика, верхнего девона, нижнего карбона, нижней перми и триаса.

В пределах Гуансийской параплатформы девонские и каменноугольные отложения отличаются особенно большой мощностью и содержат признаки нефти и газа в северной, центральной и западной зонах. В этих областях выделяются многочисленные локальные поднятия и антиклинальные зоны, с которыми могут быть связаны скопления нефти и газа.

На западе Южно-Гуйчжоуского прогиба, где в сводах обычно пологих поднятий на поверхности обнажаются триасовые, пермские и каменноугольные отложения, к числу перспективных комплексов, помимо нижнего и среднего палеозоя, принадлежат также каменноугольные, пермские и триасовые отложения, из которых получены газопроявления.

В Лушаньском прогибе получены незначительные (20 *кг*) притоки нефти и выбросы газа из силурийских песчаников. Скопление нефти приурочено к моноклинали, отсеченной разрывом; газ обнаружен на небольшой глубине на пологом антиклинальном поднятии.

На склонах Центрально-Гуйчжоуского поднятия в ряде скважин отмечались слабые газопроявления в триасовых и пермских отложениях. В прогибе Байшэй известны три выхода нефтеносных песчаников. На площади Хуэйянь с глубины 200 *м* получен приток нефти в 1,5 *т*.

Следует отметить недостаточную изученность Гуанси-Гуйчжоуского бассейна.

БАССЕЙНЫ ДУНТИНХУ И СЯНФАН

Дунтинху — довольно крупная впадина размером 300 × 150 *км*, расположенная в среднем течении р. Янцзы (КНР), обрамленная среднегорными глыбовыми областями. На севере расположен древний докембрийский щит, на юге — Цзяннаньский массив (см. рис. 95). Впадина несет, по всей видимости, достаточно мощный осадочный покров, в том числе молодые мезо-кайнозойские отложения.

Не исключена возможность обнаружения скоплений нефти и газа в расположенной севернее бассейна Дунтинху небольшой впадине Сянфан, в пределах которой мезозойские и кайнозойские отложения имеют значительную мощность (по-видимому, свыше 5 *км*). В их составе, в частности, выделяются светло-желтые известняки и фиолетовые сланцы триаса (2 *км*), сероцветные угленосные песчаники и сланцы юры (450 *м*), пестроцветные (красные и зеленые) глины и песчаники мела (3,5 *км*), красноцветные и желтоватые песчаники и глины с прослоями известняков третичного возраста (> 1 *км*).

БАССЕЙН ЮАНЬШУЙ

Небольшая впадина в провинции Цзянси, расположенная между Цзяннаньским массивом и Катазиатским антиклинорием, морфологически выраженными в виде средневысотных гор (см. рис. 95). В верхней части осадочного покрова выделяются юрские угленосные отложения мощностью порядка 1 *км*, зеленовато-серые песчаники, глины и туфогенные породы мелового возраста мощностью 600 *м* и кайнозойские терригенные образования.

АЛАШАНЬСКИЙ БАССЕЙН

Приурочен к довольно крупной (150 × 250 *км*) платформенной впадине типа синеклизы, расположенной в южной части Алашаньского массива (КНР), входящего в состав Китайско-Корейской параплатформы. Обрамлением бассейна служат: на юге среднегорная область палеозойской складчатости, на востоке линейно вытянутый платформенный выступ Холаншань, морфологически выраженный в виде среднегорского хребта и образованный в результате мезозойских (яньшаньских) движений, на западе и севере — слабо выраженные в рельефе глыбовые выступы платформы с выведенным на поверхности досинийским фундаментом (см. рис. 95). Общая мощность осадочного покрова Алашаньского бассейна достигает 2,5—3 *км*. Синийские, кембрийские и ордовикские отложения представлены толщей темно-серых известняков мощностью 400—500 *м*. На нижнем палеозое залегают непосредственно известняки нижнего карбона (150 *м*), выше которых следуют угленосные глины и песчаники пермо-карбона (550 *м*), пестроцветная терригенная толща триаса (400 *м*), нижнеюрские угленосные песчано-глинистые

отложения (500 *м*), красноцветные и пестроцветные терригенные образования верхней части юры, мела и третичного возраста (500 *м*). Положительной оценке перспектив нефтегазоносности Алашаньской впадины способствуют довольно большая мощность и спокойные платформенные условия залегания осадочного покрова палеозойского и мезозойского возраста, в общем сходного с соответствующими отложениями смежных нефтегазоносных бассейнов.

В 1954 г. в Алашане среди отложений, обычно относимых к юре, установлено присутствие аналогов верхнетриасовой свиты яньчан, к которой приурочены основные нефтеносные горизонты в ордовикском бассейне. В Алашане они представлены зеленоцветными песчано-глинистыми отложениями мощностью свыше 1000 *м*.

ЧЖАОШУЙСКИЙ БАССЕЙН

Чжаошуйский бассейн (см. рис. 95) приурочен к небольшой впадине, отделенной от Преднаньшаньского бассейна узкими горными грядами Луншоушаня и Хэлишаня, сложенными складчатым нижним палеозоем, а на севере примыкающей к низкогорной гряде Бэдашань, сложенной докембрийскими кристаллическими сланцами, представляющей поднятый блок на южном склоне Алашаньского массива. Восточное обрамление бассейна выражено нечетко; условно его можно проводить по пологому увалу на правобережье р. Шуйхэ, отделяющему Чжаошуйскую впадину от Алашаньской (рис. 101).

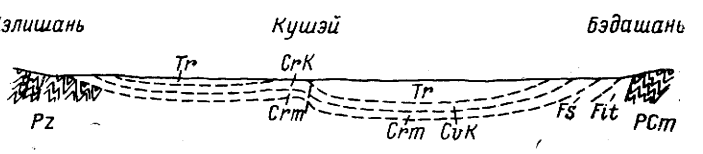


Рис. 101. Профильный разрез через Чжаошуйский бассейн (по данным МНП КНР, 1957 г.).

Фундамент Чжаошуйской впадины на севере древний докембрийский, в южной части, вероятно, нижнепалеозойский.

В составе осадочного покрова наибольшим распространением пользуются меловые и третичные отложения, представленные песчано-глинистыми породами и конгломератами преимущественно красноцветного облика. Юрские отложения, представленные сероцветной угленосной серией, сменяемой вверху красноцветными глинами, распространены не повсеместно. В виде отдельных пятен на южном борту бассейна развиты маломощные песчано-глинистые угленосные отложения и известняки перми и карбона.

Общая мощность осадочного покрова Чжаошуйского бассейна достигает 4000 *м* в его южной половине и заметно уменьшается в северном направлении. В широкой южной полосе мезо-кайнозойские отложения развиты на поверхности и интенсивно дислоцированы. Здесь намечаются три цепи антиклинальных складок северо-западного простирания. Поднятия двух южных цепей — Цинтуцзян, Чжаошуй, Хэйшудун, Дзятань и другие — наклонены к юго-западу, тогда как северные поднятия Мяогоу, Куйшуй, Гаолошань и другие характеризуются противоположной асимметрией с более крупными северо-восточными крыльями.

Углы наклона слоев на крутых крыльях составляют 40—90°. С удалением от центральной, обычно нарушенной разрывом, части складки слои быстро выполаживаются до горизонтального залегания. На многих поднятиях на небольшой глубине (от 500 до 1400 *м*) вскрыт фундамент, на котором залегают непосредственно меловые отложения.

В северной половине бассейна на поверхности сплошное развитие имеют четвертичные отложения, под которыми намечаются синклинальный прогиб и моноклинальный подъем слоев к северу, в сторону хребта Бэйдашань.

В бассейне Чжаошуй известно одно небольшое нефтяное месторождение Цинтузцин, приуроченное к узкой крутой антиклинали южной цепи складок с выжатыми в ядре в виде клиньев юрскими отложениями, с которыми в зоне взброса связаны нефтепроявления и незначительные притоки нефти из песчаников нижней части цинтузцинской свиты (табл. 36).

Таблица 36

Схематический сводный стратиграфический разрез отложений впадины Чжаошуй (по данным МНП КНР)

Система, группа	Отдел	Свита, серия	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Распределение нефтегазопроявлений в разрезе
Третичная		Ганьсуйская серия	Вверху серые, внизу красные конгломераты, песчаники и глины	1000	
Меловая	Верхний	Цзинганчуанская свита	Красные, серые конгломераты, розовые песчаники, серо-зеленые и красные глины	100—900	
		Свита мяогоу	Вверху красные песчаники, глины с известковистыми конкрециями; внизу красные конгломераты	200—600	
Юрская		Свита шачжаохэ	Красные, серо-зеленые песчаники, глины; внизу конгломераты	500—600	
		Свита цинтуцзин	Серые песчаники, глины; с прослоями угля; внизу — конгломераты	500—1800, среднее 1100	Залежи нефти в песчаниках
Каменноугольная	Нижний	Свита чжоунюгоу	Известняки, мергели	100	
Нижнепалеозойская, силурийская		Наньшаньский комплекс	Филлиты, мраморы, кварциты. Развиты на юге	4000	
Архейская		Дунхуанский	Кристаллические сланцы, кварциты. Развиты на севере		

§ 34. ГРУППА БАССЕЙНОВ ИРАНСКОГО НАГОРЬЯ

В пределах обширной горной области альпийской складчатости Иранского нагорья, расположенного на территории Ирана, Афганистана и Западного Пакистана, развиты два типа межгорных впадин, являющихся известными и возможными нефтегазоносными бассейнами: расположенные на цоколе срединных массивов и связанные с отдельными синклинориями (прогибами) внутри линейных складчатых сооружений (внутригорные прогибы). Горные складчатые сооружения, служащие обрамлениями бассейнов Иранского нагорья, сложены преимущественно мезозойскими, меньше палеозой-

скими и палеогеновыми отложениями. Впадины на поверхности сложены в основном третичными и четвертичными осадками (рис. 102).

1. Межгорные впадины, расположенные на цоколе срединных массивов, морфологически выражены в виде обширных пустынных плато, обрамленных горными хребтами сложноскладчатого строения. Характерной особенностью этих бассейнов является относительно слабая дислоцированность мощного мезо-кайнозойского осадочного покрова.

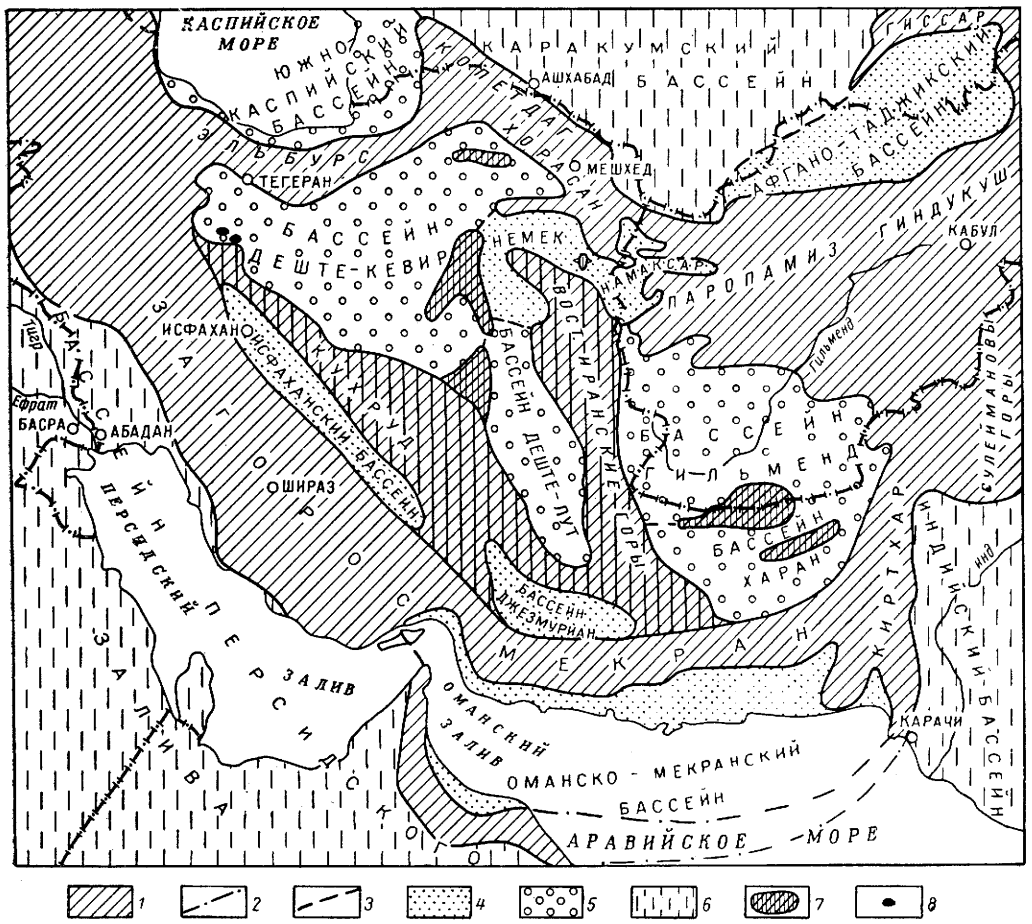


Рис. 102. Карта бассейнов Иранского нагорья.

1 — альпийская горная складчатая область, служащая обрамлением бассейнов; *2* — границы погребенного в Аравийском море складчатого сооружения; *3* — границы нефтегазоносных бассейнов (пунктиром показаны границы, проведенные вдоль погребенных разделов); *4* — известные и возможные нефтегазоносные бассейны, связанные с синклиниориями и отдельными прогибами внутри альпийской горной складчатой области; *5* — нефтегазоносные бассейны, расположенные на цоколе срединных массивов; *6* — нефтегазоносные бассейны краевых прогибов; *7* — некоторые крупные поднятия внутри и между нефтегазоносными бассейнами, входящие в состав срединного массива, морфологически выраженные в виде горных гряд; *8* — месторождения Альборс и Сарадже.

В пределах Среднеиранского массива можно различать минимум два самостоятельных бассейна: Деште-Кевир и Деште-Лутский. К востоку от Восточноиранских гор выделяется еще два, видимо, аналогичных бассейна — Гильмендский и Харанский.

2. Впадины, расположенные внутри линейных горных складчатых сооружений, имеют складчатое внутреннее строение. Развитые здесь отложения зачастую интенсивно дислоцированы.

К подобным бассейнам можно отнести Немек и Намаксар в Хорасане, Исфаханский между высокогорными складчатыми сооружениями Загроса и Кухруда и расположенные на флангах Мекранских гор бассейн Джезмуриан

на севере и Оманско-Мекранский бассейн на юге. Центральная часть последнего бассейна скрыта под водами Оманского залива и северной части Аравийского моря. На поверхности сохраняются лишь узкие прибрежные полосы бассейна на Мекранском побережье Ирана, Пакистана и на крайней северо-восточной оконечности Аравийского полуострова. Южным обрамлением бассейна Оманского залива, по-видимому, являются горы Хаджар в Аравии и подводная гряда, служащая соединительным звеном между Хаджаром и горами Киртхар в Пакистане.

В составе осадочного выполнения бассейнов участвуют мезо-кайнозойские отложения, среди которых выделяются большой мощностью и полнотой верхнетретичные, существенно континентальные отложения, представленные обломочными образованиями плиоцена — плейстоцена и гипсоносно-соленосными красноцветными глинами миоцена. В разрезе палеогена и мезозоя наряду с терригенными породами значительная роль принадлежит известнякам; отмечается также присутствие основных эффузивов.

Известные в пределах бассейнов и областей обрамлений естественные нефтегазопроявления связаны как с верхнетретичными терригенными осадками, так и с карбонатно-терригенными комплексами мезозоя и палеогена. В известняках олигоцена — нижнего миоцена выявлены промышленные залежи нефти в бассейне Деште-Кевир.

БАССЕЙН ДЕШТЕ-КЕВИР

Бассейн Деште-Кевир расположен на Иранском плоскогорье. С севера он ограничен хребтами Эльборса и Копет-Дага, с востока — меридионально простирающимися хребтами Кайен и Поленг, а с юга и юго-запада — внутренними поднятиями Иранского срединного массива (см. рис. 102).

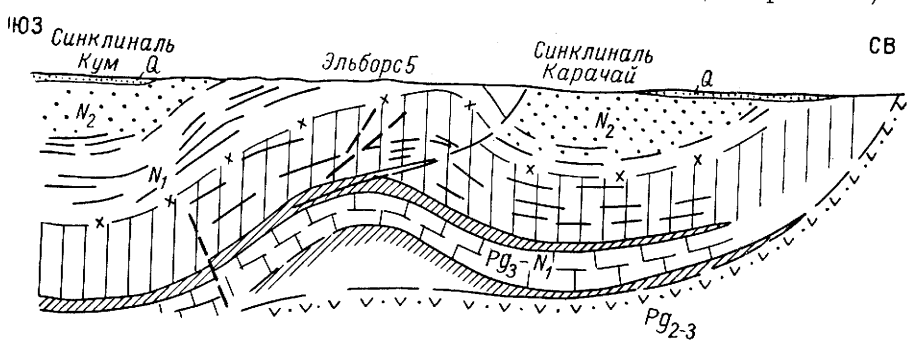


Рис. 103. Схематический профильный разрез через антиклиналь Эльборс (бассейн Деште-Кевир).

Бассейн выполнен мощной толщей отложений мезозойского и кайнозойского возраста. Лейас представлен угленосными фациями (до 1000 *м*), доггер — обломочными породами, а верхняя юра — преимущественно известняками. Они несогласно перекрыты карбонатными отложениями альба-сенона. Выше с резким угловым несогласием залегают лавы, глины, известняки и гипсы эоцена. Постэоценовый комплекс представлен морскими известняками и доломитами олигоцен-миоцена (1500—2300 *м*), ограниченными сверху и снизу красноцветными соленосными формациями. Мощность нижней из них меняется от 1000 до 2400, а верхней от 500 до 600 *м*. Отложения плиоцена представлены преимущественно грубообломочными отложениями мощностью в несколько тысяч метров.

Бассейн дифференцирован на внутренние поднятия и прогибы. В результате альпийского тектогенеза в нем были сформированы крупные антиклинальные зоны, образующие две пересекающиеся системы. Первая из них характеризуется СВ — ЮЗ простиранием, а вторая расположена примерно перпендикулярно к ней. Складки иногда опрокинуты.

В районе Кум, юго-западнее Тегерана, известны две крупные антиклинали Эльборс и Сарадже, оси которых простираются с северо-запада на юго-восток. В ядрах их обнажены породы миоцена и плиоцена. Длина антиклинали Эльборс равна 50 *км*, а ширина 12 *км*. Складка асимметрична и осложнена разрывом. Предположительно на формирование ее оказали влияние соленосные отложения среднего-верхнего палеогена. Из пробуренных на антиклинали скважин получены мощные фонтаны нефти с глубины 2250 *м* из слоистых известняков и мергелей свиты кум (олигоцен — нижний миоцен)— аналога свиты асмари, нефтеносной в юго-западном Иране, в бассейне Персидского залива (рис. 103).

Нефтеносные известняки в отличие от свиты асмари обладают слоистостью. Они характеризуются сравнительно низкой пористостью и весьма изменчивой проницаемостью. Открытое месторождение является крупным даже по масштабам Среднего Востока. Оно содержит скорее всего массивную залежь в структурном выступе. Позднее притоки газоконденсата из свиты кум были получены также на антиклинали Сарадже, заключающей более 40 млрд. $м^3$ газа и около 7 млн. *т* конденсата.

§ 35. БАССЕЙНЫ БЛИЖНЕГО ВОСТОКА

В этом регионе известны два бассейна — Восточно-Средиземноморский и Персидского залива. Первый из них следует относить к одной группе совместно с другими бассейнами северной окраины Африкано-Аравийской платформы — Сахарским и Ливийским. Но поскольку он географически расположен в Азии, то для удобства изложения описывается в данном параграфе.

Бассейн Персидского залива по добыче и запасам нефти является одним из крупнейших в мире. В Восточно-Средиземноморском бассейне открыто лишь несколько очень небольших месторождений нефти и газа.

ВОСТОЧНО-СРЕДИЗЕМНОМОРСКИЙ БАССЕЙН

Наземная часть бассейна находится в основном на территории Израиля. На суше расположена лишь его крайняя восточная часть, занимающая узкую приморскую полосу Аравийского полуострова (рис. 104).

По-видимому, наземная область бассейна представляет собой только восточную часть его платформенного борта на склоне Аравийского щита, ступенчато, по системе крупных разломов, опускающегося к западу к морю. Большая западная часть платформенного борта, осевая зона и весь предгорный борт бассейна оказались втянутыми в крупное погружение Средиземноморской геосинклинальной области (рис. 105).

В бассейне и непосредственно прилегающих к нему районах палеозойские и нижнемезозойские отложения представлены типично платформенными континентальными осадками. Для мезозойских комплексов характерно замещение континентальных фаций морскими песчано-глинистыми, а далее карбонатными с востока на запад.

Кембрий-силур слагаются маломощными морскими глинистыми и карбонатными осадками. Выше выделяется серия «нубийских песчаников», объемлющая более молодые отложения палеозоя (до 800 *м*) и мезозоя, включая нижнемеловые. На крайнем востоке эта серия почти нацело выражена континентальными грубообломочными фациями. Западнее в ней появляются прослои мелководных морских отложений, и на побережье почти вся вскрытая бурением часть разреза серии слагается мощными морскими известняками, мергелями и доломитами. Верхнемеловые и палеогеновые породы являются преимущественно карбонатными разностями. На крайнем побережье развита мощная толща мелководных морских осадков неогена. Кроме того, отложения этого возраста широко распространены восточнее в нескольких крупных грабенах, где они представлены озерными и красноцветными фациями, а также основными лавами и туфами.

Многочисленные нефтегазопроявления связаны с отложениями триаса и особенно юры.

К настоящему времени наиболее крупная, выявленная в бассейне зона нефтегазонакопления связана с цепочкой пологих платформенных поднятий, простирающейся с юго-запада на северо-восток, севернее Тель-Авив. В ее пределах открыты нефтяные месторождения Хелетц и Брур, связанные с платформенными поднятиями и заключающие пластовые сводовые

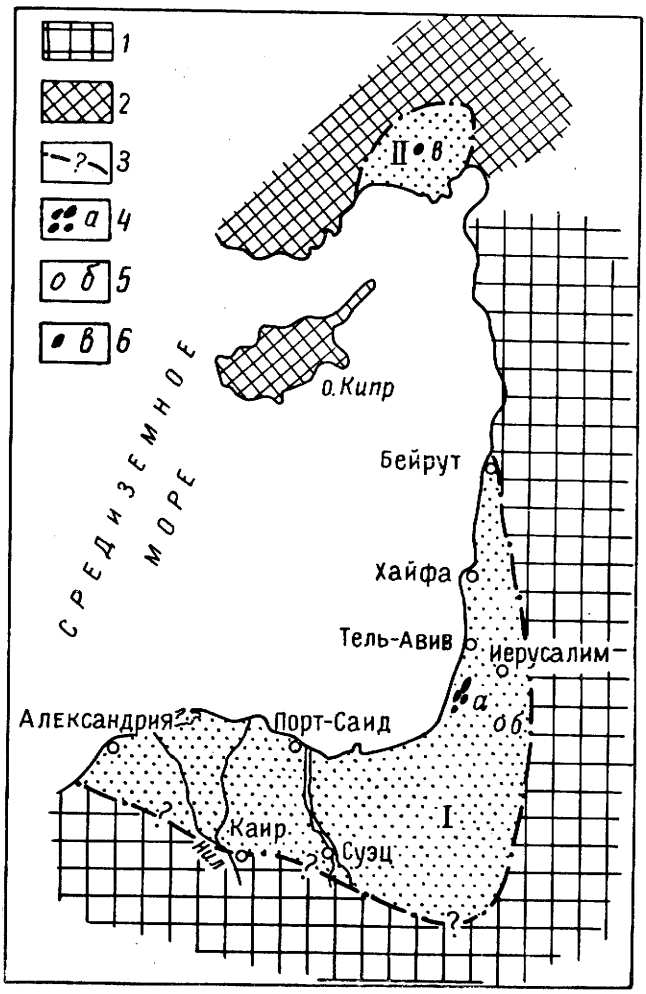


Рис. 104. Восточно-Средиземноморский и Аданский бассейны.

I — Восточно-Средиземноморский бассейн; *II* — Аданский бассейн. *1* — склоны Аравийского щита и Африканской платформы; *2* — альпийская складчатая область; *3* — границы бассейнов; *4* — нефтяные месторождения Хелетц, Брур, Кохав; *5* — газовые месторождения Канаим, Зохар, Кидод; *6* — нефтяное месторождение Бульгурдаг.

залежи в песчаниках баррема. На брахиантиклиналях Биири и Саад, принадлежащих к этой же зоне, открыты небольшие залежи газа в известняках неогена и сеномана. В последних залежь возникла, очевидно, за счет боковой миграции из пород неогена. Недавно вблизи месторождения Хелетц на поднятии Кохав обнаружено несколько нефтеносных горизонтов в известняках олигоцен-миоцена и песках нижнего мела.

Около Мертвого моря открыта зона газонакопления, объединяющая несколько небольших месторождений, связанных с локальными поднятиями (Канаим, Зохар, Кидод). На месторождении Зохар газоносны верхнеюрские известняки, заключающие массивную залежь в структурном выступе.

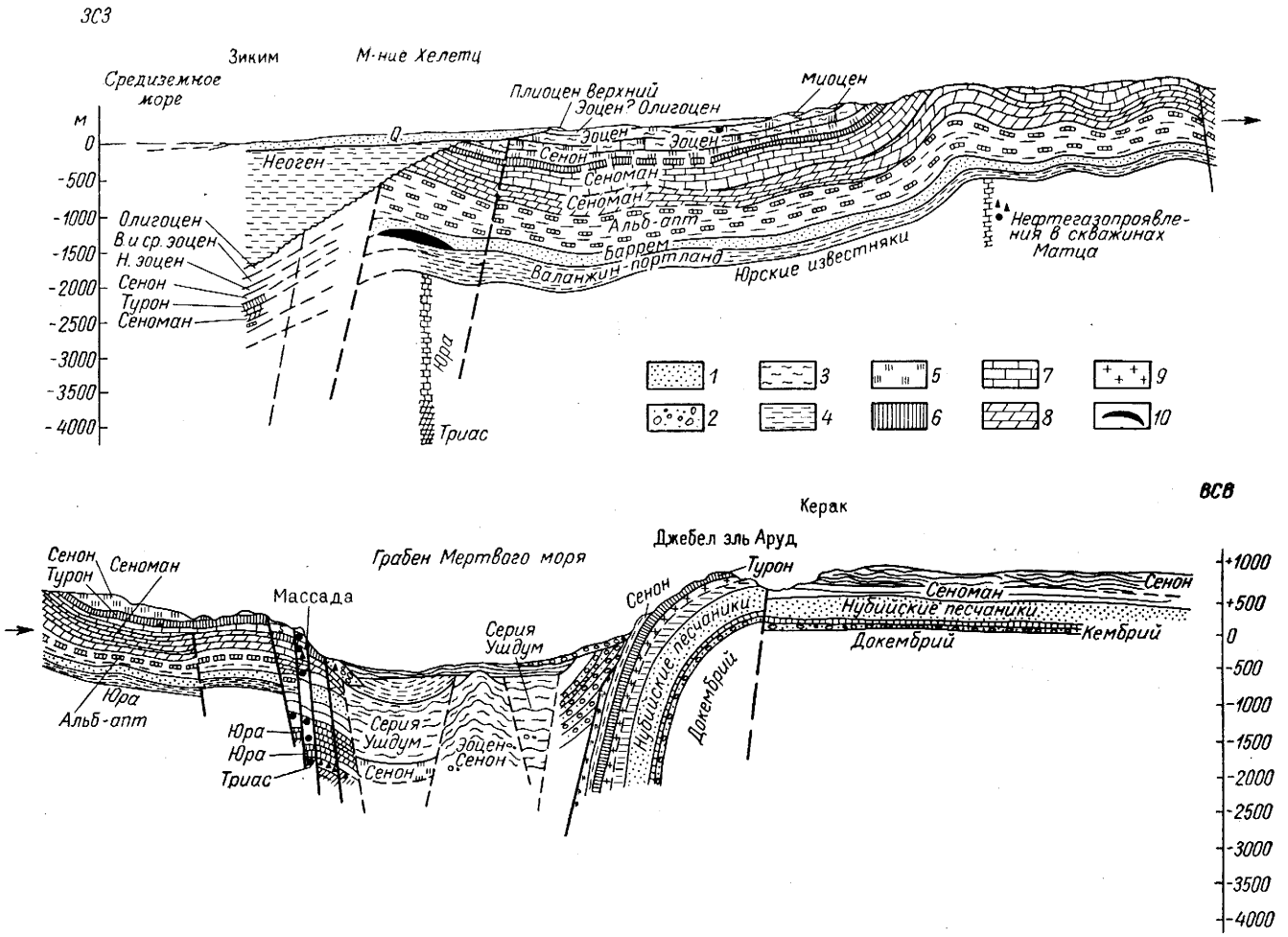


Рис. 105. Профильный разрез через Восточно-Средиземноморский бассейн (по Л. Пикару, 1959 г.).

1 — пески и песчаники; *2* — гравелиты, конгломераты; *3* — мергели; *4* — глины, алевролиты; *5* — мел; *6* — кремнистые известняки; *7* — известняки; *8* — доломиты; *9* — эффузивы; *10* — нефтяные залежи.

БАССЕЙН ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА

Бассейн расположен на территории Ирана, Ирака, Саудовской Аравии, Кувейта, Катара, Бахрейна и Нейтральной зоны, а северо-западная его окраина заходит в пределы Турции и Сирии. С запада бассейн ограничен Аравийским щитом. Северным и северо-восточным складчатым обрамлением являются на западе Турции горы Тавра, а восточнее и южнее в Иране хребты Загрос (рис. 106).

С юга бассейн замыкается плато Гадрамаут, представляющим собой выступ фундамента Аравийской платформы. Меловые породы, развитые в его пределах, характеризуются преобладающими северными падениями. Можно предполагать, что замыкание нефтегазоносного бассейна Персидского залива на юго-востоке происходит в пределах Аравийского полуострова, поскольку в отдельных обнажениях на восточном побережье последнего фиксируется падение меловых слоев на северо-запад. Предгорный прогиб, на базе которого образован бассейн, выражен резче всего в своей юго-восточной части. С ее интенсивным опусканием, возможно, связано формирование крупной впадины Руб-Эль-Хали в краевой части Аравийской платформы. В северо-западном направлении ось предгорного прогиба проходит через Персидский залив и Мессопотамскую впадину, в долине рек Тигр и Евфрат. В юго-восточной Турции прогиб и связанный с ним бассейн замыкаются там, где Аравийская платформа непосредственно примыкает к складкам альпийской системы Тавра.

В пределах бассейна развита мощная толща отложений палеозойского—четвертичного возраста. Отчетливо выделяются две крупные области с резко отличным строением разреза осадочного выполнения — платформенный и складчатый борта. Для последнего характерны очень значительные мощности мезозойских и особенно кайнозойских толщ, широкое развитие карбонатных разностей в разрезе мезозойских — миоценовых пород, перекрываемых соленосными формациями миоцена. Разрез венчается грубообломочным молассовым комплексом плиоцена, мощность которого достигает 2—4 *км*. На платформенном борту отложения мезозоя в значительной части представлены обломочными разностями. Мощность отдельных возрастных комплексов по сравнению с их мощностью на складчатом борту резко сокращается (табл. 37, 38, 39, 40).

Нефтеносные горизонты различных районов бассейна указаны в табл. 41.

Бассейн Персидского залива резко асимметричен (рис. 107). Его юго-западный платформенный борт весьма полого погружается на северо-восток, образуя в Южном Ираке и на побережье Персидского залива структурную террасу Газа. На последней имеются крупные платформенные поднятия, вытянутые в меридиональном или близком к меридиональному направлении в виде линейных зон, к которым приурочены отдельные брахиантиклинали. С северо-востока к осевой части прогиба примыкает зона предгорий. Эта линейная зона располагается в Иране и Ираке, прослеживаясь до Турции. В ее пределах развиты антиклинали длиной до нескольких сотен километров, протягивающиеся параллельно простиранию хребтов гор Загрос и Тавр. На северо-восточной части зоны складки асимметричные (юго-западные крылья круче) и довольно высокие. По мере приближения к осевой части предгорного прогиба складки становятся более пологими и симметричными. Между фронтом гор Загрос и зоной предгорий располагается зона интенсивной складчатости (передовые антиклинали), находящаяся уже за пределами нефтегазоносного бассейна.

В бассейне отчетливо выделяются два типа зон нефтегазонакопления. Зоны первого типа связаны с линейными группами платформенных поднятий на юго-западном борту бассейна. Они объединяют месторождения Саудовской Аравии, Кувейта, Катара, Бахрейна, Нейтральной зоны, Южного Ирака (провинции Басра) и юго-западной части акватории Персидского залива. Крупнейшие из этих месторождений указаны в табл. 42.

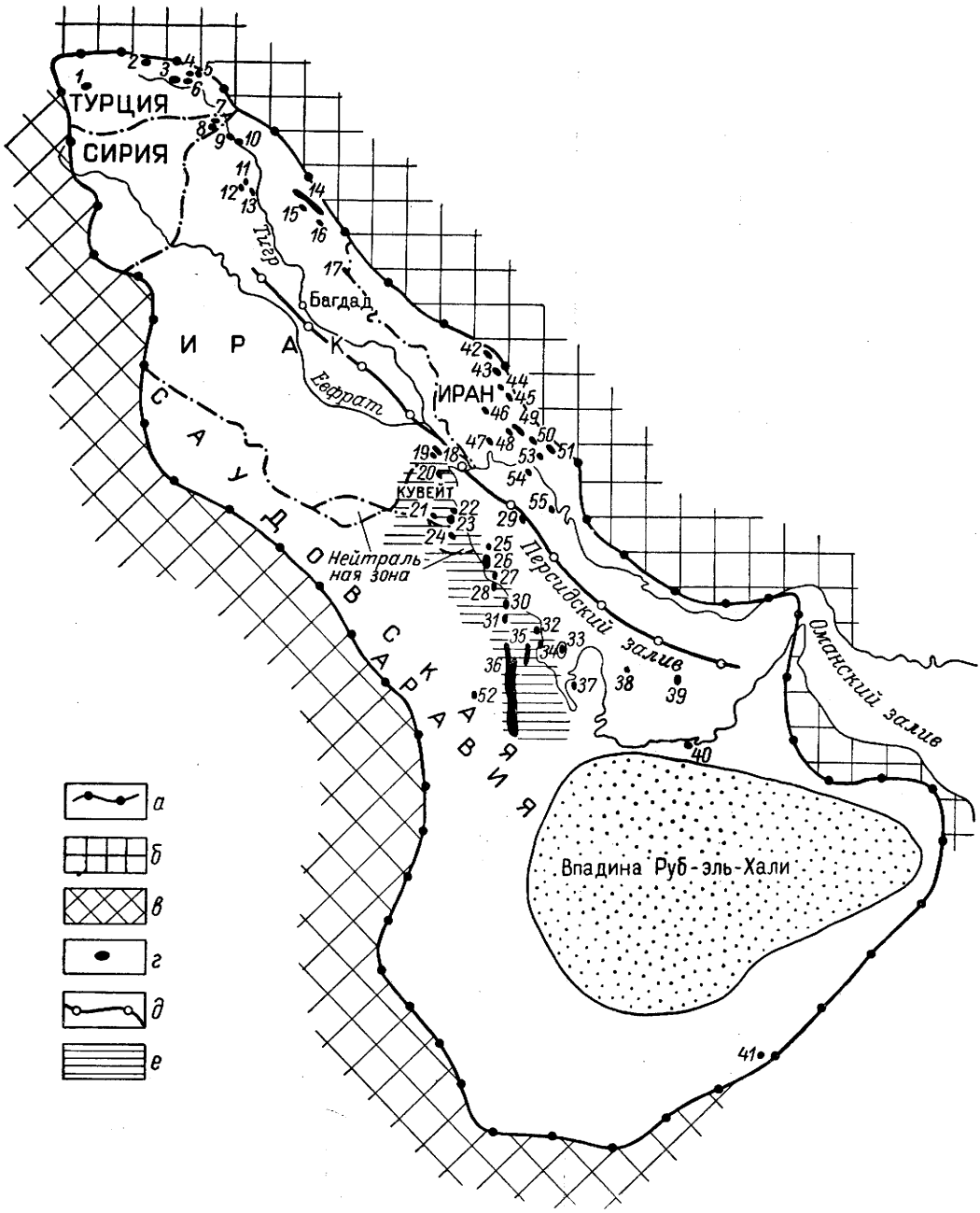


Рис. 106. Карта бассейна Персидского залива.

а — граница бассейна; *б* — альпийская горная складчатая область; *в* — Аравийский щит; *г* — нефтяные месторождения; *д* — примерное положение границы между складчатым и платформенным бортами бассейна; *е* — структурная терраса Газа. Месторождения: *1* — Кахта, *2* — Каякой, *3* — Бати Раман; *4* — Гарзан, *5* — Магрип и Курталан, *6* — Раман, *7* — Карачок, *8* — Суедие, *9* — Аин-Залах, *10* — Бутма, *11* — Касаб, *12* — Найма, *13* — Кайарах, *14* — Киркук, *15* — Бай Гассан, *16* — Ямбур, *17* — Нафт Хане (Нафте-шах), *18* — Зубаир, *19* — Румейла, *20* — Раудатайн, *21* — Минагиш, *22* — Магва-Ахмади, *23* — Бурган, *24* — Вафра, *25* — Хафджи, *26* — Сафания, *27* — Манифа, *28* — Абу-Гадрия, *29* — Кир, *30* — Харсания, *31* — Фадили, *32* — Катиф; *33* — Бахрейн, *34* — Даммам, *35* — Абкаик, *36* — Гхавар, *37* — Дукхан, *38* — Идд-эль-Шарги, *39* — Умм-Шаиф, *40* — Мурбан, *41* — Мармул, *42* — Лали, *43* — Месджид-Сулейман, *44* — Нафт Сафид, *45* — Хафт Кел, *46* — Ахваз, *47* — Мансури, *48* — Халафабад, *49* — Ага Джари, *50* — Пазанун, *51* — Гач Саран, *52* — Кхурейс, *53* — Биби Хакимех, *54* — Барганшар, *55* — Дарий.

Таблица 37

Схематический сводный стратиграфический разрез Юго-Западного Ирана в области передовых складок и предгорий

Система, отдел	Свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Примечания
Средний и верхний плиоцен	Бахтиари	Конгломераты, пески, глины	До 4000	
Нижний плиоцен, верхний миоцен	Верхний фарс	Песчаники и красные мергели	До 800	
Средний миоцен	Средний фарс	Песчанистые известняки, мергели, глины	180—200	
	Нижний фарс	1. Ангидриты, красные и серые мергели 2. Красные и серые мергели, ангидриты, соль 3. Мергели, ангидриты, глины, известняки	400—3000 и более	
Олигоцен — нижний миоцен	Асмари	Известняки органогенные	300—600	Аналогом асмари в Западном Иране являются кальгурские известняки
Верхний эоцен		Мергели, глины синие и зеленые, известняки	75	
Средний эоцен		Известняки тонкослоистые с прослоями сланцеватых глин	400	
Нижний эоцен		Глины синие и красные, известняки	465	
Палеоцен — верхний мел		Известняки белые, тонкослоистые	210	
Верхний (сеноман, турон) — нижний мел		Массивные тонкослоистые известняки, в нижней части мергели	1400	

Система, отдел	Свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Примечания
Юра		Известняки, иногда битуминозные	—	
Триас		Известняки с редкими прослоями ангидритов	—	
Пермь		Известняки	—	Среднеюрские и более древние отложения на нефтеносных площадях Ирана бурением не вскрыты, но обнажаются в горах Загрос
Карбон		Песчаники и сланцы	—	
Девон		Песчаники и сланцы	—	
Силур		Сланцы с прослоями песчаников	—	
Ордовик — кембрий	Гормуз	Кварциты, красные сланцы, песчаники, ангидриты, доломитизированные известняки, соль	—	

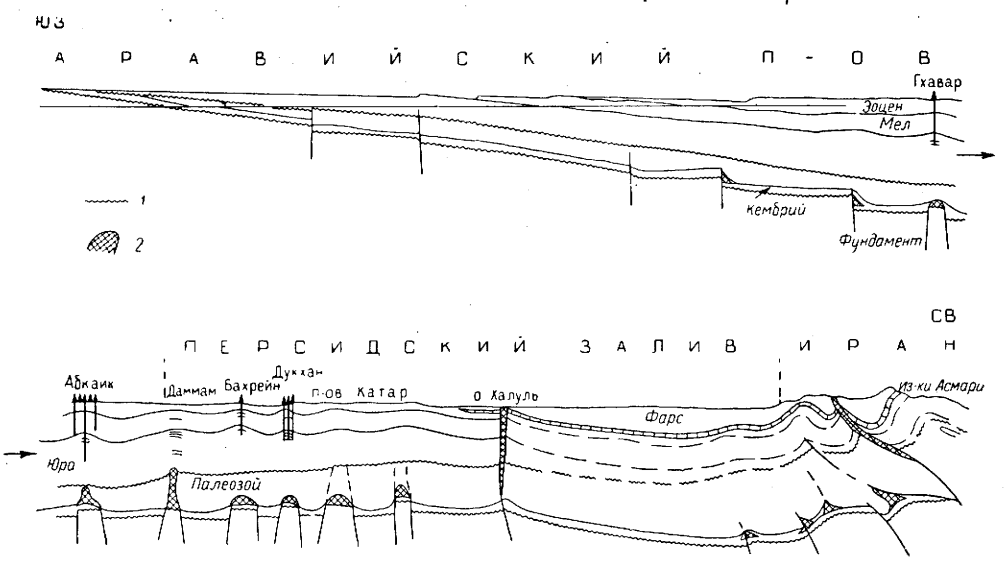


Рис. 107. Поперечный разрез через бассейн Персидского залива от Саудовской Аравии до Ирана (по Грейгу, 1958 г.).

1 — основные несогласия и перерывы; *2* — соль.

В Саудовской Аравии все месторождения расположены на структурной террасе Газа, поверхность которой очень полого наклонена на СВ, В и ЮВ. В ее пределах выделяется несколько крупных антиклинальных зон, оси которых простираются в направлении, близком к меридиональному. В состав восточной зоны входят поднятия Абкаик и Катиф. В западной зоне Эн-Нала с юга на север выделяются поднятия Харад, Хавиях, Утмания, Шеджум, Аин-Дар, Фазран, объединенные в одну антиклиналь Гхавар, и отделенные от них расстоянием около 150 *км* поднятия Фадили и Харсания.

Таблица 38

Схематический сводный стратиграфический разрез нефтеносных районов Северного Ирака

Система, отдел	Ярус, свита (горизонт)	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Средний — верхний плиоцен	Бахтиари	Пески, глины, конгломераты	До 2000 и более
Нижний плиоцен — миоцен	Верхний — средний фарс	Пески, глины, песчаники	500—600
	Нижний фарс	Глины, гипсы, соль с прослоями известняков	200—400
Перерыв			
Миоцен (?) — олигоцен — средний эоцен	Главный известняк	Известняки органогенные и хемогенные	300—500
Палеоцен — нижний эоцен		Красноцветные глины, мергели, песчаники	До 500
Перерыв			
Верхний мел	Верхний сенон	Известняки, мергели	>600
	Перерыв		
	Нижний сенон—турон	Мергелистые известняки	До 100
	Перерыв		
Нижний мел	Альб — сеноман	Известняки	250—300
	Валанжин — апт	Глины, мергели, известняки	>600
	Титон — берриас	Глины	500—600
Верхняя — средняя юра	Перерыв в западных районах		
		Глины, известняки	900

Есть основания предполагать наличие еще одной зоны, расположенной западнее, простирающейся от брахиантиклинали Абу-Гадрия к поднятию Манифа, находящемуся под водами Персидского залива. Антиклинальные зоны возникли, очевидно, в результате блоковых подвижек фундамента платформенного склона. К перечисленным поднятиям приурочено большинство нефтяных месторождений Саудовской Аравии, которые являются месторождениями, связанными с платформенными возрожденными поднятиями.

Таблица 39

Схематический сводный стратиграфический разрез юго-восточного Кувейта и Нейтральной зоны Кувейта

(разрез Южного Ирака является достаточно сходным)

Система, отдел	Ярус	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Плейстоцен				Песчаники, гравелиты, глины [1]	До 100 в Северном Кувейте
Средний миоцен		Кувейт		Ангидриты, гипсы, мергели, глины [1]	До 105 *м* в Северном Кувейте
Олигоцен — нижний миоцен			Гхар	Песчаники с гравелитами и глинами	140
		Перерыв			
Эоцен		Газа	Даммам	Известняки; в кровле кремнистые известняки, в основании — глины	210
			Рус	Ангидриты с известняками и мергелями	120
			Радума	Мергелистые известняки с доломитизированными известняками	420
Верхний мел	Маастрихт	Арума	Таярат	Известняки с прослоями черных глин	135
			Бара	Мергели, известняки; в основании — черные глины	105
			Перерыв		
	Кампан — сенон [2]		Гудаир	Кластические, мергелистые и псевдооолитовые известняки; внизу — черные глины	15—135
	Перерыв				
	Турон — сеноман	Вазиа	Магва	Мергелистые, пиритизированные известняки и зеленые глины [3]	130
	Сеноман		Ахмади	Зеленые и коричневые глины; внизу — серые глины и мергелистые известняки [4]	25—75
			Вара	Первый и второй горизонты. Переслаивание тонкозернистых песчаников, алевритов, часто глауконитовых с темно-серыми глинами	55

[1] На площади Бурган отсутствуют.
[2] Мощность сокращается по направлению к поднятию Бурган.
[3] На сводах поднятий Бурган и Магва отсутствуют.
[4] Частично размыты в своде поднятия Бурган.

Продолжение табл. 39

Система, отдел	Ярус	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Верхний мел	Сеноман	Вазиа	Мауддуд	Известняки серые тонкокристаллические, пористые	10
Нижний мел	Альб	Вазиа	Бурган	Третий верхний песчаный горизонт. Переслаивание плотных глауконитовых песчаников с глинами и алевролитами	35
				Третий средний песчаный горизонт. До 5 пластов рыхлых средне- и грубозернистых песков мощностью до 20 м каждый, разделенных прослоями (3—5 м) глин	65
				Третий нижний песчаный горизонт. До 4 пластов мелко- и среднезернистых песков мощностью до 10—12 м каждый, разделенных глинами и алевролитами	50
				Четвертый песчаный горизонт. Хорошо сортированные средне- и крупнозернистые кварцевые пески. Образуют 3 пласта (по 20—60 м), разделенных маломощными прослоями глин и глинистых алевролитов	До 200
	Апт	Тамама	Шуаиба	Тонкокристаллические доломитизированные кавернозные известняки	60—90
	Нижний апт — баррем		Зубаир	Песчаники и глины	350
			Ратави	1. Зеленовато-черные глины 2. Известняки органогенные и мергелистые, иногда оолитовые и кремнистые	—
	Неоком		Эвапоритовая	Ангидриты, соль	—
Юрская				Мергелистые известняки, мергели, глины	—
				Доломиты, известняки, органогенные и обломочные	—
				Мергели, известняки доломитизированные и оолитовые, с ангидритами	—
Триасовая				Мергели, глины, известняки, песчаники	—

Таблица 40

Схематический сводный стратиграфический разрез Саудовской Аравии
(разрез на островах Бахрейн и на полуострове Катар является достаточно сходным)

Система, отдел	Ярус, свита, группа		Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Примечания
Миоцен или плиоцен	Хофуф		Песчаники, мергели, известняки	95	
Средний миоцен	Дам		Глины, мергели, известняки	90	
Миоцен (?)	Хадрук		Песчаники, глины, мергели	85	
	Перерыв				
Средний эоцен	Даммам		Известняки, доломиты, глины, мергели	30	
Средний и нижний эоцен	Рус		Ангидриты, мергели, глины, известняки	55	
Нижний эоцен и палеоцен	Умм-Эр, Радума		Известняки, доломиты	215	
Верхний мел	Кампан (?)-маастрихт Арума		Известняки с доломитами и глинами	145	
	Перерыв				
	Туron—альб	Группа Вазиа	Песчаники, глины, известняки	50—500	Мощность возрастает на северо-восток. В этом же направлении песчано-глинистый разрез сменяется глинисто-известняковым
Нижний мел	Неоком-апт	Группа Тамама	Известняки; в верхней части прослои песчаников и глин	150—600	Мощность возрастает на северо-восток. В этом направлении содержание песчаников и глин сокращается
	Хит		Ангидриты	70	В прибрежных районах мощность превышает 400 *м*
	Верхние горизонты мальма	Араб	Известняки, доломиты, ангидриты	125	

Продолжение табл. 40

Система, отдел	Ярус, свита, группа	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Примечания
Верхняя юра	Кимеридж Юбайла	Известняки	100	С запада на восток фации становятся более глубоководными
	Оксфорд (?) Ханифа	Известняки	100	В прибрежной зоне значительно сокращены в мощности или отсутствуют
	Келловей Тувейк Маунтейн	Коралловые известняки	215	
	Перерыв			
Средняя юра	Байос-бат Друма	Известняки, глины	380	
Нижняя юра	Тоар Маррат	Известняки, доломиты, красные глины	110	
	Перерыв			
Триас или юра	Минджур	Песчаники с пестроцветными глинами	315	
Средний триас	Джилн	Песчаники, глины, известняки	325	В прибрежных районах слагается пачкой доломитов и ангидритов
Пермь или триас	Судаир	Преимущественно красные глины	115	В прибрежных районах представлена известняками, ангидритами и пестроцветными глинами
Верхняя пермь	Хуф	Известняки с глинами и мергелями	235	
	Перерыв			
Силур — нижний девон	Джауф	Известняки и глины	275	Допермские отложения на промысловых площадях не вскрыты
Силур	Тавил	Песчаники	Более 200	
Силур — ордовик	Табук	Песчаники, глины	Около 725	
Кембрий?	Сак	Песчаники	Более 600	
	Перерыв			
Докембрий		Породы фундамента		

Таблица 41

Нефтеносные горизонты бассейна Персидского залива

Южные районы Саудовской Аравии, полуостров Катар, Бахрейн	Северные районы Саудовской Аравии, Нейтральная зона, Кувейт, Южный Ирак	Юго-Западный Иран	Северный Ирак, Турция
1. Неоком. Известняки сулайа	1. Нижний миоцен. Известняки (свита гхар), песчаники (Южный Ирак).	1. Олигоцен — нижний миоцен. Известняки асмари [1].	1. Нижний миоцен — средний эоцен. «Главный известняк» [1]
2. Верхняя юра. а) Кристаллические известняки, иногда доломитизированные или органогенные. Свита араб: горизонты A, B, C, D[1]. б) Зона Гадрия.	2. Эоцен. Известняки (Нейтральная зона).	2. Эоцен; мергели	2. Сенон (кампан-маастрихт). Известняки.
3. Средняя юра. Кристаллические пористые известняки. Зона Фадили	3. Сеноман-альб. Песчаники свит бурган [1], вара [2]	3. Сеноман, альб. Известняки. Свита бангестан [1]	3. Сеноман, альб. Известняки
	4. Апт-баррем. Песчаники, известняки. Группа тамама.	4. Неоком — верхняя юра (?). Известняки свиты хами	
	5. Неоком. Известняки ратави (Кувейт, Нейтральная зона)		

[1] Важнейшие нефтеносные горизонты.

[2] Свитам бурган и вара, выделяемым в Кувейте, в Саудовской Аравии соответствуют зоны зубаир и бахрейн.

Примечание. На недавно открытых морских месторождениях западнее полуострова Катар (Умм-Шаиф, Идд-эль-Шарги) наиболее крупные залежи открыты в породах верхней юры — нижнего мела.

От всех перечисленных месторождений отличается по своей тектонике не связанное с антиклинальными зонами месторождение Даммам. Оно расположено в пределах купола, рассеченного разрывом. На основании геофизических наблюдений было сделано предположение, что купол Даммам представляет поднятие с глубоко погруженным соляным ядром.

Все ныне эксплуатируемые залежи месторождений Саудовской Аравии относятся к типу массивных в структурных выступах.

Крупнейшие месторождения Кувейта располагаются в пределах единого, пологого поднятия, в котором выделяется несколько самостоятельных брахиантиклиналей. Наиболее значительной является брахиантиклиналь Бурган, с которой связано одноименное месторождение. Скопления в двух других, гораздо менее крупных брахиантиклиналях — Магва и Ахмади — соединяются друг с другом и образуют единое месторождение Магва-Ахмади.

Аналогичным строением и генезисом характеризуется месторождение Нейтральной зоны — Вафра.

Залежи в месторождениях Кувейта и Нейтральной зоны являются массивными в структурных выступах. Типичным представителем служит залежь в оолитовых неокомских известняках Ратави на месторождении Вафра.

Более сложным строением, судя по публикуемым данным, характеризуются на месторождениях Кувейта и Нейтральной зоны крупнейшие залежи в отложениях альба-сеномана, в которых многочисленные нефтеносные песчаные пласты хотя и разделены слоями глин, но обладают общим водонефтяным контактом, образуя единый гигантский резервуар, представляющий своеобразную массивную залежь в структурном выступе.

Месторождения Южного Ирака Зубаир и Румейла также связаны с очень пологими платформенными поднятиями. Оси поднятий, к которым приуро-

Таблица 42

Крупнейшие месторождения платформенного борта бассейна Персидского залива

Месторождения	Возраст и состав основных нефтеносных комплексов	Тип главных залежей
Южный Ирак Румейла, Зубаир	Неоком — апт; песчаники	Пластовые сводовые
Кувейт Бурган, Магва-Ахмади **Нейтральная зона** [1] Вафра [2] **Саудовская Аравия** Сафания	Альб—сеноман; песчаники	Массивные в структурных выступах, заключающие многочисленные нефтеносные песчаные пласты, разделенные прослоями глин, но имеющие общий водо-нефтяной контакт и образующие единый массивный резервуар
Гхавар Абкаик Катиф Даммам **Катар** Дукхан	Верхняя юра; известняки	Массивные в структурных выступах
Абу-Дхаби (Персидский залив) Умм-Шаиф	Верхняя юра; неоком — апт; известняки	

[1] У берегов Нейтральной зоны в 1960 г. открыто крупное морское месторождение Хафджи. Добыча ведется из песчаников сеномана. По-видимому, строение его аналогично строению месторождений Бурган, Вафра и Сафания.

[2] На месторождении Вафра имеется также крупная массивная залежь в структурном выступе, слагаемом известняками Ратави (неоком).

чены эти месторождения, простираются с северо-запада на юго-восток, а шарниры полого погружаются в указанных направлениях. В плане брахиантиклинали имеют удлиненную форму. Углы падения на крыльях очень невелики. Возникновение этих поднятий приписывается блоковым движениям фундамента и, возможно, в некоторой степени, влиянию находящихся на глубине соленосных толщ. Последнее предположение подтверждается тем, что севернее, ближе к осевой части предгорного прогиба, располагается месторождение Нар-Умр, которое, как установлено геофизическими исследованиями, связано с соляным куполом.

За последние годы в акватории Персидского залива в пределах платформенного борта бассейна разведаны два очень крупных месторождения: Хафджи у берегов Нейтральной зоны и Умм-Шаиф — западнее полуострова Катар. Сведения о первом из них весьма ограничены. Можно предполагать, что оно связано с пологим крупным поднятием, заключающим своеобразную массивную залежь в песчаниках сеномана-альба, аналогичную залежи месторождения Бурган. Умм-Шаиф приурочено к пологому структурному поднятию округлой формы в плане диаметром до 15 *км*.

Складчатый борт. Зоны нефтегазонакопления складчатого борта, связанные с протяженными крупными передовыми антиклиналями в Иране, Северном Ираке, Турции и Сирии, включают, как показывает табл. 43, однотипные месторождения и залежи.

Отложения мелового-нижнемиоценового возраста, представленные очень мощной толщей, состоящей почти полностью или целиком из компетентных карбонатных пород, образуют довольно просто построенные подня-

Таблица 43

Месторождения нормальных антиклинальных складок

Тип залежей	Крупнейшие месторождения	Возраст продуктивной толщи
Массивные в структурных выступах, слагаемых известняками, иногда частично мергелями и доломитизированными известняками	**Иран** Ага-Джари Гач-Саран Ахваз Биби-Хакимех	Альб—нижний миоцен
	Лали	1. Свита асмари (олигоцен — нижний миоцен). 2. Свита бангестан (средний мел) [1]
	Месджид-Сулейман Хафт-Кел	Нижний миоцен—эоцен
	Пазанун Нафт-Сафид Нафте-Шах	Нижний миоцен — олигоцен (свита асмари)
	Ирак Киркук Бай-Гассан Ямбур Аин-Залах Бутма Нафт-Хане	1. Средний эоцен — нижний миоцен; «главный известняк» (К, Б-Г, Я) [2] 2. Сенон, кампан—маастрихт (К, А-З, Бу) 3. Альб—сеноман (К, А-З)
	Турция Рамандаг Гарзан	Маастрихт

[1] На Ближнем Востоке многие исследователи придерживаются трехчленного деления меловой системы. В средний мел обычно включают альбский, сеноманский и туронский ярусы.

[2] К — Киркук; Б-Г — Бай-Гассан; Я — Ямбур; А-З — Аин-Залах; Бу — Бутма.

тия с широким сводом и более крутыми юго-западными крыльями. Перекрывающие их гораздо менее плотные соленосные и обломочные осадки свит фарс и бахтиари дислоцированы значительно более интенсивно и осложнены разрывами.

Однако в Северном Ираке асимметрия погребенных поднятий и различия в степени дислоцированности меловых-нижнемиоценовых пород по отношению к свите фарс выражены слабее, чем в месторождениях Ирана. Это объясняется большей удаленностью первых от центральной части альпийской складчатой области и, по-видимому, меньшим развитием в Северном Ираке соленосных пород в свите фарс.

Ниже дается описание нескольких месторождений, типичных для складчатого борта бассейна.

Месторождение Ага-Джари является крупнейшим в Иране. Оно приурочено к антиклинальной складке, в строении которой участвуют породы мела — нижнего миоцена. Складка обладает широким плоским сводом. Ее юго-западное крыло более крутое. Вышележащие отложения свит фарс и бахтиари разорваны пологим надвигом, падающим на северо-восток и не затрагивающим карбонатную толщу мела — нижнего миоцена.

Месторождение Лали связано с асимметричной антиклиналью. Юго-западное крыло ее очень крутое, в некоторой части даже опрокинутое. Бурением на этом крыле установлено наличие разрывов, рассекающих толщу известняков асмари, но не нарушающих единства резервуара. Свод поднятия широкий и пологий. Вышележащие породы свиты фарс характеризуются очень сложным строением. Они образуют отчетливую синклиналь непосредственно над сводом поднятия по известнякам асмари. Аналогичным строением характеризуется также второе по добыче месторождение Ирана — Гач-Саран.

Старейшее месторождение страны Месджид-Сулейман приурочено к антиклинали, отчетливо выраженной на поверхности. Отложения свиты фарс смяты в крутые складки, образующие надвинутые в юго-западном направлении чешуи. Известняки асмари и более древние породы слагают резко асимметричное поднятие со слегка подвернутым юго-западным крылом и плоским широким сводом.

Все известные залежи эксплуатируемых месторождений Ирана относятся к типу массивных в структурных выступах.

Судя по опубликованным данным, на большинстве месторождений Ирана эти структурные выступы, слагаясь сплошной толщей трещиноватых карбонатных пород мелового-нижнемиоценового возраста, образуют единый гигантский резервуар, насыщенный нефтью и газом. Такое строение доказано для месторождений Ага-Джари и Гач-Саран, где высота залежей, заключенных в карбонатном комплексе среднего мела — нижнего миоцена, превышает 1000 *м*.

По-видимому, на недавно открытых месторождениях Ахваз и Биби-Хакимех, в пределах поднятий, к которым они приурочены, нефтегазоносные породы среднего мела — нижнего миоцена также образуют единый резервуар.

На месторождениях Месджид-Сулейман, Хафт-Кел, Нафт-Сафид и Пазанун возрастной объем комплексов, заключающих залежи, возможно, в действительности более значителен, чем указанный в табл. 43 и определяемый степенью разведанности данных месторождений. Это подтверждается последними результатами разведки на месторождении Пазанун, считавшемся чисто газовым. При увеличении глубин бурения здесь под газом была вскрыта крупная нефтяная часть залежи.

Исключением из иранских месторождений является Лали, где трещиноватые известняки среднего мела и свита асмари разделены плохо проницаемыми мергелями верхнего мела и эоцена. Наличие последних обеспечило возможность возникновения двух самостоятельных массивных залежей.

Роль покрышки на месторождениях Ирана играют соль, ангидриты и мергели свиты фарс. Все месторождения являются нефтяными или нефтяными с газовой шапкой.

За последние годы в акватории Персидского залива, у берегов Ирана открыты месторождения Дарий и Бараганшар, очевидно, сходные с иранскими месторождениями, описанными выше. Западнее Ага-Джари выявлены месторождения Халафабад и Мансури, где нефть получена из известняков асмари. Данные об их строении пока не опубликованы.

Большой интерес представляет открытие на месторождении Дарий нового для Ирана высокопродуктивного нефтеносного комплекса. Это свита известняков хами нижнемелового-верхнеюрского возраста. Она изолирована плохопроницаемыми породами от вышележащих среднемеловых известняков бангестан и заключает самостоятельную крупную залежь. Дебит при испытании свиты хами составил 4800 *т/сутки* и явился рекордным для морских скважин. На месторождении Гач-Саран из этой свиты получен газ.

В средней части Персидского залива недавно открыто крупное месторождение Кир, которое, видимо, характеризуется чертами строения, свойственными уже месторождениям платформенного борта бассейна. Здесь были обнаружены газ в известняках гхар и нефть в известняках ратави (неоком), а также в песчаниках бурган (альб).

В Северном Ираке крупнейшим является месторождение Киркук.[1] Длина его достигает 96 *км*, а ширина 3 *км*. Складка, к которой приурочено месторождение, разбита несколькими поперечными сбросами. В ее пределах выделяются три изолированные брахиантиклинали: юго-восточная — Баба, центральная — Яванах и северо-западная — Хурмала. Шарнир складки в общем погружается на северо-запад. Абсолютная глубина залегания кровли нефтеносного главного известняка в брахиантиклинали Баба равна 300 *м*, в Яванах 600 *м* и в Хурмала 750 *м*. Складка ориентирована под углом к простиранию рифовых и мелководных известняков эоцен-олигоцена, которые по простиранию оси складки характеризуются сложными стратиграфическими соотношениями и фациальным замещением.

В Северном Ираке нефтяные залежи имеются на месторождениях Аин-Залах, Бутма. На Киркук, Ямбур и Бай-Гассан разведаны нефтяные залежи с газовой шапкой.

В турецкой части бассейна до недавнего времени были известны два месторождения — Раман и Гарзан. За последние годы здесь открыт целый ряд месторождений, приуроченных к антиклинальным складкам и заключающих залежи тяжелой нефти в верхнемеловых известняках. Среди них крупнейшими являются Магрип и Бати Раман.

В Сирии за последние годы в северо-восточной части страны обнаружены нефтяные месторождения Суедие и Карачок. Продуктивны известняки верхнего мела. Недавно в этом же районе открыто еще одно месторождение — Тель-Румейлан, где также нефтеносны верхнемеловые известняки.

§ 36. ГРУППА ПРЕДГИМАЛАЙСКИХ БАССЕЙНОВ

В группу входят Индский, Гангский, Бенгальский и Ассамский бассейны. Общность этих бассейнов определяется их расположением перед фронтом Гималаев или крупных ветвей этой горной системы (рис. 108).

Индский, Гангский и Бенгальский относительно сложно построенные бассейны связаны с предгорными прогибами альпийских складчатых сооружений, выполненными мощными толщами мезозойских и кайнозойских осадков. Роль платформенных бортов всех трех бассейнов играют склоны Индостанского щита. Несколько отличен Ассамский бассейн, поскольку он имеет двустороннее горное обрамление и является межгорным. Этот бассейн выполнен мощными толщами кайнозойских отложений. Он обладает отчетливо выраженным наземным горным обрамлением и характеризуется относительно простым строением. Бассейн р. Ганг является возможно нефтегазоносным. В Бенгальском бассейне ранее велась добыча нефти в очень небольших количествах. Остальные два бассейна этой группы являются промышленно-нефтегазоносными.

ИНДСКИЙ БАССЕЙН

Индский нефтегазоносный бассейн расположен между Индостанским щитом и Альпийско-Гималайским высокогорным складчатым поясом. Большая часть бассейна находится на территории Пакистана, лишь юго-восточная краевая зона заходит в пределы Индии.

Восточная граница бассейна следует вдоль края Индостанского щита, в котором докембрийский фундамент выведен на поверхность или перекрыт весьма маломощным осадочным комплексом. На северо-востоке Индский бассейн отделяется от смежного Гангского бассейна крупным погребенным выступом, расположенным на водоразделе бассейнов рек Инд и Ганг на продолжении поднятия Аравалийских гор, находящихся в теле Индостанского щита.

[1] Имеются сведения о выявлении огромных запасов нефти на юго-востоке страны в более древних отложениях, чем главные продуктивные горизонты Ирака. Запасы эти оцениваются в несколько миллиардов тонн.

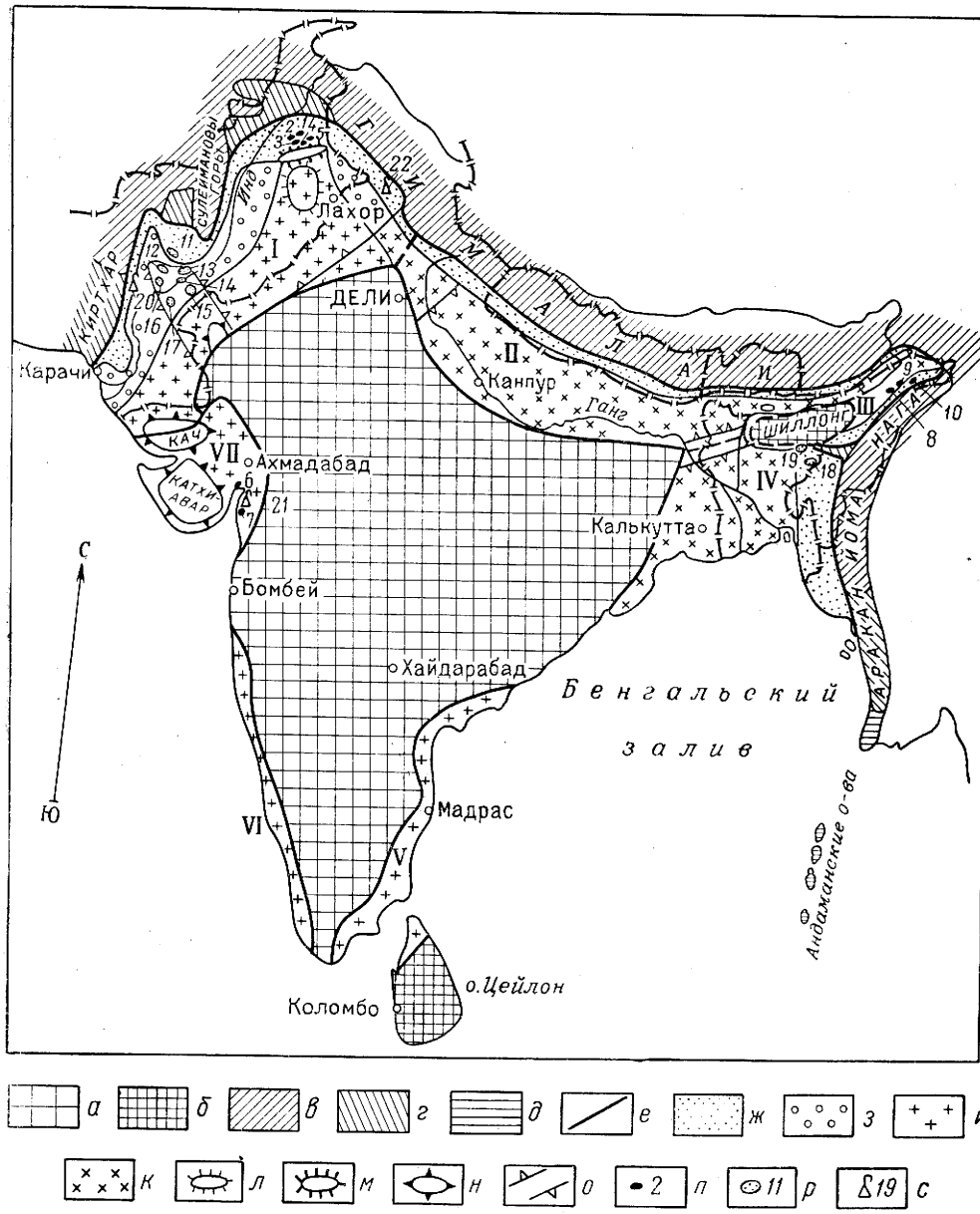


Рис. 108. Карта бассейнов Индского, Гангского, Ассамского, Бенгальского, Коромандельского, Малабарского и Камбейского.

Области обрамлений бассейнов: *а* — Индостанский щит — платообразная возвышенность с выходами докембрийского фундамента на поверхность; *б* — обособленные выступы докембрийского фундамента Индостанской платформы, выраженные в виде среднегорных возвышенностей. Складчатые сооружения Альпийско-Гималайского пояса: *в* — высокогорные, *г* — среднегорные, *д* — пенепленизированные — равнинные и островные дуги.

Нефтегазоносные бассейны: *е* — границы бассейнов (пунктиром показаны погребенные разделы): *I* — *I* — Индский, *II* — Гангский, *III* — Ассамский, *IV* — Бенгальский, *V* — Коромандельский, *VI* — Малабарский, *VII* — Камбейский; *ж* — предгорный складчатый пояс, сложенный неогеновыми отложениями; *з* — приосевая часть краевых прогибов, перекрытая сплошным чехлом четвертичных осадков; *и* — склоны Индостанской платформы, обращенные к краевым прогибам и морским впадинам; *к* — платформенные склоны и приосевые части краевых и межгорных прогибов, перекрытые четвертичными осадками. Тектонические выступы и крупные поднятия: *л* — с выходами докембрийского фундамента на поверхность, *м* — сложенные палеозоем, *н* — сложенные мезозоем, *о* — погребенные под четвертичными осадками; *п* — нефтяные месторождения: *1* — Кхаур, *2* — Дхулиан, *3* — Карзал, *4* — Балкассар, *5* — Джойя-Мэйр, *6* — Камбей, *7* — Анклешвар, *8* — Моран, *9* — Нахоркатия, *10* — Дигбой; *р* — газовые месторождения: *11* — Зин, *12* — Уч, *13* — Суй, *14* — Кандхот, *15* — Мари, *16* — Джакобабад, *17* — Хайрпур, *18* — Силхет, *19* — Чхатак; *с* — скважины на поднятиях, давшие притоки газа: *20* — Мазарини, *21* — Махувей, *22* — Джаваламукхи.

Морфологически наиболее резко выраженным является северо-восточное обрамление Индского бассейна — Гималаи, где высотные отметки превышают 4—4,5 *км*. Внешняя цепь Кашмирских Гималаев образована крупным антиклинорием, сложенным отложениями различного возраста: от каменноугольных до эоценовых включительно. Это сооружение имеет сложно-складчатую структуру. Складки зачастую перевернуты, наклонены на юго-запад и образуют крупный покров, надвинутый в сторону краевого прогиба.

На северной оконечности Индского бассейна Альпийско-Гималайский пояс испытывает крутой изгиб и, огибая Джеламский выступ Индостанской платформы, резко, под углом, меняет северо-западное направление на юго-западное и затем (в Белуджистане) на меридиональное. Горные цепи Белуджистана (Сулеймановы горы, хребет Киртхар), образующие западное обрамление Индского бассейна, имеют более простое строение по сравнению с Гималаями и отличаются меньшими абсолютными высотами (2—2,5 *км* с отдельными вершинами высотой более 3 *км*). Складчатые сооружения Белуджистана сложены третичными, меловыми и юрскими отложениями, смятыми в крупные асимметричные линейные складки, наклоненные на восток, в сторону Индостанской платформы.

На юге нефтегазоносный бассейн р. Инд не замкнут и раскрывается в сторону Аравийского моря.

В структурном отношении западная и северная части бассейна представляют собой краевой прогиб, выполненный мощным комплексом молодых, в особенности третичных, отложений. Восточная половина бассейна расположена на западном склоне Индостанской платформы, несущем платформенный чехол мезозойских и третичных осадков, залегающих обычно непосредственно на докембрийском фундаменте. По мере удаления от щита в сторону краевого прогиба наблюдается постепенное погружение фундамента на глубину до 6—9 тыс. *м*. Работами последних лет в Раджастане установлено наличие ступенчатых сбросов и блоковое строение платформенного склона.

На склоне имеется ряд крупных выступов докембрийского фундамента (Джеламский выступ) или же сравнительно небольшая глубина залегания его под юрскими осадками и трапповыми покровами мелового возраста.

Поднятия Кач и Катхиавар отделяют от Индского бассейна прогибы Камбей и Кач, выделенные в качестве самостоятельного Камбейского бассейна.

В центральной части Индского бассейна намечается четко выраженный поперечный пережим, образованный обращенными навстречу друг другу Джайсалмерским выступом платформы и изгибом южной оконечности Сулеймановых гор. В погребенном виде Джайсалмерский выступ, вероятно, протягивается через весь бассейн, разделяя его на две крупные впадины: Верхне-Индскую и Нижне-Индскую. В пределах краевого прогиба это поперечное поднятие отчетливо выражено в районе открытых в последнее время газовых месторождений суйской группы. По кровле эоценовых известняков амплитуда поперечного поднятия достигает 2 *км*. Эоценовые известняки суи, залегающие в своде поперечного поднятия на глубине 1,2—1,5 *км*, погружаются в сторону Нижне-Индской и Верхне-Индской впадин на глубину 3—3,5 *км* и более.

Для узкой полосы складчатого борта краевого прогиба, прилегающего к складчатым сооружениям Гималаев и Белуджистана, характерно наличие сжатых крутых линейных складок, нарушенных разрывами и наклоненных к осевой части прогиба. По мере удаления от горных складчатых сооружений степень дислоцированности отложений быстро ослабевает. Здесь развиты обычно пологие крупные куполовидные и брахиантиклинальные поднятия с углами наклона слоев на крыльях 1—5°. В строении складок принимают участие молодые сиваликские отложения, дислоцированные в плейстоценовое время. Как правило, краевой прогиб отделен от складчатого сооружения одним или несколькими разломами.

В большей, южной своей части краевой прогиб следует вдоль складчатых сооружений Белуджистана. Характерной особенностью этой части про-

гиба является субмеридиональная ориентировка структурных форм, широкое площадное развитие современных аллювиальных осадков и, очевидно, весьма глубокое опускание фундамента прогиба. Складчатый комплекс третичных отложений развит лишь в весьма узкой западной краевой полосе и на участке, находящемся непосредственно к северу от г. Карачи. Упомянутое выше Джакобабад-Джайсалмерское поперечное поднятие разделяет эту часть краевого прогиба на два отрезка — южный, примыкающий к складчатому сооружению гор Киртхар, и северный, связанный с Сулеймановыми горами.

Северный отрезок краевого прогиба, расположенный в месте крутого изгиба Альпийско-Гималайского пояса, относительно поднят и образует так называемое плато Потвар высотой 200—1300 *м* (рис. 109). Поверхность плато сложена отложениями сиваликской и маррийской серий (миоцен-плейстоцен). Южное ограничение Потварского плато образовано Соляным кряжем, представляющим крупный моноклинальный блок, поднятый по продольному разрыву, следующему вдоль его южного края. Соляной кряж сложен осадками палеозоя, мезозоя и палеогена, на которых залегает мощная континентальная моласса верхнетретичного возраста. На северном склоне соляного кряжа наблюдается в общем весьма пологое (до нескольких градусов) погружение слоев в северном направлении, местами осложненное флексур-

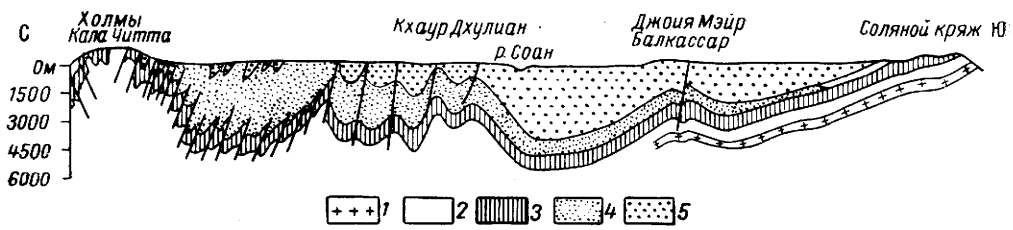


Рис. 109. Профильный разрез через Индский бассейн.

1 — соленосные породы; *2* — отложения древнее эоцена; *3* — эоцен; *4* — марри; *5* — сивалик.

ными изгибами. Плато Потвар имеет в общем синклинальное строение. На обоих склонах синклинального прогиба, называемого Соанским, протягиваются цепи антиклинальных складок ЗЮЗ простирания. В северном направлении строение складок в целом усложняется. На южном крыле прогиба развиты обычно пологие купола и брахиантиклинали, на северном — четко выраженные крутые складки вдоль северного края Соанского прогиба — сжатые изоклинальные и опрокинутые складки, осложненные изгибами.

К востоку от плато Потвар краевой прогиб круто поворачивает на юго-восток в соответствии с общим изгибом складчатого пояса. Расположенный здесь прогиб обычно рассматривается в качестве крайнего западного элемента Предгималайского краевого прогиба, который можно называть Кашмирским или Сиваликским. На северо-востоке близ Гималаев находится полоса смятых в складки верхнетретичных отложений (Сиваликские горы), сменяемых к югу полосой сплошного распространения речных четвертичных осадков. Во внутренней, прилегающей к Гималаям, складчатой зоне развиты изоклинальные и наклонные складки с крутыми и опрокинутыми южными крыльями (Сирмурский пояс), во внешней складчатой зоне — серия широких антиклиналей и синклиналей (Сиваликский пояс). Простирание структурных форм СЗ — ЮВ. Гималайское складчатое сооружение надвинуто на краевой прогиб по крупному Маррийскому надвигу.

В составе осадочного выполнения Индского бассейна основная роль принадлежит кайнозойским и мезозойским отложениям. Лишь на восточном склоне бассейна в основании разреза местами выделяются кембрийские, каменноугольные и пермские отложения. О строении последних можно судить по разрезам соляного кряжа, где общая мощность палеозоя превышает 1000 *м* (табл. 44). Вопрос о возможной нефтегазоносности палеозойских и триасовых отложений в Индском бассейне пока остается открытым.

Таблица 44

Схематический сводный стратиграфический разрез бассейна р. Инд [1]

Система	Отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	Плейстоцен	Сиваликская	верхний сивалик	Валунных конгломератов (свита тави)	Валунные конгломераты, гравелиты, грубозернистые пески	1800—2400	В сиваликской серии известен ряд естественных нефтегазопроявлений в краевых складчатых зонах бассейна
Неогеновая	Плиоцен			Пинджор	Грубые гравелиты, песчаники и конгломераты, подчиненные прослои розовых глин		
				Татрот	Песчаники, желтовато-серые глины с подчиненными прослоями конгломератов		
			средний сивалик	Дхокпатхан	Бурые песчаники, гравелиты, оранжевые, желтовато-серые глины	300	
				Нагри	Серые песчаники с подчиненными прослоями светло-красных глин		
	Миоцен, верхний		нижний сивалик	Чинджи	Ярко-красные глины и серые песчаники	500—1800	
				Камлиял	Темно-серые, красные, коричневые песчаники, глины и конгломераты. Локальное несогласие	150—750	
	Миоцен, нижний, средний	Марри [2]		Верхний марри	Коричневые мягкие песчаники, красные глины	До 2400	В северной части бассейна на месторождении Кхаур нефтеносны различные горизонты песчаников серии марри
				Нижний марри	Бурые, красные, темноцветные песчаники и глины с пачками конгломератов. На юге соответствует пестроцветной песчано-глинистой свите гадж. Несогласие		
Палеогеновая	Олигоцен	Серия нари			Вверху — серые песчаники, внизу — белые известняки с прослоями глин и песчаников. Перерыв	1200—200	Нефтепроявления в Белуджистане, Кашмирских Гималаях
		Киртхар			Массивные белые нуммулитовые известняки, в середине зеленовато-серые глины. Перерыв	30—1000	Известняки хабитрахи (серия киртхар) газоносны на месторождении Мари; нефтепроявления на северо-западе бассейна
	Эоцен	Лаки	Гхазидж		Серые, оливко-зеленые глины с прослоями известняков, песчаников и углей	600	В аналогах серии лаки известняки бхадрар и сакесар, на месторождениях северной группы — нефтеносные горизонты

[1] Характеристика верхней части разреза (N) дана для северных нефтеносных районов, средней — для центральных газоносных площадей (Pg), Белуджистана и Нижне-Индской впадины (Mz), нижней — для района соляного кряжа (Pz).

[2] В русской литературе название данной серии (murree) ранее переводилось как «мурри».

Продолжение табл. 44

Система	Отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Палеогеновая	Эоцен	Лаки	Дунгхан	Белые, палевые, темно-серые известняки (соответствуют главному известняку суй)	150—350 и до 650	Известняк суй—основной газоносный горизонт на месторождениях Нижне-Индской впадины; выходы нефти на юге Сулеймановых гор и других районов Белуджистана
			Метин	Серые глины, белые известняки	15—75	
	Палеоцен	Раникот	Верхний раникот	Бурые известняки с прослоями глин	200—250	Нефтеносный горизонт в известняках в Дхулиане
			Нижний раникот	Пресноводные пестроцветные песчаники, глины с прослоем угля. Несогласие	300—500	
Меловая	Верхний отдел: датский		Кхадро	Оливковые, желтые глины с прослоями песчаников и известняков. В ряде мест ассоциируются с туфами, базальтами, долеритами и др.	65	
	Верхний отдел: сенон		Паб	Кварцевые грубозернистые песчаники	До 500	Нефтепроявления в Белуджистане
			Могулкот	Алевролиты с прослоями песчаников и известняков, прослои черных глин и известняков	До 1200	Нефтепроявления в Белуджистане
	Верхний отдел: турон		Парх	Тонкослоистые известняки	300	
	Нижний отдел: сеноман		Гору	На западе в складчатой зоне — известняки и глины, на востоке появляются многочисленные песчаные горизонты	530 (запад), 2400 (восток)	
	Нижний отдел: альб					
	Нижний отдел: неоком		Сембар	Черные глины, алевролиты, известняки. Несогласие	250 (запад), 750 (восток)	
Юрская	Средний и верхний отделы	Сулейман	Такату, анжира и лоралай	Темно-серые, слоистые, вверху — биогенные рифовые известняки	1500	Нефтепроявления на севере на контакте с верхнетретичными конгломератами
	Нижний отдел		Спингвар	Известняки и глины	600—1800	
Триасовая				Глины, алевролиты с прослоями известняков, количество которых возрастает вверх по разрезу	До 1200	
Пермская и каменноугольная				Известняки пестрые, внизу — темно-серые песчаники и глины, в основании — тиллиты. Несогласие	400—500	Признаки нефти на месторождении Джойя-Мэйр

Продолжение табл. 44

Система	Отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Кембрийская		Пенджабская соляная		Красные, лиловые, серые и зеленые мергели, доломиты, глины и песчаники, каменная соль и гипс	До 800	Битуминозные мергели, прослои горючих сланцев
Докембрийская		Аттокская		Черные филлиты, глинистые сланцы (фундамент)		

Юрские отложения на западе Индского бассейна представлены в основном мощным известняковым комплексом, с которым связаны залежи нефти на месторождениях Дхулиан и Карсал. На востоке в составе юрских отложений наряду с известняками выделяются морские и континентальные песчано-глинистые породы значительной мощности (Кач — видимая мощность юры 1900 *м*), часть из которых может рассматриваться в качестве возможных сингенетично-нефтегазоносных толщ.

Возможным перспективным комплексом являются также меловые отложения, в разрезе которых наблюдаются как толщи темноцветных глин, видимо, богатые рассеянным органическим веществом, так и коллекторские породы, представленные прослоями и мощными массивными толщами известняков и песчаников. Среди верхнемеловых отложений в Белуджистане отмечались отдельные нефтепроявления. На восточном краю бассейна меловые отложения имеют незначительную мощность.

Наибольшее количество естественных нефтегазопроявлений и основные промышленно-нефтегазоносные горизонты Индского бассейна приурочены к морским палеогеновым, в особенности эоценовым, отложениям. Благоприятный состав палеогеновых отложений, сложенных чередованием преимущественно темноцветных глин с коллекторскими породами, представленными известняками и песчаниками, и выдержанный характер распространения связанных с ними признаков нефтегазоносности и скоплений нефти и газа свидетельствуют о том, что данные отложения принадлежат к числу важнейших сингенетично-нефтегазоносных комплексов Индского бассейна.

Вышележащие неогеновые — плейстоценовые отложения образуют мощную серию пресноводных и солоноватоводных терригенных осадков молассового типа. Нефтегазопроявления в них встречаются довольно часто, особенно в нижних частях разреза, но обычно их появление может быть объяснено за счет вертикальной миграции из подстилающих нефтематеринских слоев палеогена. Такая картина, в частности, намечается Е. С. Пинфолдом для месторождения Кхаур, в котором нефтеносны все песчаные горизонты серии марри от поверхности до кровли эоценовых известняков, залегающих на глубине 1,5 *км*.

В зависимости от различий в условиях распространения и формирования скоплений нефти и газа в Индском нефтегазоносном бассейне могут быть выделены следующие известные и перспективные нефтегазоносные области: в краевом прогибе — Нижне-Индская, Верхне-Индская, Потварская, Сиваликская, Индо-Гангская, на склонах платформы — Тарская. Каждая из нефтегазоносных областей краевого прогиба разделяется на две части: внутреннюю, прилегающую к складчатому сооружению, в которой осадочный покров сильно дислоцирован, и внешнюю, примыкающую к склону платформы с весьма пологими структурными формами.

В пределах Нижне-Индской области сосредоточены все крупнейшие газовые месторождения бассейна. Необходимо отметить отчетливую связь

этих месторождений с крупным поперечным поднятием с двусторонним питанием из прилегающих, глубоко прогнутых Нижне-Индской и Верхне-Индской впадин. Большая часть месторождений связана с крупными пологими куполовидными поднятиями, не имеющими четко выраженной ориентировки. Размеры поднятий составляют 20—50 × 15—30 *км*, углы наклона слоев — 1—5°. Месторождения Уч и Зин приурочены к узким вытянутым складкам. Большая часть месторождений приурочена к двум нечетко очерченным зонам поднятий северо-западного направления. Месторождения Уч и Суй отделены от остальных месторождений на севере и юге узкими глубокими прогибами и в отличие от южных поднятий имеют близкую к широтной ориентировку. Месторождение Зин находится за пределами поперечного выступа, на южном краю складчатой зоны, окаймляющей южную периклиналь антиклинория Сулеймановых гор. В связи с этим залежи на месторождении Зин приурочены к более резко выраженному антиклинальному изгибу и подняты относительно залежей остальных месторождений на 1 *км*.

Основные газовые скопления связаны с мощным массивным природным резервуаром главного известняка суй мощностью 600—660 *м*, залегающим на глубине 600—1200 *м*. Наиболее крупным является месторождение Суй, в котором промышленные запасы газа оцениваются примерно 140—170 млрд. $м^3$. Высота газовой залежи в главном известняке суй, на долю которого приходится 90% запасов газа месторождения, составляет 220 *м*. Свободный дебит газа в скважинах достигает 2,5—3,3 млн. $м^3/сутки$. Остальные месторождения — Зин, Уч, Джакобабад, Хайрпур, Кандхот и Мари — более мелкие. На нескольких месторождениях, помимо главного газоносного горизонта, открыты залежи в вышележащих известняках серии лаки и известняки хабиб-рахи серии киртхар. Общие запасы газа всей группы месторождений оцениваются в 300 млрд. $м^3$.

Менее изученной является территория Верхне-Индской возможно нефтегазоносной области. Общее сходство геологического строения данной области с описанной выше Нижне-Индской, ее положение между двумя областями с доказанной промышленной нефтегазоносностью, а также наличие многочисленных естественных нефтепроявлений в палеогеновых и меловых отложениях в смежном складчатом сооружении Белуджистана позволяют оценивать перспективы нефтегазоносности Верхне-Индской области в достаточной степени высоко.

В Потварской нефтегазоносной области выделяются две группы месторождений — на северном и южном крыльях синклинального прогиба. Месторождения вытянуты в ЗЮЗ направлении, но каждое из них принадлежит самостоятельной антиклинальной зоне, отстоящей от смежных зон на расстоянии в несколько километров. Два месторождения — Кхаур и Джойя-Мэйр — приурочены к крутым гребневидным асимметричным антиклинальным складкам с углами наклона слоев 35—70°. Месторождения Дхулиан и Балкассар приурочены к более пологим куполовидным поднятиям с углами падения на крыльях не более 30—35°. Основным нефтеносным горизонтом являются эоценовые известняки свит сакесар и бхадрар, являющиеся стратиграфическими аналогами газоносных горизонтов Нижне-Индской области и залегающие на глубине 1,5—2 *км*. На месторождении Кхаур нефтеносны песчаники серии марри верхнетретичного возраста. На месторождении Дхулиан, помимо нефтяных залежей, обнаружены залежь газа и новый продуктивный горизонт в палеоценовых известняках раникот. В 1959 г. на юге открыто небольшое нефтяное месторождение Карзал, на котором одна из скважин дает около 0,1 *т* нефти в сутки из эоценовых известняков. На месторождении Кхаур с 1915 г. по настоящее время добыто более 500 тыс. *т*. В настоящее время месторождение почти полностью выработано. Наиболее крупными являются месторождения Балкассар и Дхулиан. В 1957—1958 гг. на месторождении Балкассар добыча нефти достигала 400—500 *т/сутки*, на месторождении Дхулиан, помимо этого, добывается около 300 тыс. $м^3/сутки$ газа.

В 1959 г. суммарная добыча нефти в Потварской области составила 380 тыс. *т*.

В Сиваликской возможно нефтегазоносной области наблюдается постепенное погружение фундамента на север, по направлению к горам. В южной приплатформенной зоне развиты пологие, часто полузамкнутые структурные формы и флексуры; для северной полосы характерны резко выраженные складки и сильно расчлененный рельеф фундамента. Под мощным комплексом речных и пресноводных осадков верхнетретичного возраста залегают солоноватоводные и морские зеленовато-серые глины, известняки и мергели эоцена, пурпурные сланцы и песчаники олигоцена.

В Сиваликской области известен ряд естественных нефтегазопроявлений в пресноводных сиваликских отложениях, а в смежных частях Кашмирских Гималаев признаки нефти отмечены в песчаниках олигоцен-миоцен и известняках эоцена.

Индо-Гангская возможно нефтегазоносная область расположена в пределах крупного погребенного выступа, разделяющего Индский и Гангский (Предгималайский) нефтегазоносные бассейны. Так же, как и в Сиваликской области, здесь выделяется узкая предгорная полоса складок на севере и широкий платформенный склон на юге. Благоприятная региональная тектоническая обстановка области, возможность формирования скоплений нефти и газа за счет питания прилегающих глубоких прогибов на северо-западе и юго-востоке позволяют относить ее к числу весьма перспективных территорий.

В качестве самостоятельной возможно нефтегазоносной области Индского бассейна может рассматриваться обширный северо-западный склон Индостанской платформы, значительная часть которого лежит в пределах пустыни Тар. Помимо площадей нефтегазонакопления антиклинального типа, в Тарской области можно рассчитывать на обнаружение моноклинальных зон нефтегазонакопления, связанных с выклиниванием и несогласным залеганием отложений на склонах платформы и осложняющих ее крупных выступов, а также, возможно, в зонах разломов.

В целом Индский бассейн принадлежит к числу наиболее перспективных бассейнов Южной Азии.

ГАНГСКИЙ БАССЕЙН

Гангский бассейн занимает основную центральную часть Предгималайского краевого прогиба. Бассейн расположен между высокогорным альпийским складчатым сооружением Гималаев и Индостанским щитом. Большая часть бассейна занята аллювиальной равниной р. Ганг и лишь в узкой северной краевой зоне выделяются сильно дислоцированные верхнетретичные отложения. Значительная южная часть бассейна представляет собой платформенный склон, в пределах которого фундамент, по геофизическим данным, залегает на глубине от 1,5 (на выступах) до 9 *км* (в прогибах). На фоне пологого моноклинального наклона слоев к северу местами наблюдаются локальные куполовидные поднятия. На аллювиальной равнине под четвертичными песками и глинами мощностью до 1,8 *км* залегают верхнетретичные конгломераты, песчаники и глины мощностью в несколько километров, подстилаемые, по-видимому, солоноватоводными и морскими породами эоцена, а также, вероятно, более древними мезозойскими и палеозойскими отложениями. Диапазон возможной нефтегазоносности Гангского бассейна аналогичен смежным бассейнам, примыкающим к Индостанскому щиту.

Северная складчатая зона в связи с сильной нарушенностью отложений, очевидно, является малоперспективной. Наибольший интерес для поисков нефти и газа представляют погребенные поднятия и зоны выклинивания отложений на южном борту бассейна, а также крупные погребенные выступы, служащие разделами между Гангским, Индским и Бенгальским бассейнами.

БЕНГАЛЬСКИЙ БАССЕЙН

Бенгальский бассейн приурочен к крупной полузамкнутой впадине, расположенной в низовьях Ганга и Брахмапутра на территории Индии и Пакистана. В структурном отношении Бенгальский бассейн представляет собой краевой прогиб, заложенный между среднегорной областью альпийской складчатости и докембрийским Индостанским щитом.

На западе бассейн ограничивается Индостанским щитом, на севере — горным массивом Шиллонг, являющимся обособленным выступом докембрийского фундамента на поверхность, сообщающимся с основной частью Индостанской платформы седловиной, погребенной под аллювиальными образованиями равнины Ганга и Брахмапутры. Эта седловина отделяет Бенгальский бассейн от Гангского. Восточным обрамлением бассейна является среднегорное альпийское складчатое сооружение Аракан-Йома, сложенное в основном палеогеновыми отложениями. На юге бассейн раскрывается в сторону Бенгальского залива.

В основной своей части бассейн имеет докембрийское кристаллическое основание. В пределах бассейна различается обширный западный платформенный склон с региональным наклоном слоев в восточном направлении, осложненным ступенчатыми сбросами, и более узкий восточный Предараканский складчатый борт, образованный многочисленными линейными складками меридионального простирания, сложенными в основном неогеновыми отложениями. Платформенный склон погребен под аллювиальной дельтовой равниной рек Ганга и Брахмапутры. Наиболее глубокое залегание фундамента — около 6 *км* — отмечено в восточной части платформенного склона.

На севере Бенгальский бассейн ограничен крупной сбросовой зоной и структурным уступом, окаймляющими с юга массив Шиллонг. Вертикальное смещение слоев вдоль уступа достигает нескольких тысяч метров. Южнее сброса прослеживается узкий пояс пологих складок широтного простирания.

В бассейне выделяются два прогиба: на севере — Силхетский и на западе меридионально вытянутый Читагонгский, разделенные поперечным поднятием (Центральным).

Осадочный покров Бенгальского бассейна образован в основном мощными кайнозойскими осадками, подстилаемыми мезозойскими отложениями, имеющими в северной краевой части бассейна незначительную мощность. Плиоцен и плейстоцен представлены мощными конгломератами и песчаниками речного происхождения. Миоценовые и олигоценовые отложения имеют весьма большую мощность (11 *км*) и характеризуются песчано-глинистым составом. В разрезе эоцена и палеоцена (1200 *м*) наряду с песчаниками и глинами развиты известняки. Основное количество естественных нефтепроявлений на северной и восточной окраинах бассейна и притоки нефти на заброшенном малодебитном месторождении Бадарпур приурочены к песчаникам олигоцена и нижней части миоцена (серии барайл и сурма). В песчаниках свит Дхупи-Тилла (верхний миоцен) и Бхубан (нижний миоцен) вскрыты промышленные газовые залежи на месторождениях Кхаи и Азах. Небольшая залежь нефти установлена в свите Бхубан в районе Патхария.

АССАМСКИЙ БАССЕЙН

Ассамский нефтегазоносный бассейн приурочен к небольшой межгорной впадине, расположенной в долине р. Брахмапутры, в Индии. Ассамский бассейн имеет двустороннее горное обрамление в связи с крупным петлевидным изгибом области альпийской складчатости — Альпийско-Гималайского горного складчатого пояса. С севера бассейн ограничен высокогорным (до 4,5 *км*) Гималайским складчатым сооружением, сложенным отложениями докембрийского — эоценового возраста, образующими систему покровов, надвинутых в южном направлении. Юго-восточное обрамление бас-

сейна представлено антиклинорием Нага, образованным серией изоклинальных складок, сложенных преимущественно палеогеновыми отложениями, морфологически выраженных в виде среднегорной области высотой до 3 *км*. Границей между Ассамским и более южным — Бенгальским бассейнами служит обособленный выступ Индостанского щита — горный массив Шиллонг, сложенный докембрийскими отложениями, а также складчатый комплекс гор Джантийя и Барайл, сложенных в основном палеогеном (абс. отметки до 2 *км*).

На западе Ассамский бассейн отделяется от смежного Гангского тектоническим выступом с выходами на поверхность докембрийского фундамента, образующими ряд небольших холмов в долине р. Брахмапутра.

Долина Брахмапутры рассматривается в качестве рамповой впадины, обрамленной с обеих сторон серией разрывных нарушений. В центральной части впадины намечается обширное погребенное поднятие платформенного типа — срединный массив, являющийся опущенным восточным продолжением массива Шиллонг, перекрытого мощным (свыше 5—6 *км*) комплексом кайнозойских отложений, вероятно, подстилающих более древ-

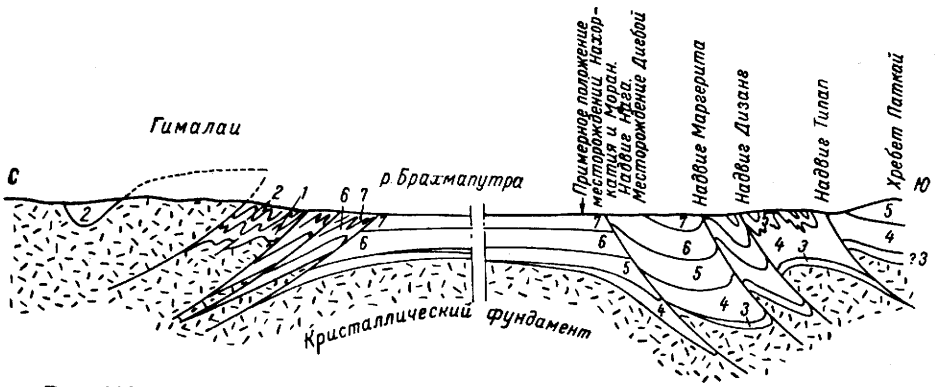


Рис. 110. Профильный разрез через Ассамский бассейн (по Лису, 1952 г.).

1 — гондванские слои и триас; *2* — юра; *3* — мел; *4* — эоцен; *5* — олигоцен; *6* — миоцен; *7* — плиоцен.

ними образованиями (рис. 110). Углы наклона слоев здесь не превышают нескольких градусов. От краевых частей бассейна упомянутое поднятие отделено узкими глубокими прогибами и затем системой чешуйчатых надвигов и взбросов, особенно полно развитых на южном борту впадины в Нага-Дизангской чешуйчатой области. В поднятых крыльях надвигов на поверхности иногда сохраняются ядра антиклинальных складок, срезаемые разрывами на небольшой глубине.

В разрезе кайнозойских отложений, составляющих основную часть осадочного выполнения Ассамского бассейна, наблюдается толща конгломератов плиоцен-плейстоцена, пресноводные и солоноватоводные песчано-глинистые отложения миоцена-олигоцена (9 *км*) и монотонная серия глин (мощностью 3 *км*), соответствующая нижней части палеогена (эоцен-палеоцен, возможно, также верхи мела). В северной части бассейна предполагается также присутствие мезозойских, в частности, юрских и верхнепалеозойских отложений (табл. 45).

Основными нефтеносными толщами являются песчаники типа миоценового возраста (месторождение Дигбой) и олигоценовые песчаники барайл (месторождения Нахоркатия и Моран), образующие ряд пластовых резервуаров.

В пределах бассейна в настоящее время известны два типа зон нефтегазонакопления: а) связанные с цепочками надвинутых в виде чешуй антиклинальных складок, обрезанных разрывами; б) связанные с валами и цепочками пологих брахиантиклиналей, погребенных под аллювиальной

Таблица 45

Схематический сводный стратиграфический разрез Ассамского нефтегазоносного бассейна

Система	Отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	Плейстоцен	Дихинг		Рыхлые конгломераты. Локальное несогласие	До 3500	
Неогеновая	Плиоцен	Типам	Намсанг	Пестроцветные разнозернистые песчаники, конгломераты с лигнитовой галькой, подчиненные прослои глин	800—3000	
	Миоцен		Глин — гируджан	Пестрые глины с несколькими прослоями песчаников	1000—1800	
			Песчаников — типам	Грубозернистые ожелезненные песчаники в свежем состоянии зеленого, в выветренном — коричневого цвета, с прослоями конгломератов, глин с остатками древесины. Локальное несогласие	900—2400	Главный нефтеносный горизонт — песчаники дигбой на месторождении Дигбой, многочисленные нефтепроявления на поверхности
Палеогеновая	Олигоцен	Сурма		Чередование слоистых глин, песчаников и конгломератов. Местами свита выпадает из разреза. Несогласие	0—600	
		Барайл	Тикак-парбат	Чередование песчаников и углистых глинистых сланцев, пласты угля	300—600	Нефтеносные пески на месторождениях Нахоркатия и Моран. Естественные нефтепроявления в песчаниках
			Бара-голай	Серые, голубовато-серые песчаники, слоистые глины, пропластки угля	2700	
			Наогаон	Тонкослоистые, тонкозернистые песчаники	900—1000	
	Эоцен	Дизанг		Темно-серые слоистые глины с подчиненными прослоями песчаников	3000	

равниной р. Брахмапутра. Первая разновидность зон характерна для краевых частей бассейна — Нага-Дизангской чешуйчатой области, где известно старейшее и до недавнего времени единственное разрабатываемое в Индии месторождение Дигбой. Подобные же зоны, но, вероятно, еще более сильно нарушенные, должны быть развиты и вдоль северного края бассейна. Широкое развитие разрывов и сложное строение чешуйчатых зон мало благоприятствуют сохранению крупных нефтяных залежей. На месторождении Дигбой в последние годы добывалось свыше 400 тыс. *т* нефти в год (а всего с начала эксплуатации около 10 млн. *т*).

Наиболее перспективной частью Ассамского бассейна является его центральная область, отвечающая погребенному срединному поднятию. На его южном склоне установлены зоны нефтегазонакопления второго типа. Месторождения приурочены к пологим погребенным платформенным брахиантиклиналям, рассеченным сбросами на ряд блоков, играющих существенную роль в распределении нефтяных залежей. Последние залегают на значительной глубине, будучи скрыты под толщей четвертичных аллювиальных осадков мощностью 1,5 *км* и миоценовых отложений мощностью также 1,5 *км* и более. Благоприятными данными для этой области являются спокойные условия залегания осадочного покрова большой мощности.

На месторождениях Нахоркатия и Моран скопления нефти и газа приурочены к олигоценовым песчаникам. Суточные дебиты скважин составляют 50—100 и до 300 *т*.

§ 37. ГРУППА БАССЕЙНОВ ИНДОСТАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Группа включает Камбейский, Коромандельский и Малабарский бассейны. Они характеризуются простым строением и являются прибрежно океаническими, занимая краевые части докембрийского Индостанского щита. Эти небольшие платформенные впадины заполнены отложениями мезозоя и кайнозоя. Коромандельский и Малабарский бассейны возможно нефтегазоносны. В Камбейском бассейне недавно открыты первые промышленные месторождения нефти и газа.

КАМБЕЙСКИЙ БАССЕЙН

Камбейский бассейн расположен на западном склоне Индостанской платформы, на побережье Качского и Камбейского заливов (см. рис. 108).

Бассейн включает Камбейский и Качский прогибы, по-видимому, имеющие грабеновидное строение и отделенные от смежных областей прогибания Качским и Катхиаварским поднятиями. Бассейны выполнены мезозойским и третичными отложениями и осложнены локальными поднятиями платформенного типа.

В районе Камбея в 1957 г. было открыто Камбейское газовое месторождение, а в 1960 г. Анклешварское нефтяное. В Камбейском месторождении газоносными являются 4 пласта в эоцене, два в олигоцене и один в подошве миоцена; на Анклешварском месторождении нефтеносны песчаники эоцена, объединяемые в три пачки. Наиболее продуктивной является средняя пачка, имеющая мощность 43 *м*. Из 62 скважин месторождение дает около 2000 *т/сутки*.

Юго-западнее Анклешвара на поднятии Олпад получены притоки газа из миоцена; на севере бассейна в районе Ахмадабада на трех поднятиях выявлены нефтяные пласты (в интервале глубин 1200—1400 *м*), приуроченные к сильно трещиноватым угленосным отложениям эоценового возраста.

Бассейн интенсивно разведывается.

ПРОЧИЕ ПРИБРЕЖНЫЕ БАССЕЙНЫ ИНДОСТАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА (КОРОМАНДЕЛЬСКИЙ И МАЛАБАРСКИЙ)

На обеих сторонах Индостанского полуострова краевые прибрежные части щита представляют собой узкие платформенные прогибы, перекрытые морскими осадками мезозоя и кайнозоя. По мере движения от щита в сторону моря наблюдается пологое погружение слоев и нарастание мощностей отложений. С подобными незамкнутыми прибрежными платформенными впадинами в ряде районов земного шара связаны нефтегазоносные бассейны. Наиболее крупным и перспективным из группы прибрежных платформенных бассейнов на Индостанском полуострове является Коромандельский, расположенный на побережье Бенгальского залива. Мощность осадочного покрова здесь достигает 1,5—2,5 *км* и, возможно, более. Перспективны отложения эоцена и мезозоя.

В районе Коромандельского побережья отмечались естественные газопроявления.

Узкие прогибы меньших размеров развиты на западном побережье Индостанского полуострова (Малабарский берег и прибрежная полоса севернее последнего).

§ 38. ГРУППА БАССЕЙНОВ ИНДО-КИТАЙСКОГО ПОЛУОСТРОВА

В группу включены Ирравадийско-Андаманский и Индо-Синийский бассейны. Оба они связаны с межгорными впадинами послепалеозойских складчатых сооружений. Строение Ирравадийско-Андаманского бассейна относительно простое. Он обрамлен мезозойскими и кайнозойскими складчатыми сооружениями, в то время как Индо-Синийский бассейн обладает западным мезозойским и восточным палеозойским складчатым обрамлением.

В Ирравадийско-Андаманском бассейне с давних пор ведется добыча нефти из выполняющих его осадков кайнозоя. Индо-Синийский бассейн является возможно нефтегазоносным.

ИРРАВАДИЙСКО-АНДАМАНСКИЙ БАССЕЙН

Ирравадийско-Андаманский бассейн расположен в западной части Индо-Китайского полуострова. Доступная непосредственному изучению северная часть бассейна приурочена к впадине бассейна р. Ирравади, вытянутой в меридиональном направлении на расстояние свыше 1000—1200 *км* при ширине всего 150—200 *км*, расположенной на территории Бирманского Союза (рис. 111). Это впадина отличается общим региональным наклоном в южном направлении и раскрывается в сторону Андаманского моря, соответствующего, очевидно, центральной части бассейна.

Южным окончанием Ирравадийско-Андаманского бассейна, по-видимому, является небольшая впадина, охватывающая северную оконечность о. Суматры, раскрывающаяся в сторону Андаманского моря.

Граница Ирравадийско-Андаманского и индонезийских нефтегазоносных бассейнов проведена условно по предполагаемой погребенной структурной перемычке, намечающейся в районе Малаккского пролива, в месте сближения складчатых сооружений Суматры и Малакки.

Обрамления Ирравадийско-Андаманского бассейна морфологически выражены в виде среднегорных областей высотой 2—2,5 *км* на востоке и до 2,5—3,8 *км* на западе.

С востока бассейн ограничен мезозойским складчатым сооружением, образованным системой сложнодислоцированных линейных складок субмеридионального простирания, сформированных в триасе в результате индосинийской складчатости. В северной части бассейна в состав восточного обрамления входит Шаньский массив, в котором на докембрийском — нижнепалеозойском (?) фундаменте залегает умеренно дислоцированный покров перми и мезозоя.

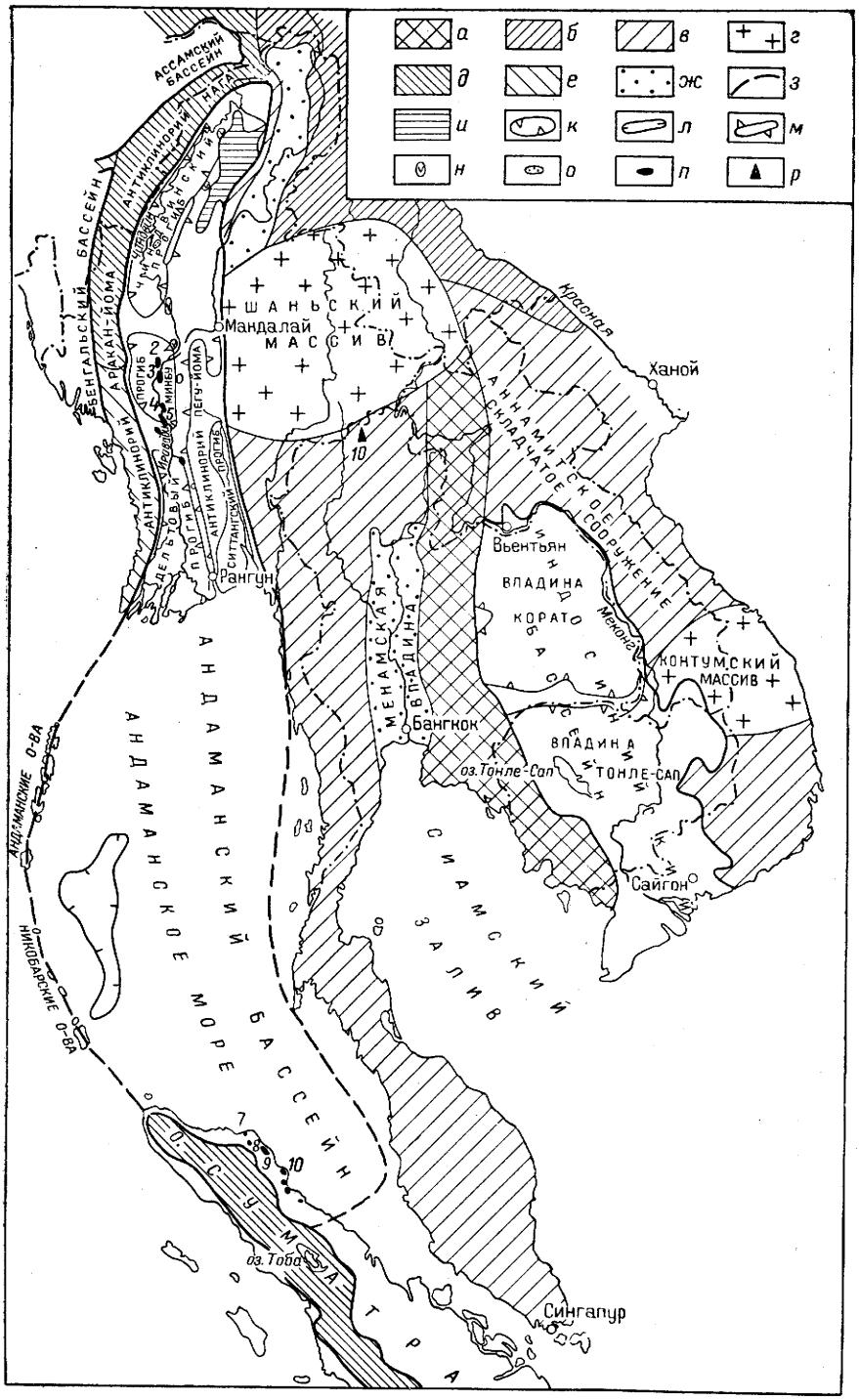


Рис. 111. Карта Ирравадийско-Андаманского и Индо-Синийского бассейнов.

Области обрамлений бассейнов: *а* — среднегорные, низкогорные, частично равнинные области палеозойской складчатости. Области мезозойской складчатости: *б* — высокогорные, *в* — среднегорные, низкогорные, частично равнинные, *г* — среднегорные области срединных массивов, входящие в состав области мезозойской складчатости. Области кайнозойской складчатости: *д* — высокогорные, *е* — среднегорные, низкогорные, частично равнинные; *ж* — крупные прогибы внутри складчатых областей — синклинории, сложенные на поверхности молодым осадочным комплексом.

Известные и перспективные нефтегазоносные бассейны: *з* — границы бассейнов (пунктиром показаны границы вдоль погребенных разделов); *и* — приподнятые области в краевых частях впадин, с выходами палеогеновых и более древних отложений (возможно, не входящие в состав бассейна); *к* — контуры крупных прогибов; *л* — контуры наиболее опущенной части дна Андаманского моря; *м* — контуры крупных поднятий; *н* — выходы эффузивных образований на поверхность вдоль «вулканической линии»; *о* — нефтегазовое месторождение: *1* — Индо; *п* — нефтяные месторождения: *2* — Сабе-Енангьят, *3* — Чаук-Ланива, *4* — Енангьяунг, *5* — Минбу, *6* — Еианма, *7* — Рантау, *8* — Палу, *9* — Табахан; *р* — выходы асфальта на поверхность внутри складчатой области, находящиеся в разработке: *10* — Мефанг

Западное обрамление бассейна образовано альпийским складчатым сооружением Бирманско-Яванской дуги, протягивающейся от Аракан-Йома на севере через Андаманские и Никобарские острова к расположенным южнее Суматры островам Ментавай. Юго-западной границей бассейна служит центральный вулканический хребет о. Суматры.

Аракан-Йома представляет собой сложно построенный крупный антиклинорий, расположенный на продолжении Восточных Гималаев и образованный системой складок, сложенных преимущественно эоценовыми, отчасти более древними отложениями.

Собственно Ирравадийско-Андаманский бассейн — это крупный асимметричный межгорный прогиб со складчатой внутренней структурой. От смежных горных складчатых сооружений бассейн отделен обычно крупными разрывными нарушениями. Осевая, наиболее погруженная часть бассейна заметно смещена к западу, в сторону более активного обрамления областям альпийской складчатости. В западной части бассейна на севере фиксируется зона наибольших мощностей третичных отложений — 12—15 *км*, а на юге областям наибольшего прогибания соответствуют глубоководные впадины в западной части Андаманского моря (с глубинами до 4 *км*).

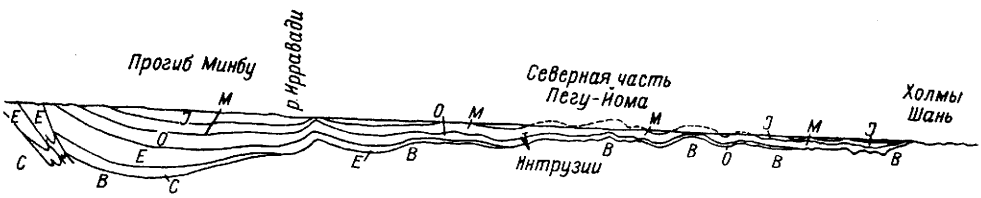


Рис. 112. Профильный разрез через Ирравадийско-Андаманский бассейн (по Тейншу, 1950 г.).

J — Ирравади; *M* — миоцен; *O* — олигоцен; *E* — эоцен; *C* — мел; *B* — нерасчлененное основание.

Особенно яркая асимметрия характерна для центральной части впадины Ирравади, что связано с наличием здесь на востоке устойчивого Шаньского массива (рис. 112). Западная часть впадины здесь имеет характер узкого, весьма резко выраженного прогиба с обрезанным системой разрывов крутым западным бортом. Большая восточная часть впадины представляет собой обширный, сложно построенный пологоскладчатый склон, обращенный в сторону Шаньского массива и несущий заметно сокращенный по сравнению с западом осадочный покров.

Северная наземная половина бассейна — впадина Ирравади в своей западной части разделяется поперечными перемычками на три прогиба: северный — Чиндвинский, центральный — Минбу и южный, или дельтовый. Прогибы осложнены системой субмеридиональных, обычно крутых, нарушенных разрывами складок, большая часть которых наклонена в восточном направлении. В восточной половине впадины Ирравади выделяется: пояс вулканических холмов, в северной части которого (г. Поуп) обнажаются дотретичные отложения, крупная антиклинальная зона Пегу-Пома, сложенная молодыми миоценовыми отложениями и отделенная от восточного края бассейна Ситтангским прогибом. На продолжении последнего в северной половине Ирравадийской впадины находится Мандалайский прогиб. На широте г. Мандалай в восточной половине Ирравадийской впадины намечается крупная поперечная зона прогибания, в сторону которой погружаются с юга периклинальные окончания поднятий Пегу-Йома и вулканической линии, а с севера — складки восточного борта Чиндвинского прогиба.

Северная центриклиналь Ирравадийско-Андаманского бассейна расположена в месте крутого поворота всех структурных элементов Альпийско-Гималайского пояса с востока на юг. К северо-востоку, в истоках рек Чиндвин и Ирравади выделяется ряд небольших прогибов, отделенных от основ-

ной части бассейна выступами древних пород, входящих в состав фундамента.

Осадочный покров северной наземной части Ирравадийско-Андаманского бассейна представлен чрезвычайно мощным комплексом третичных песчано-глинистых отложений. В их составе наблюдается грубое чередование толщ (мощностью 0,5—2 *км*), отличающихся преобладанием глин или песчаников. На юге разрез третичных отложений, за исключением самых верхних горизонтов, представлен морскими образованиями, в северной части Ирравадийской впадины наблюдается чередование морских, солоноватоводных и пресноводных осадков. Севернее 22° с. ш. палеоген и миоцен представлены в основном континентальными осадками, в составе которых существенная роль принадлежит песчаникам и конгломератам. Здесь на значительной площади из разреза полностью или частично выпадают отложения олигоцена.

Естественные нефтепроявления и промышленно-нефтегазоносные горизонты отмечены почти по всему разрезу неогеновых отложений, начиная со среднего эоцена до нижней части миоцена. В эоценовых отложениях известны многочисленные выходы нефти и газа в пределах западной краевой моноклинали. Основные промышленно-нефтегазоносные горизонты на месторождениях Ирравадийско-Андаманского бассейна связаны с олигоценовыми и нижней частью миоценовых отложений серии пегу. Природные резервуары имеют пластовый характер и представлены прослоями песчаников мощностью от 3 до 15 *м*. Общее количество продуктивных горизонтов достигает 35—50 *м*, глубина залегания их колеблется от 100 до 1800 *м*. Пористость песчаников изменяется от 15—18 до 35%, проницаемость — от нескольких десятков до 2000 *мд*, в среднем 200 *мд*. Суточные дебиты скважин достигают 130—140 *т*.

Локальные поднятия, к которым приурочены месторождения нефти и газа в Ирравадийской впадине, имеют асимметричный поперечный профиль с пологим западным и крутым, обычно осложненным надвигом, восточным крылом. Характерно широкое развитие поперечных сбросовых нарушений, расчленяющих месторождение на многочисленные блоки. Многие поднятия осложнены грязевыми вулканами, обычно располагающимися по линиям крупных разрывов в сводовых частях антиклиналей. Такие поднятия обычно не содержат сводовых залежей нефти; последние здесь приурочены к отдельным блокам. Отмечены также типичные диапировые поднятия, связанные с течением пластичных олигоценовых глин. По мере движения к югу строение складок в общем усложняется.

Основные нефтяные месторождения северной части Ирравадийско-Андаманского бассейна приурочены к центральному прогибу (Минбу), который можно рассматривать в качестве самостоятельной нефтегазоносной области. Большая часть месторождений расположена на восточном борту прогиба. Здесь выделяется несколько меридионально ориентированных антиклинальных зон нефтегазонакопления. К одной из зон, протягивающейся в 20 *км* восточнее оси прогиба, приурочены месторождения Сабе-Енангьят, Чаук-Ланива, Енангьяунг и Ондве. В 30—50 *км* южнее Енангьяунга несколько кулисообразно по отношению к отмеченной зоне располагается антиклинальная зона Минбу, в пределах которой также имеется несколько месторождений (Минбу, Падауклин). Восточнее первой зоны проходит еще одна цепь антиклиналей, наиболее северной из которых является поднятие Махудаунг. Восточнее имеется еще несколько цепей антиклиналей.

В настоящее время добыча нефти производится лишь на двух площадях — Чаук-Ланива и Енангьяунг.

Чаук и Ланива представляют собой два участка одного месторождения, разделенного руслом р. Ирравади. Месторождения приурочены к асимметричной брахиантиклинали, сложенной олигоценовыми песчаниками свиты окминтаун с пологим западным крылом, наклоненным под углом 10—15°, и очень крутым, местами подвернутым восточным крылом, рассеченным

продольным надвигом. Серией широтных сбросов месторождение расчленено на ряд блоков, играющих существенную роль в распределении залежей. Нефтяные залежи имеют небольшие газовые шапки. Основными нефтегазоносными горизонтами являются песчаники свиты падаун (олигоцен), в которых наблюдается около 35 горизонтов мощностью 3—15 *м*, залегающих на глубинах 0,4—1,5 *км*. Суточные дебиты скважин колеблются от десятков килограммов до десятков тонн.

Месторождение Енангьяунг расположено в 50 *км* южнее Чаука в той же антиклинальной зоне. Оно связано с брахиантиклинальной складкой почти симметричного строения. Углы наклона слоев на крыльях поднятия составляют 40° на восточном и 50° на западном. Складка разбита многочисленными сбросами на блоки. Обычно разрывы затухают на небольшой глубине. На поверхности обнажаются миоценовые песчаники свиты чауко. Нефтеносные горизонты приурочены к миоцену и олигоцену: свитам чауко, пьобуэ, окминтаун и падаун. Общая мощность нефтеносного комплекса достигает 1350 *м*. В разрезе наблюдается 50 нефтегазоносных горизонтов мощностью от 3 до 45 *м*, залегающих на глубинах от поверхности до 1700 *м*. Нефтяные залежи в свитах окминтаун и падаун сопровождаются газовыми шапками. Суточные дебиты скважин изменяются от 140 *кг* до 140 *т*. Месторождение Енангьяунг разрабатывается с последнего десятилетия прошлого века. Суммарная добыча нефти на месторождении Енангьяунг до 1956 г. составила 24 млн. *т*.

Нефти Ирравадийской впадины имеют парафинистое основание, отличаются высоким содержанием смол. Удельный вес нефти 0,81—0,83.

К югу от основных месторождений складки более резко дислоцированы и тесно сближены друг с другом.

На западном борту прогиба Минбу известно лишь одно месторождение — Енанма, расположенное на моноклинали. Небольшая нефтяная залежь здесь, по-видимому, ограничена разрывным нарушением (Эванс), хотя имеются представления об образовании скоплений нефти за счет выклинивания песчаных горизонтов вверх по восстанию (Котте).

Северная Чиндвинско-Мандалайская нефтегазоносная область, расположенная к северу от 22° с. ш., отличается развитием преимущественно континентальных третичных отложений, а также отсутствием или слабым распространением олигоцена. Все поверхностные нефтепроявления северной области приурочены к верхней половине эоцена. В западной части области выделяется собственно Чиндвинский прогиб, на восточном крыле которого выделяется ряд антиклинальных зон нефтегазонакопления, имеющих сравнительно простое строение. Здесь известно небольшое нефтегазовое месторождение Индо, приуроченное к асимметричной брахиантиклинали с пологим (<10—15°) западным и крутым (<50—65°) восточным крыльями. Нефтеносные горизонты, связанные с песками верхней части серии пегу, залегают на небольшой глубине (250—350 *м*). Ниже выделяются газоносные пески с большим пластовым давлением.

Серия антиклинальных зон района Индо является структурным разделом между Чиндвинским прогибом и расположенным юго-восточнее сложно построенным прогибом низовьев рек Чиндвин, Му и района г. Мандалай. Разрез этой территории аналогичен Чиндвинскому прогибу. Здесь выделяется ряд крупных меридионально ориентированных антиклинальных и синклинальных зон. Часть из них представляет интерес для поисков нефти и газа.

Весьма перспективной нефтегазоносной областью Ирравадийско-Андаманского бассейна является южный или дельтовый прогиб, перекрытый сплошным чехлом аллювиальных отложений. Значительная мощность третичных отложений, преобладание в их разрезе морских осадков и несомненное наличие погребенных поднятий дают возможность высоко оценивать перспективы нефтегазоносности данной области. В последнее время здесь пробурено несколько глубоких скважин (Кьякла, Дедайе, Пайягон),

Таблица 46

Схематический сводный стратиграфический разрез северной части Ирравадийско-Андаманского бассейна

Система	Отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Неогеновая	Плиоцен	Ирравади		Пресноводная косослоистая толща песчаников и конгломератов с подчиненными прослоями глин, местами прослои эффузивов. Несогласие	Свыше 3000	
	Миоцен	Пегу	Обогон	Частое переслаивание песчаников и глин, на юге имеющих морское, на севере континентальное происхождение и содержащих прослои конгломератов	До 1000	
			Чауко	Желтовато-коричневые песчаники с подчиненными прослоями серых глин. На севере песчаники более грубые, с включениями гальки	До 1500	Песчаники нижней части свиты нефтеносны на месторождении Енангьяунг
			Пьобуэ	Голубовато-серые глины с подчиненными прослоями песчаников большой мощности. На севере — пестроцветные глины и песчаники с галькой. Несогласие	До 1000	Прослои песчаников нефтеносны на основных месторождениях
Палеогеновая	Олигоцен		Окминтаун	Песчаники морского происхождения с отдельными прослоями серых глин и ракушечники	0—1500	В центральном прогибе нефтеносны по всему разрезу
			Падаун	Голубовато-серые глины, внизу — чередование песчаников и глин. К северу количество песчаников увеличивается	600—1000	Песчаники нефтеносны
			Суэзето	Чередование песчаников и глин, на севере—континентальные отложения с прослоями угля	700—1300	Нефтеносны на месторождении Енанма
	Эоцен	Нуммулитовая	Ё	Светло-голубые глины с прослоями известняков, песчаников, конгломератов и небольшим количеством углистого вещества	300—700	
			Пондаун	Зеленоватые песчаники с редкими прослоями серо-голубых, иногда красных глин. На севере осадки приобретают континентальный характер	До 2000	Нефтепроявления в Чиндвинском прогибе
			Табьин	Зеленовато-желтые глины с прослоями песчаников и тонкими прослоями угля, количество которых увеличивается к северу	1300	Нефтепроявления в Чиндвинском прогибе

Продолжение табл. 46

Система	Отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносность
Палеогеновая	Эоцен	Нуммулитовая	Тилин	Песчаники с подчиненными прослоями глин: на юге — морского, севернее — континентального происхождения	0—1500	
			Лаунше	Темно-серые, хорошо слоистые глины	2700—3600	
Меловая	Палеоцен — датский		Паундиги	Конгломераты и крупнозернистые песчаники. Залегают несогласно на метаморфических сланцах и филлитах, возраст которых не установлен	600—1200	

в которых получены незначительные признаки газа, приуроченные к миоценовым отложениям.

Максимальных размеров добыча нефти в Ирравадийской впадине достигала в 1932 г., когда было получено 1155 тыс. *т*. В 1963 г. добыча нефти здесь составила около 600 тыс. *т*.

Южная оконечность Ирравадийско-Андаманского бассейна занимает небольшую северную часть острова Суматры. На дотретичном фундаменте здесь залегает осадочная толща, обнимающая по возрасту интервал от эоцена до плиоцена включительно, общей мощностью 7,5—9,4 тыс. *м*. Эоцен, нижний и средний миоцен образуют трансгрессивную серию, а верхний миоцен и плиоцен — регрессивную. Эоцен представлен брекчиями и песчаниками с подчиненными известняками (мощность около 800 *м*, развит локально). Нижний и средний миоцен сложены монотонными, глинистыми толщами с незначительным развитием песчаников в верхах (мощность до 6000 *м*). Верхний миоцен представлен песчано-глинистой толщей; кверху песчанистость нарастает, и толща постепенно приобретает почти полностью континентальный характер (мощность до 1100 *м*). Плиоцен сложен в основном континентальными песчано-глинистыми образованиями с преобладанием песков и песчаников (мощность до 1500 *м*) (табл. 46).

Промышленная нефтегазоносность приурочена почти целиком к верхнему миоцену; совершенно подчиненное значение имеет нефтеносность самых верхов среднего миоцена и самых низов плиоцена. Коллекторы представлены песчаниками и песками; природные резервуары, видимо, пластовые.

Насчитывается до 12 нефтегазовых месторождений антиклинального типа, в основном группирующихся в зону (зоны?) северо-западного простирания. По-видимому, антиклинальная зона (зоны?) связана с блоковым поднятием фундамента.

Крупнейшее месторождение Рантау приурочено к довольно пологой антиклинали, интенсивно нарушенной многочисленными разрывами. Они разбивают антиклиналь и месторождение на ряд самостоятельных блоков. Насчитывается до 11 продуктивных песчаных горизонтов мощностью от 3 до 30 *м*.

ИНДС-СИНИЙСКИЙ БАССЕЙН

В центральной части Индо-Китайского полуострова расположен массив, морфологически выраженный в виде низменной равнинной впадины, обрамленной низкогорными и среднегорными областями мезозойской складчатости

на востоке и севере и палеозойской складчатости на западе. Индо-Синийский массив имеет древний, по-видимому, докембрийский фундамент и осадочный покров, в составе которого выделяются два структурных этажа. Нижний этаж представлен средним палеозоем — довольно круто дислоцированными известняками и лидитами девонского возраста мощностью 2—3 *км*. Верхний структурный этаж образован «индосинизами» Ж. Фромаже, почти не нарушенными отложениями верхнего палеозоя и мезозоя (средний карбон — мел), представленными пестроцветными (зелеными, красными) песчаниками, глинами, мергелями, с прослоями углей, общей мощностью в краевых частях срединного массива около 1,2 *км*.

Поперечным поднятием Дангрек Индо-Синийский бассейн разделяется на две впадины: северную — Коратскую и южную — Тонлесапскую, каждая из которых, возможно, в дальнейшем будет выделена в качестве самостоятельного нефтегазоносного бассейна.

К западу от Индосинийского массива наиболее крупной межгорной впадиной является Менамская. Севернее Менамской впадины в одной из весьма небольших межгорных долин (размером 8—15 × 50 *км*) известно единственное в Тайланде непромышленное нефтяное месторождение Мефанг, в котором из третичных отложений, залегающих на малой глубине, добывается весьма небольшое количество тяжелой нефти (менее 1 *т/сутки*).

§ 39. ГРУППА БАССЕЙНОВ ЗОНДСКОГО АРХИПЕЛАГА И ЗАПАДНОЙ НОВОЙ ГВИНЕИ

Группа бассейнов Зондского архипелага и Западной Новой Гвинеи объединяет ряд бассейнов, расположенных на островах Суматре, Яве и Калимантан, описываемых совместно под названием «Зондских бассейнов», и бассейн Вогелкоп, основная часть которого расположена на одноименном полуострове Западной Новой Гвинеи.

Они находятся в пределах современной геосинклинали, либо в областях, непосредственно к ней тяготеющих, на стыке восточной части Тетиса и тихоокеанских островных дуг, в чрезвычайно сложной тектонической обстановке. Расшифровка последней затрудняется еще более тем, что на суше находятся и доступны непосредственному изучению, как правило, лишь часть этих бассейнов и лишь обрывки отдельных тектонических элементов. Кроме того, обширные области закрыты и труднодоступны, поэтому изучены очень слабо. Само выделение бассейнов и проведение их границ, а также классификационная характеристика в ряде случаев условны.

С этой оговоркой бассейны этой группы отнесены к бассейнам межгорных послепалеозойских складчатых сооружений и современных геосинклиналей; несомненно, они относятся к разновидности с частично подводным обрамлением.

В Зондских бассейнах возраст осадочного выполнения и продуктивных отложений исключительно третичный. В бассейне Вогелкоп, помимо того, подчиненное значение имеют мезозой и верхний палеозой.

ЗОНДСКИЕ БАССЕЙНЫ

Вдоль северо-восточной и северной стороны западной части внутренней вулканической дуги Индонезии протягивается цепочка впадин, по своему характеру приближающихся к предгорным впадинам. Впадины эти представляют собой нефтегазоносные бассейны ниже выделяемые под названием бассейнов Средней Суматры и Явы. Выделение отдельных звеньев цепочки в качестве самостоятельных бассейнов либо частей бассейнов произведено в значительной мере условно (рис. 113).

Бассейн Средней Суматры расположен на Суматре. Бассейн Явы расположен в основном на одноименном острове; восточная оконечность бассейна захватывает Мадуру. Оба бассейна находятся в пределах республики Индонезии (рис. 113).

Другие Зондские бассейны расположены на о. Калимантан.

В Зондских бассейнах в типичных случаях осадочное выполнение занимает один крупный осадочный цикл, начинающийся в основном с неогена, реже — с эоцена или олигоцена, и заканчивающийся в плио-плейстоцене, либо продолжающийся поныне. Первая часть этого цикла, в основном вплоть до верхов миоцена, включает трансгрессивную серию морских отложений, в которых развиты мощные глинистые толщи, обычно рассматриваемые как нефтематеринские. Вторая часть цикла включает регрессивную морскую серию, переходящую вверх по разрезу в континен-

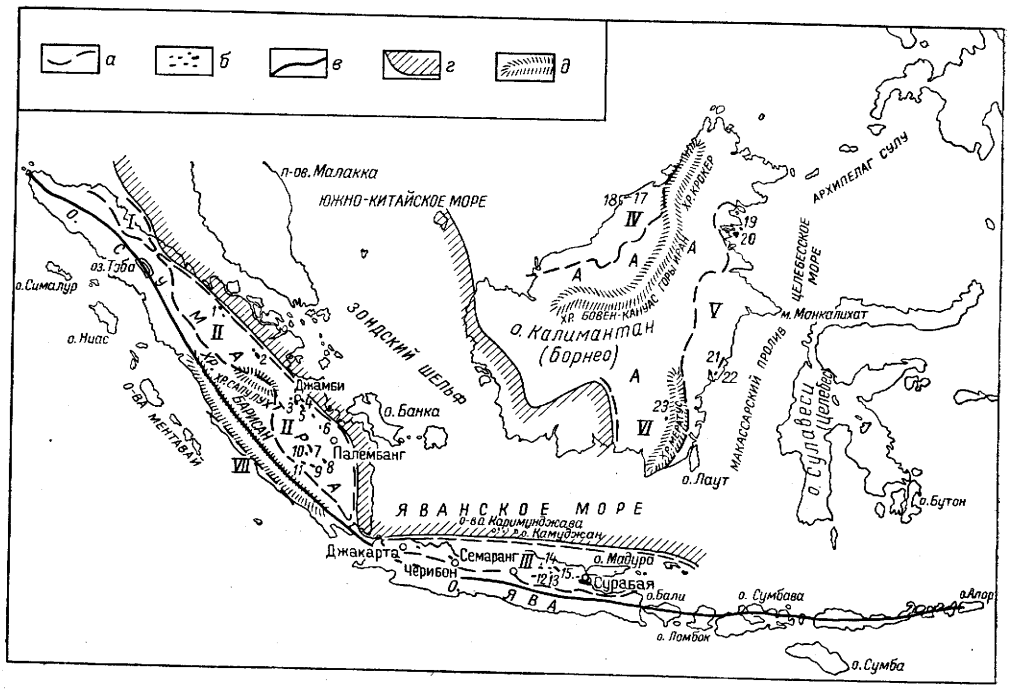


Рис. 113. Карта Зондских бассейнов.

I — южная оконечность Ирравадийско-Андаманского бассейна; *II* — бассейн Суматры; *III* — бассейн Явы; *IV* — Северо-Калимантанский бассейн; *V* — Восточно-Калимантанский бассейн; *VI* — бассейн Барито; *VII* — впадина Бенкулен. *А* — область развития сильно дислоцированных дотретичных и третичных отложений и эффузивов на острове Калимантан. *а* — примерные границы бассейнов; *б* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади; *в* — ось внутренней (вулканической) дуги Индонезии; *г* — примерные границы относительно стабильной области (штриховка направлена внутрь области); *д* — горные хребты. Нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади: *1* — Дури, *2* — Лирик, *3* — Баджубанг, *4* — Кенали Асам, *5* — Темпино, *6* — Клуанг, *7* — Таланг Акар, *8* — Таланг Джимар, *9* — Субан Джериги, *10* — Таланг Джирак, *11* — Бенакат, *12* — Семанги Нглобо, *13* — Ледок, *14* — Кавенган, *15* — Дандаузжило, *16* — Лидах-Крука, *17* — Сериа, *18* — Мири, *19* —Бунью, *20* — Памусиан, *21* — Санга-Санга, *22* — Самбоджа, *23* — Тандьюнг.

тальную. Для этой части цикла характерны все большее и большее обогащение песчаным материалом и накопление песчаных горизонтов, служащих коллекторами.

Бассейны Средней Суматры и Явы ограничены с юго-запада и юга новейшим горным сооружением внутренней (так называемой вулканической) дуги Индонезии. На Суматре она выражена горами Барисан.

Бассейн Средней Суматры ограничивается с северо-востока узкой полосой развития на поверхности дотретичных, главным образом метаморфических и изверженных пород на северо-восточном побережье Средней Суматры и смежных островах. Те же образования слагают о. Каримунджава у северного берега Явы, намечая восточное продолжение упомянутой полосы и тем самым северное, в основном уже подводное ограничение бассейна Явы. Тектоническая характеристика данной полосы неясна. Она, по-видимому, представляет собой юго-западную окраину обширной, относительно стабильной области дотретичной консолидации типа срединного массива, в ряде

мест, видимо, переработанной мезозойскими движениями. Значительная часть этой области, сейчас занятая мелководным морем, известна под названием Зондского шельфа. В нее же входит мелководное Яванское море.

Один от другого названные бассейны отделяются нередко в значительной мере условно. Разграничение образуется благодаря выступу к юго-западу упомянутой стабильной области в районе Зондского пролива, отделяющего Суматру от Явы.

Слабовыраженный выступ фундамента наблюдается посредине бассейна Средней Суматры (горы Тигапулу, хр. Сапулух), разделяя его на две полуобособленные части. Северная из них в литературе обычно именуется бассейном Центральной или Средней Суматры, а южная — бассейном Южной Суматры. Таким образом, нефтеносный район, обычно именуемый Средней Суматрой, совпадает лишь с северной частью бассейна.

Аналогичный выступ фундамента в районе озера Тоба на севере Средней Суматры в известной мере условно отделяет его от южной части Ирравадийско-Андаманского бассейна.

Фундамент бассейнов сложен дотретичными образованиями, среди которых широко развиты изверженные и метаморфические породы; местами выделены пермо-карбоновые, меловые, а местами и эоценовые отложения; фундамент обладает сильно расчлененным рельефом.

Осадочное выполнение бассейна Средней Суматры слагается практически лишь миоценовыми и плиоценово-четвертичными, а бассейна Явы — также и олигоценовыми толщами.

На Суматре базальные горизонты осадочного выполнения представлены конгломератами, глинами, алевролитами, рыхлыми песчаниками, туфами и конгломератами. Возраст их палеогеновый.

Морская трансгрессия началась с нижнего миоцена и продолжалась на протяжении большей части миоцена, ознаменовываясь отложением глинистой, частично мергелистой толщи Телиса. В ней широко развиты темноцветные глины. На относительно поднятых участках среди бассейна и вдоль его северо-восточного борта происходило накопление преимущественно песчаников и коралловых известняков. На юго-западном борту у подножий вулканических гор накапливались мощные туфы Киким.

К концу миоцена бассейн был почти выполнен осадками, количество песчаного материала в разрезе увеличилось, и началась регрессия. Плиоценово-четвертичные отложения Палембанг представлены уже озерно-солоноватоводными образованиями: коричневыми глинами, белыми чистыми песками и угленосными отложениями. Они перекрываются в основном вулканическими туфами.

Общая максимальная мощность осадочного выполнения в северной части бассейна достигает 2,4 тыс. *м* (по другим данным составляет 2,3—3,5 тыс. *м*), а в южной — 5 тыс. *м* (по другим данным — 4,3 тыс. *м*), из которых основная часть приходится на миоценовую толщу. В пределах антиклинальных зон, развитых в бассейне, и в полосе северо-восточного борта, примыкающей к Зондскому шельфу, мощность осадочного покрова сокращается примерно в два раза (по некоторым данным даже до 1,2 тыс. *м*).

Толщи, выполняющие бассейн, собраны в ряд антиклинальных складок, как правило, хорошо выраженных на поверхности. В южной части бассейна складки группируются в основном в три антиклинальные зоны СЗ—ЮВ простирания: Муара-Энним, Пендопо-Бенакат и Палембанг (рис. 114). Эти зоны, по-видимому, связаны с поднятиями дотретичного фундамента. Интенсивность складчатости в целом затухает вкрест простирания зон и всего бассейна, т. е. с юго-запада к северо-востоку, а в пределах отдельных зон — от их осевых частей по направлению к разделяющим их синклинориям. В пределах синклинориев, соответствующих опущенным блокам фундамента, в осадочной толще развиты лишь очень пологие складки.

Антиклинальные складки, входящие в состав упомянутых зон, в особенности зон Пендопо-Бенакат и Муара-Энним, часто довольно круты и асиммет-

ричны. Более крутые крылья складок обычно в то же время осложнены надвигами. Большая часть складок разбита сбросами на отдельные блоки.

В бассейне регионально нефтеносны миоценовые отложения Телиса и нижняя Палембанг.

В единичных случаях промышленная нефтегазоносность связана с песчаниками плиоценовой свиты средняя Палембанг и базальных горизонтов осадочного выполнения; в последних нефтеносны иногда продукты разрушения гранитов фундамента.

Подавляющая часть месторождений бассейна связана с антиклинальными поднятиями антиклинальных зон, представляющих собой зоны нефтегазонакопления. По-видимому, на этих месторождениях преобладают пластовые сводовые, разбитые на отдельные блоки, залежи.

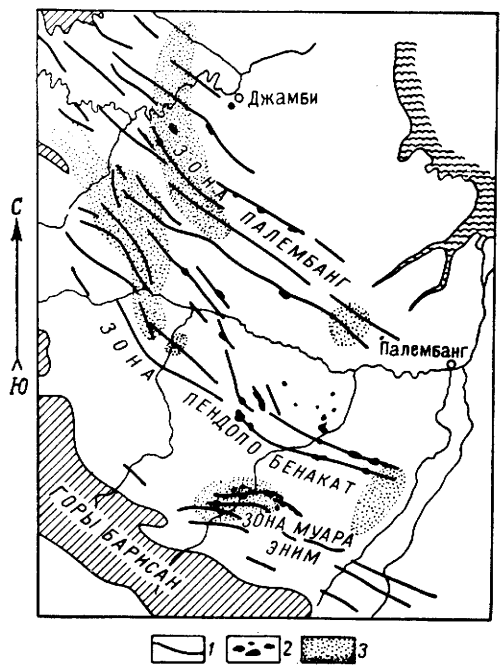


Рис. 114. Основные антиклинальные зоны южной части бассейна Суматры, с которыми связаны соответствующие зоны нефтегазонакопления (по Johannes H. L., Wennhers, 1958 г.)

1 — антиклинальные линии; *2* — нефтяные месторождения; *3* — площади с выходами нефти.

На северо-восточном борту бассейна в полосе, примыкающей к Зондскому шельфу, известны два небольших месторождения, связанные со слабыми погребенными структурными осложнениями этой полого моноклинальной полосы. Здесь в зоне фациального изменения глинистых миоценовых толщ, по-видимому, протягивается и соответствующая зона нефтегазонакопления. С дальнейшей разведкой связываются перспективы открытия в ее пределах месторождений моноклинального типа с литологически экранированными залежами.

Бассейн Явы суживается на долготе Черибона и на долготе Семаронга, пережимаясь на три части — западную, среднюю и восточную. Подавляющая часть известных месторождений сосредоточена в восточной части, значительно лучше изученной. Общая мощность осадочного выполнения в западной части бассейна, по различным источникам, приближенно оценивается цифрами примерно от 2,5—3,2 до 4 тыс. *м*, а в восточной части — свыше 5,5 до более 10 тыс. *м* (рис. 115).

В восточной части бассейна на о. Ява выделяются антиклинорий Рембанг и примыкающий к нему с юга синклинорий Рандублатунг, протягивающиеся в общем примерно широтно, следуя простиранию бассейна в целом. Морфологически антиклинорий Рембанг выражен северными известняковыми горами Явы. В его пределах третичные толщи смяты в ряд антиклинальных и куполообразных складок относительно более интенсивно, а в пределах синклинория — значительно слабее (рис. 116).

Некоторые антиклинали, видимо, ответвляются от зоны антиклинория, косо погружаясь по простиранию к ВЮВ. Такова, по-видимому, складка, к которой приурочено крупнейшее месторождение бассейна Кавенган. Антиклинальные складки обычно асимметричны с крутыми, до вертикальных либо опрокинутых и взброшенных, южными крыльями. На северных крыльях углы падения редко превышают 30°.

В осевой зоне антиклинория верхняя часть слоев Рембанг эродирована и в ряде мест отложения глобигериновой свиты залегают с эрозионным несогласием непосредственно на нижней части слоев Рембанг. По другим дан-

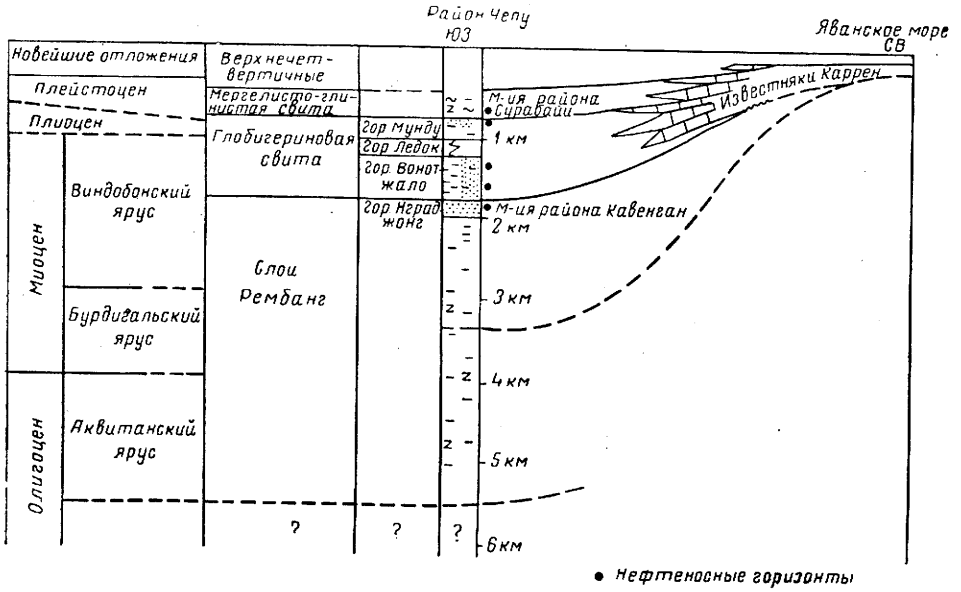


Рис. 115. Схематический сводный стратиграфический разрез восточной части бассейна Явы (по Jan Weeda, 1958 г.).

ным, в пределах всего бассейна наблюдается слабое несогласие между плиоплейстоценом и миоценом, относительно более выраженное в западной и средней частях бассейна. В западной части бассейна известен ряд нефтегазопроявлений как поверхностных, так и в скважинах и два небольших нефтяных месторождения.

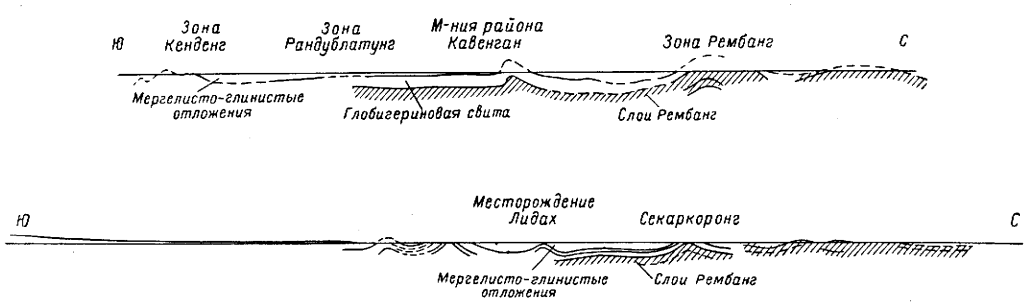


Рис. 116. Схематические поперечные профильные разрезы через восточную часть бассейна Явы (по Jan Weeda, 1958 г.).

В восточной части бассейна известно свыше 20 нефтяных месторождений и нефтеносных площадей (почти все на о. Ява), из которых крупнейшее Кавенган. Основной продуктивной толщей служит горизонт Нгроджонг, у кровли слоев Рембанг (миоцен), максимальная мощность которого несколько превышает 100 *м*. Меньшее значение имеет нефтегазоносность стратиграфически несколько более низких песчаных пачек слоев Рембанг и песчаных пачек глобигериновой формации, в особенности горизонта Мунду у кровли последней. Последний относится уже к плиоцену. Местами нефтеносны и перекрывающие его самые низы третичной серии Th, относящиеся, видимо, уже к плейстоцену.

Коллекторы — песчаного типа; природные резервуары — пластовые. Месторождения — антиклинального типа, они связаны с поднятиями, слагающими антиклинорий Рембанг и осложняющими синклинорий Рандублатунг. Поднятия группируются в ряд антиклинальных линий, представляющих собой антиклинальные зоны нефтегазонакопления.

Существуют предположения о возможности обнаружения стратиграфических зон нефтегазонакопления в связи с несогласием между плиоценом и миоценом в зоне антиклинория Рембанг.

На острове Калимантан выделяются три нефтегазоносных бассейна: Северо-Калимантанский, Восточно-Калимантанский и Барито.

Первый из них находится в основном в пределах Брунея и Саравака, а второй и третий — в Индонезии. Они расположены в частично труднодоступном и в целом геологически весьма недостаточно изученном регионе. Очертания бассейнов и геотектоническая характеристика их обрамления во многом неясны и само выделение их произведено в значительной мере условно.

Северо-Калимантанский бассейн ограничен с юга и юго-востока хребтом Бовен-Капуас, горами Иран и хребтом Крокер и примыкающими к ним на севере и северо-западе зонами развития интенсивно дислоцированных палеогеновых отложений и эффузивов.

Горное обрамление бассейна подвергалось интенсивным складчатым дислокациям еще в плиоцене.

К северу и северо-западу бассейн открывается в Южно-Китайское море. Значительная часть бассейна представляет собой закрытую прибрежную равнину.

Верхи фундамента большей части бассейна сложены, по-видимому, эоценовыми отложениями, дислоцированными в конце эоцена, а нормальное осадочное выполнение образуют олигоценовые, неогеновые и четвертичные отложения.

Олигоцен и нижний миоцен представлены в основном морской глинистой толщей (местная номенклатура — серия Сетай, индекс Te) мощностью свыше 5 тыс. *м*); вдоль периферии бассейна она становится более песчанистой; подчиненное значение имеют рифовые известняки. Средний и верхний миоцен представлен вдоль периферий бассейна песчаными, в основном дельтовыми и эстуариевыми образованиями, сменяющимися по мере удаления от границ бассейна нормальными морскими глинами (местная номенклатура — серия Белант, индекс Tf). Мощность серии Белант местами достигает 6 тыс. *м*. Аналогичный характер (с несколько большим накоплением песчаного материала) носило осадкообразование в плиоцене (серия Тутонг, индекс Tg).

В прибрежной части бассейна широко развиты четвертичные морские и речные отложения.

Осадочные толщи бассейна слагают ряд относительно узких, сложно построенных антиклинальных зон, разделяемых широкими пологими синклиналями. Простирания преобладают ССВ, совпадающие с региональным простиранием складчатого обрамления бассейна. Антиклинальные поднятия, по-видимому, осложнены не только многочисленными разрывами, но и явлениями диапиризма, обусловленными выжиманием пластических глинистых толщ серии Сетай.

С третичными отложениями, в основном с сериями Белант и Тутонг, связаны многочисленные нефтегазопроявления. Глины серии Сетай считаются вероятно нефтематеринскими. Одна из упомянутых антиклинальных зон, расположенная в крайней северо-западной части бассейна, представляет собой зону нефтегазонакопления. К двум поднятиям этой антиклинальной линии приурочены месторождения Мири Джеродан и крупнейшее месторождение Сериа. На первом из них нефтеносна свита Мири (верхи серии Белант), а на втором, помимо нее, также свиты Серия и Лианг (серия Тутонг). Коллекторы песчаного типа, природные резервуары — пластовые. Оба поднятия интенсивно нарушены многочисленными разрывами.

Залежи (месторождения — многопластовые) преимущественно тектонически экранированные.

Северная часть Восточно-Калимантанского бассейна обрамляется с северо-запада прилегающей к горам Иран с юго-востока областью развития дотретичных и сильно дислоцированных третичных отложений и эффузивов. Южная часть бассейна обрамляется с запада хребтом Мератус, ответвляющимся от этой области, в строении которого принимают широкое участие те же породы. Эти образования испытали интенсивную складчатость еще в плиоцене и, по-видимому, даже в плейстоцене.

Не исключено, что южную и северную часть следует рассматривать как два самостоятельных бассейна, разделяемых поднятиями юго-восточного простирания полуострова Манкалихат. В литературе северная часть обычно называется районом Таракан, а южная — районом Баликпапан (иногда Кутеи, а также Самаринда).

К востоку северная часть бассейна открывается в Целебесское море, а южная — в Макассарский пролив.

Возможно, что на крайнем юге бассейна его восточное обрамление намечается появлением на поверхности дотретичных пород на о. Лаут.

В составе осадочного выполнения бассейна установлено присутствие отложений от эоценовых до плио-плейстоценовых включительно, общая мощность которых в северной части бассейна весьма приблизительно оценивается в 9 тыс. *м*, а в южной — 11 тыс. *м* (за счет увеличения мощности олигоцена). Базальные горизонты отложений третичной трансгрессии представлены песчаными образованиями. Их перекрывают мощные монотонные, преимущественно глинистые морские толщи. По возрасту они занимают интервал от эоцена до середины олигоцена или миоцена включительно. Позже разрез принимает в основном континентальный характер, все более обогащается песчаным и более грубым материалом, доминирующим уже в верхах миоцена и в плио-плейстоцене. Подчиненное значение в разрезе указанных толщ, особенно в северной части бассейна, имеют прибрежно-морские и рифовые известняки, а в разрезе миоцена и плио-плейстоцена — угленосные слои.

Отложения, выполняющие бассейн, собраны в ряд антиклинальных складок, образующих иногда протяженные, сложно построенные антиклинальные зоны. На юге преобладают субмеридиональные и ССВ простирания, на севере — субмеридиональные и ССЗ.

В северной части бассейна нефтеносны плио-плейстоценовые отложения (серии Tg — h), а в южной верхнеплиоценовые (верхи серии Tf). Нефтематеринскими считаются глинистые толщи нижней части третичной толщи. Коллекторы песчаного типа.

На севере известны две небольшие по протяжению антиклинальные зоны нефтегазонакопления ССЗ простирания; одна на о. Бунью, другая — на о. Таракан. Строение их сравнительно спокойное. В первой из них нефтеносно одно из слагающих зону поднятий — Бунью; во второй известно четыре антиклинальных месторождения, среди которых по размерам добычи выделяется Памусиан. Нефтеносные поднятия представляют собой сравнительно пологие складки, иногда слабо нарушенные.

В южной части бассейна известны две протяженных зоны нефтегазонакопления, приуроченные к крайним восточным из упомянутых развитых здесь антиклинальных зон. Основная из них — восточная, в которой расположено крупное месторождение Санга-Санга. Оно приурочено к сложно построенному поднятию, сжатому, интенсивно нарушенному, с крутым взброшенным западным крылом. Месторождение содержит ряд пластовых сводовых и тектонически экранированных залежей (рис. 117).

Бассейн Барито обрамлен на востоке упомянутым хребтом Мератус, а на западе — стабильной областью южного Калимантана. В последней третичный покров отсутствует. Она, видимо, представляет собой часть более

обширной стабильной области, упомянутой выше, — Зондского шельфа. На севере бассейн, видимо, замыкается областью развития дотретичных и сильно дислоцированных третичных отложений и эффузивов, от которой ответвляется хребет Мератус. Таким образом, эта область и хребет Мератус отделяют бассейн Барито от Восточно-Калимантанского. На юге бассейн Барито, возможно, замыкается стабильной областью Яванского моря, береговая линия которого обрезает здесь бассейн.

Бассейн Барито выполнен третичными отложениями, обнимающими по возрасту тот же интервал, что и в Восточно-Калимантанском бассейне. Мощность их, по крайней мере, в относительно изученной средней части бассейна значительно меньше, достигая, по весьма приблизительной оценке, лишь 4 тыс. *м*. Основным фациально-литологическим отличием разреза по сравнению с разрезом Восточно-Калимантанского бассейна служит значительное развитие в верхах олигоцена мелководно прибрежных фаций, представленных известняками, песчаными и угленосными отложениями.

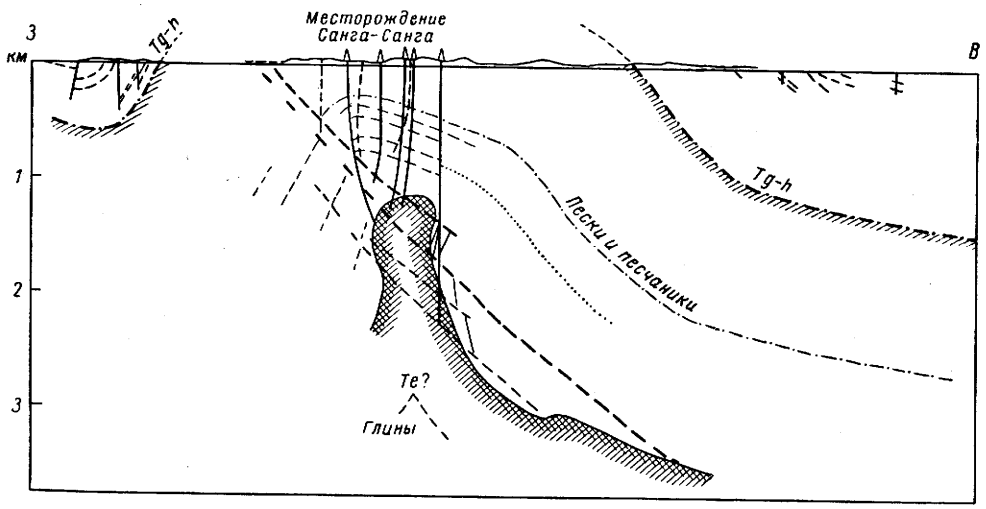


Рис. 117. Поперечный профильный разрез через зону месторождения Санга-Санга (по Jan Weeda, 1958 г.).

Бассейн резко асимметричен (рис. 118). Западный борт его, примыкающий к стабильной области Южного Калимантана, широкий и гомоклинально пологий, Восточный борт, примыкающий к хребту Мератус, значительно уже и резко дислоцирован. Зона развития максимальных мощностей осадочного выполнения резко прижата к восточному борту. Таким образом, бассейн носит характер предгорной впадины складчатого сооружения, выраженного хребтом Мератус.

На восточном борту, в осевой зоне и в непосредственно прилегающей к последней полосе западного борта развит ряд асимметричных поднятий, обладающих более крутыми, взброшенными по крупным надвигам, западными крыльями. По направлению к западу с удалением от хребта Мератус, обладающего в целом такого же вида асимметрией, интенсивность этих дислокаций ослабевает. К одному из подобных поднятий в полосе западного борта, осложненному интрузией изверженных пород, приурочено единственное известное ныне в бассейне промышленное месторождение Тандьюнг. На нем нефтеносны песчаники эоцена.

С низами плио-плейстоценовой толщи связан ряд выходов нефти.

Перспективы нефтегазоносности островов Индонезии не ограничиваются описанными бассейнами, а в пределах последних — описанными зонами

нефтегазонакопления. Бассейны, в особенности на Калимантане, на западе Явы и на севере Суматры, изучены слабо. Вне выделенных бассейнов, в различных местах архипелага нефтеносными могут оказаться иногда даже сравнительно небольшие по размерам впадины, выполненные мощными третичными толщами. В некоторых из них известны различные нефтегазопроявления. Одной из подобных является впадина Бенкулен на юго-западном побережье Суматры. Она ограничивается с северо-востока горами Барисан, открываясь к юго-западу в море; выполнена мощной толщей третичных отложений, сходных с таковыми бассейна Средней Суматры. С ними связаны нефтепроявления.

На о. Бутон миоценовая толща мощностью 2,5—3,5 тыс. *м* перекрывается мио-плейстоценовыми отложениями мощностью 500—900 *м* и подстилается эоценовыми, меловыми и юрскими слоями. Все эти отложения представлены мергелями и известняками и относительно слабо (в особенности начиная с миоценовых слоев и выше) дислоцированы. Они залегают на интенсивно дислоцированных триасовых слоях, среди которых присутствуют битуминозные известняки и с которыми связаны выходы легкой нефти. Миоценовые и плиоценовые известняки содержат крупные скопления асфальта.

На о. Калимантан, помимо выделенных бассейнов, известны впадины с мощным развитием неогена, возможно, частично сообщающиеся с описанными бассейнами.

За пределами Индонезии также встречаются перспективные впадины, например, на Филиппинских островах. В самое последнее время на о. Себу (Филиппинский архипелаг) в районе Толедо были получены промышленные притоки нефти из миоценовых песчаников.

БАССЕЙН ВОГЕЛКОП

Бассейн Вогелкоп расположен на одноименном полуострове и на полуострове Бомбераи Западного Ириана (рис. 119).

На северо-востоке и востоке бассейн обрамляется кайнозойскими складчатыми сооружениями — горами Тамрау и Арфок и антиклинорием Аргоени. С юго-запада бассейн открывается в море Церам. Здесь в зоне современной геосинклинали уверенно определить границу бассейна нельзя; нефтяное месторождение на северо-восточном берегу о. Церам условно включается в состав данного бассейна.

Осадочное выполнение бассейна слагается верхнепалеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими толщами (табл. 47).

Фундамент бассейна слагается метаморфизованными и изверженными породами.

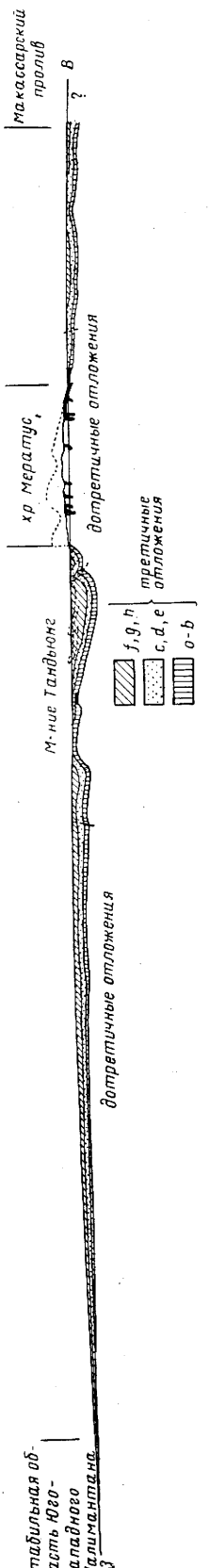


Рис. 118. Схематический поперечный профильный разрез через бассейн Барито (по Jan Weeda, 1958 г.).

Таблица 47

Система, отдел	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Плиоцен — четвертичные	Глинисто-песчаная толща	3—4 тыс.
Верхний миоцен	Известняки, мергели, мергелистые глины	>3 тыс.
Нижний миоцен — верхний мел	Известняки	>1000
Мел — юра	Обломочная толща с подчиненными карбонатными породами	500
Триас?	Обломочная толща	100—170
Пермо-карбон	Обломочная толща; иногда угленосна	2500

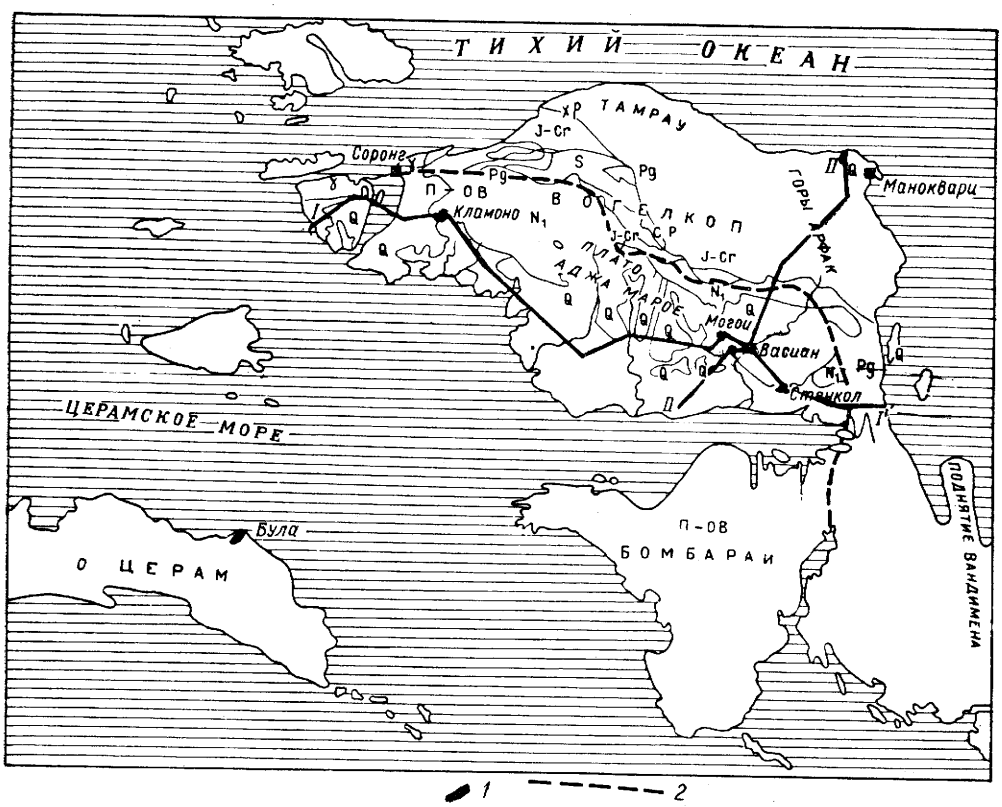


Рис. 119. Карта бассейна Вогелкоп.

I — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади; *II* — границы бассейна.

В средней части бассейна расположено обширное поднятие — плато Аджамарое, на котором мощность осадочных толщ сильно сокращена, а на его склонах верхнемиоценовая карбонатная толща выражена в фации рифовых известняков. Плато Аджамарое разделяет бассейн на две впадины: к западу от него расположена впадина Салавати, а к востоку — впадина Бинтоени. В пределах этих впадин мезозойские и третичные толщи дислоцированы в складки с углами падения до 20° и нарушены сбросами (рис. 120).

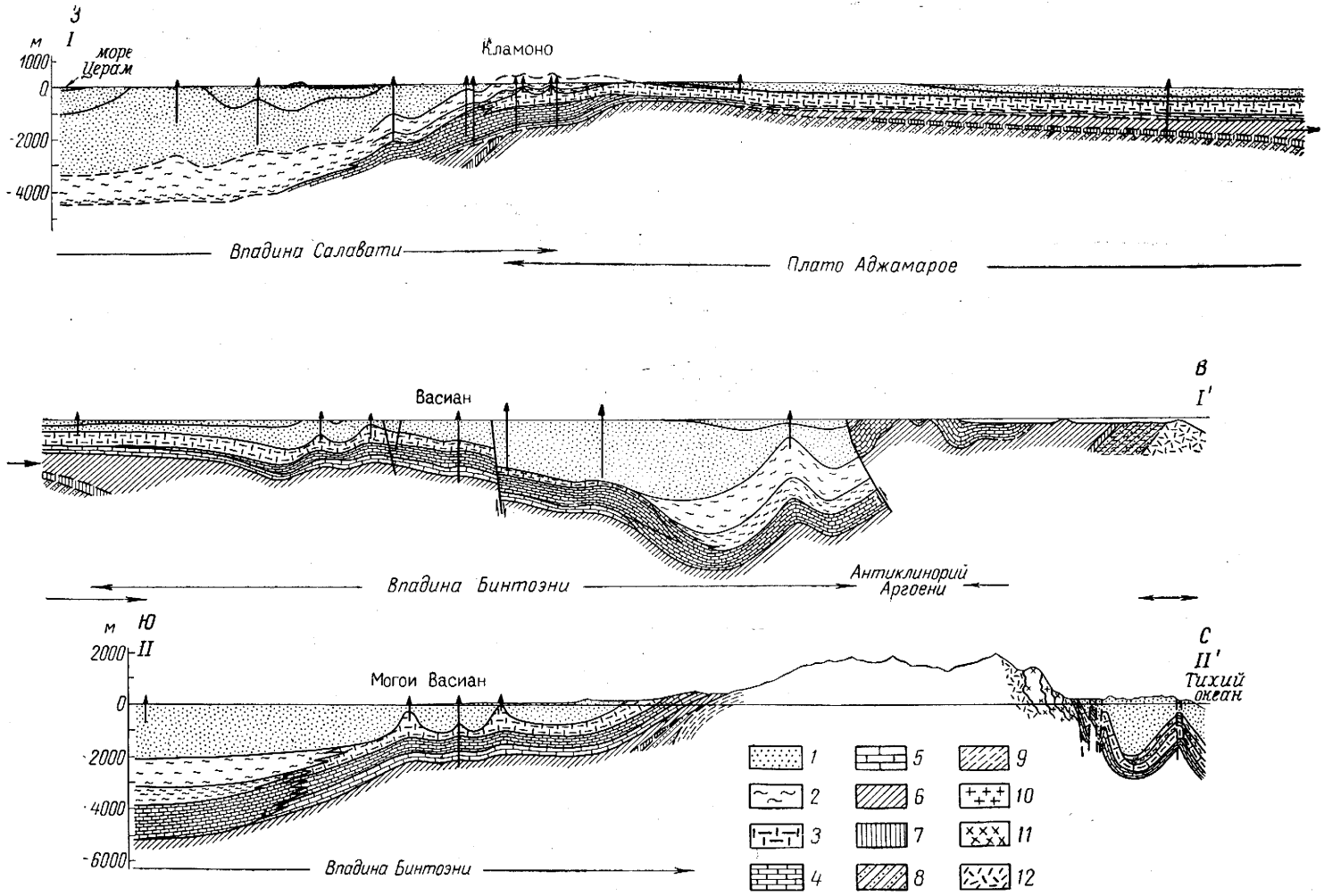


Рис. 120. Профильные разрезы через бассейн Вогелкоп по линиям *I—I'* и *II—II'* (по W. A. Visser, K. E. KIeiber, 1959 г.).

1 — плиоцен — четвертичные; *2*, *3* — миоцен; *4*, *5* — палеоген; *6* — юра — мел; *7* — триас; *8* — пермокарбон; *9* — силур; *10* — интрузивные породы; *11* — эффузивные породы; *12* — метаморфические породы.

Во впадине Салавати, у ее восточного борта, т. е. на западном борту плато Аджамарое, известно нефтяное месторождение Кламоно, а во впадине Бинтоени, у ее северо-западного борта известны нефтяные месторождения Васиан и Могои. Все они приурочены к рифовым поднятиям верхнемиоценовых известняков и нефтеносны на них эти известняки. Таким образом, можно говорить о зоне или зонах нефтегазонакопления, связанных с полосой развития рифовых поднятий у бортов бассейна. Месторождения малодебитные; добываемая нефть обладает удельным весом 0,85—0,96.

На северо-восточном берегу о. Церам известно малодебитное месторождение нефти, на котором нефтеносны плиоценовые песчаники.

Перспективность труднодоступного и недостаточно разведанного бассейна, по-видимому, далеко не исчерпывается известными в настоящее время небольшими месторождениями.

ГЛАВА IV

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ АВСТРАЛИИ И ОКЕАНИИ

§ 40. ОБЗОР РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Расположенные на континенте Австралии нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные бассейны объединены (в целях удобства изложения) в одну группу. Это объединение носит условный характер, поскольку эти бассейны разнородны. Так, в средней и восточной частях континента расположен обширный Средне-Австралийский бассейн, связанный с предгорным прогибом позднепалеозойских складчатых сооружений, обрамляющих Австралийский щит с востока. В этой складчатой системе на юго-востоке континента расположен небольшой межгорный Южно-Австралийский бассейн, иначе называемый Джипсленд.

На северо-западной окраине Австралийской платформы на побережье Индийского океана узкой полосой протягивается платформенный прибрежно-океанический бассейн Карнарвон, иначе называемый Западно-Австралийским. На северо-восточной окраине Австралийского щита у побережья залива Карпентария расположен южный платформенный борт предгорного Арафурского бассейна. Северный горный его борт расположен на южном побережье о. Новая Гвинея, и данный бассейн описывается в составе следующей группы бассейнов Океании.

Помимо упомянутых трех бассейнов, изученных недостаточно, но выделяемых сравнительно четко, на континенте Австралии намечаются еще менее изученные впадины, которые могут рассматриваться в качестве возможно нефтегазоносных бассейнов. Одни из этих впадин однотипны с бассейном Карнарвон, представляя собой прибрежно-океанические впадины на периферии Австралийского щита вдоль побережья Индийского океана. Таковы, например, впадины Пертская, Юкла и Каннинг-Фицрой. Другие — однотипны с бассейном Джиппсленд, располагаясь среди герцинид, обрамляющих Австралийский щит с востока и юго-востока. Такова, например, впадина Сидней. В некоторых из этих впадин, например, Каннинг-Фицрой и Сидней, известны нефтегазопроявления в скважинах.

В Океании известны, помимо Арафурского, объединяемые в одну группу бассейны, связанные с мобильной полосой, протягивающейся вдоль юго-западной периферии Тихого океана. Они образуют прерывистую цепочку, начинающуюся на севере Новой Гвинеи и протягивающуюся к юго-востоку и югу вплоть до Новой Зеландии. Это — межгорные бассейны Северо-Новогвинейские, Новокаледонский и Новозеландский.

§ 41. ГРУППА БАССЕЙНОВ АВСТРАЛИЙСКОГО КОНТИНЕНТА

На Австралийском континенте в настоящее время выделяется три разнородных бассейна — Западно-Австралийский, или Карнарвон, Средне-Австралийский и Южно-Австралийский, или Джипслэнд. Лишь в последнем велась систематическая, хотя и ничтожная, добыча нефти.

ЗАПАДНО-АВСТРАЛИЙСКИЙ БАССЕЙН (КАРНАРВОН)

Западно-Австралийский бассейн, или бассейн Карнарвон расположен на западном побережье Австралии. Он принадлежит к гомогенным прибрежно-океаническим платформенным бассейнам с докембрийским фунда-

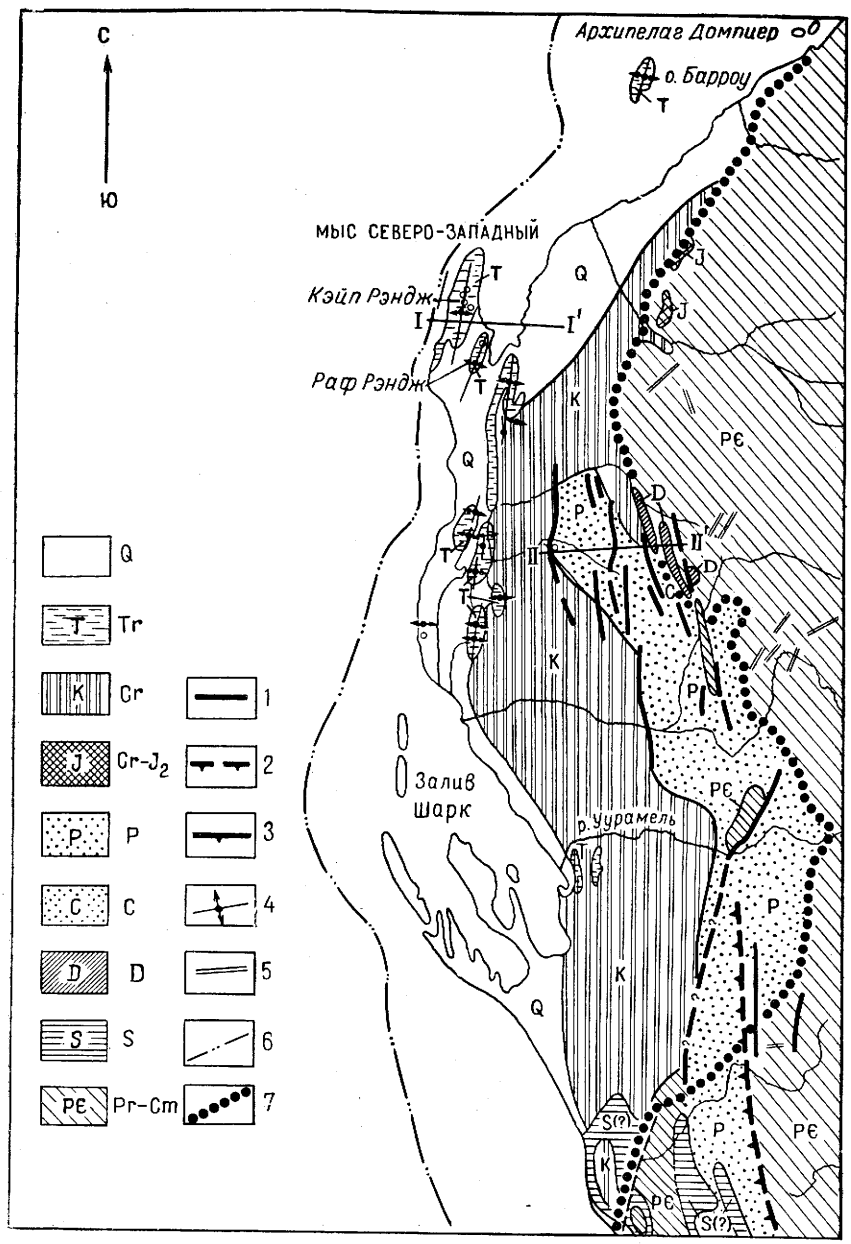


Рис. 121. Карта Западно-Австралийского бассейна (по P. E. Playfords и M. H. Johnstone, 1959 г.).

1 — сбросы; *2* — сбросы, не выходящие на поверхность; *3* — надвиги; *4* — антиклинали; *5* — дайки основных пород; *6* — граница континентального шельфа; *7* — граница бассейна.

ментом. С востока он обрамлен западным склоном Австралийского докембрийского щита, а с запада открывается в Индийский океан. На севере бассейн замыкается непосредственным приближением к берегу океана области сплошного развития на поверхности докембрия Австралийского щита в районе архипелага Дампиер. На юге бассейн замыкается в подобных же условиях в районе Аджаны (рис. 121).

Основная часть бассейна выполнена на востоке палеозойскими (от силура до перми включительно), а на западе — и меловыми и третичными отложениями. На северо-западной, непосредственно прибрежной, наиболее опущенной части бассейна установлено присутствие мощной юрской толщи, быстро выклинивающейся к востоку вверх по региональному восстанию слоев.

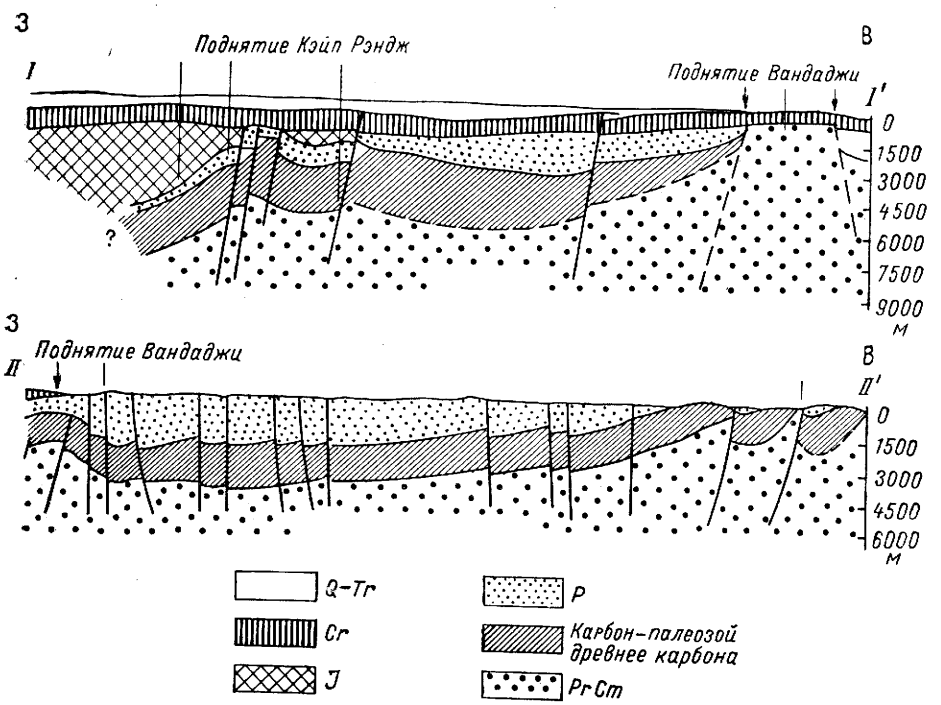


Рис. 122. Профильные разрезы через Западно-Австралийский бассейн по линиям *I—I'* и *II—II'* (по P. E. Playfords и M. H. Johnstone, 1959 г.).

Гомоклиналь осложнена рядом крупных разрывов, предположительно проникающих вплоть до фундамента включительно. Мезозойские и третичные толщи затронуты лишь крупнейшими из разрывов и смяты, образуя пологие антиклинальные зоны и отдельные брахиантиклинали, как правило, связанные с этими разрывами.

По одному из разрывов на севере бассейна в районе северо-западного мыса установлено опускание прибрежной части впадины, выполненное упомянутой юрской толщей.

В средней части бассейна проходит субмеридиональное погребенное поднятие фундамента Вандаджи, дальше которого к востоку мезозойские и третичные толщи не распространяются (рис. 122).

На одной из упомянутых брахиантиклиналей — Раф Рэндж в северо-западной части бассейна в 1953—1954 гг. в течение нескольких месяцев получили промышленные притоки нефти из базальных песчаников меловой толщи.

На северо-западнее расположенной антиклинали Кэйп Рэндж в юрских аргиллитах были встречены следы газа и нефти и из них же были получены непромышленные притоки газа.

СРЕДНЕ-АВСТРАЛИЙСКИЙ БАССЕЙН

Средне-Австралийский бассейн расположен в центре восточной части Австралийского континента (рис. 123). В литературе эта впадина обычно именуется Большим артезианским бассейном Австралии. Он принадлежит к гомогенным предгорным бассейнам палеозойских складчатых сооружений с обрамлением платформенного борта, преимущественно выведенным на поверхность.

Недостаточная геологическая изученность, в особенности глубинного строения, позволяет лишь приблизительно провести границы бассейна. Вполне отчетливо намечается лишь восточная граница, где горным и складчатым обрамлением бассейна является Большой водораздельный хребет

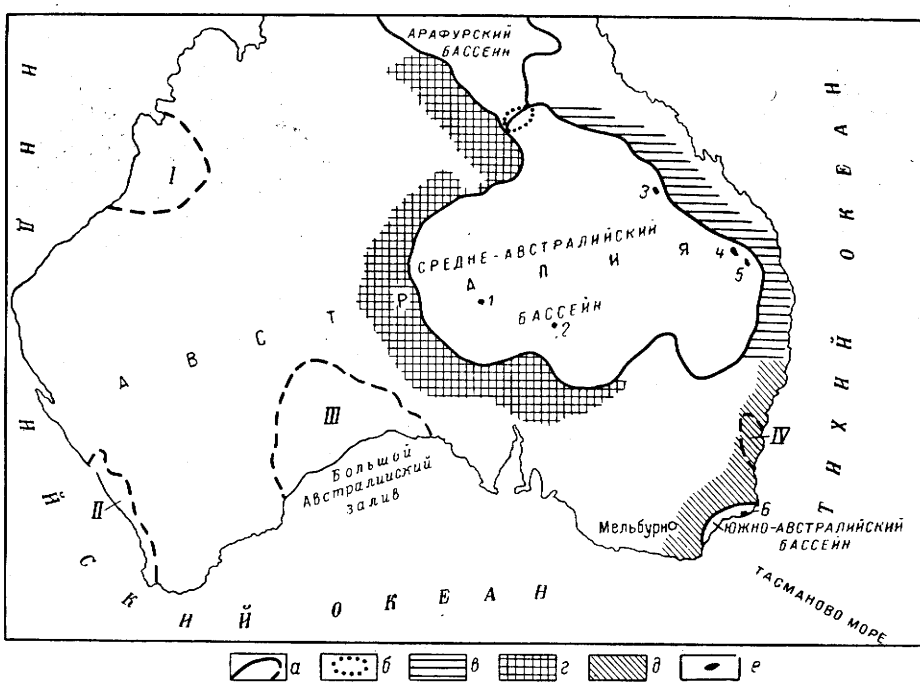


Рис. 123. Карта Средне-Австралийского и Южно-Австралийского бассейнов.

а — границы бассейнов и отдельных впадин; *б* — поднятие Селуин; *в* — большой водораздельный хребет и его отроги; *г* — склоны Австралийского щита; *д* — Австралийские Альпы и их отроги; впадины: *I* — Каннинг — Фицрой; *II* — Пертская; *III* — Юкла; *IV* — Сидней; *е* — месторождения; скважины и районы с важнейшими нефтегазопроявлениями и промышленными притоками нефти и газа: *1* — Ооднадатта; *2* — Коппераманна; *3* — Лонгрич; *4* — Рома; *5* — Кэбеуин-Муни; *6* — Лэйкс Энтрэнс.

Австралии со своими отрогами — герцинское складчатое сооружение (рис. 124). Западным равнинным и платформенным обрамлением бассейна является далекий восточный склон Австралийского щита примерно до границы распространения у поверхности меловых отложений. На севере данный бассейн не резко разграничивается с Арафурским бассейном поднятием Селуин — подземным выступом метаморфических пород и гранодиоритов фундамента. На юге обрамлением бассейна служит область развития у поверхности докембрийских гранитов и гнейсов метаморфизованного нижнего палеозоя в северо-восточной части штата Южная Австралия и северо-западной части штата Новый Южный Уэльс. Возможно, что эта область частично представляет собой сглаженное нижнепалеозойское горное сооружение.

В отношении датирования и стратиграфического расчленения осадочных толщ, выполняющих бассейн, имеется ряд расхождений. По Плэйфорду и Джонстону (1959) в разрезе выделяется эоцен — континентальные песчаники мощностью 90 *м*, мел — в верхней части континентальная глинисто-

песчаная толща, а внизу морская песчано-глинистая толща с прослоями известняков мощностью до 2550 *м*; юра — континентальные песчаники и глины (1140 *м*) и триас — континентальные песчаники, глины и конгломераты (810 *м*).

Помимо того, по крайней мере на восточном предгорном борту бассейна под мезозоем установлена континентальная песчано-глинистая пермская толща мощностью не менее 1000 *м*.

На восточном борту бассейна пермские и триасовые толщи залегают на фундаменте, сложенном метаморфизованными и интенсивно дислоцированными палеозойскими образованиями.

На западном борту бассейна фундамент докембрийский, но он, по-видимому, частично перекрывается осадочным чехлом нижнего палеозоя, погружающегося в недра бассейна.

Поверхность фундамента бассейна довольно неровная, что слабо отражается в строении мезозойских толщ в виде отдельных пологих поднятий. Более выраженные складки в строении мезозойских толщ известны на

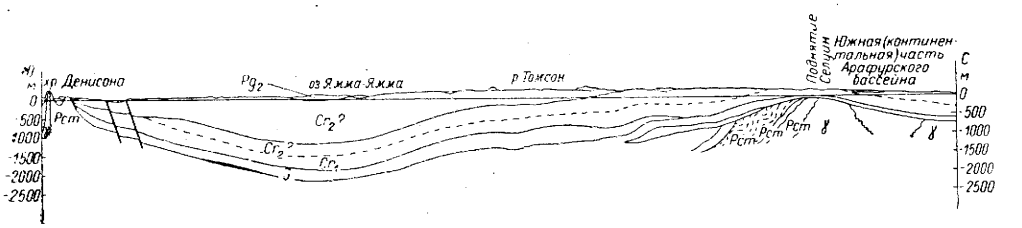


Рис. 124. Схематический профильный разрез через центральную часть Среднеавстралийского бассейна (по David, 1950 г.).

предгорном борту бассейна, на его северо-восточной окраине, в частности, в районе Ромы, где они связаны с меридиональным подземным выступом фундамента.

Здесь в течение ряда лет в одних скважинах были получены промышленные притоки газа, а в других — следы нефти и газа. Все эти проявления были связаны главным образом с песчаниками самых низов триаса, в меньшей мере — с трещиноватыми изверженными и метаморфическими породами фундамента.

Северо-западнее, в той же северо-восточной окраинной зоне предгорного борта бассейна, в районе Мальта, в скважине установлены следы нефти в триасовых отложениях, а в районе Лонгрич — следы нефти и реже газа в породах фундамента и озокерит в юрских отложениях у самого основания осадочной толщи. В последние годы в районе Ромы вновь были получены богатые промышленные притоки газа и притоки нефти, а несколько ЮЮВ по простиранию предгорной зоны — промышленные притоки нефти из пермских отложений, а на месторождении Муни — из самых низов триаса.

На юго-западной окраине бассейна, в районах Уднадатты и Конпераманны в скважинах были встречены незначительные притоки нефти и газа (из пород фундамента и ордовика?).

ЮЖНО-АВСТРАЛИЙСКИЙ БАССЕЙН (ДЖИППСЛЭНД)

Южно-Австралийский бассейн, обычно именуемый в литературе Джиппслэнд, расположен на побережье юго-восточной Австралии. Он принадлежит к гомогенным межгорным бассейнам палеозойских горных сооружений с частично подводным обрамлением.

Бассейн занимает сравнительно небольшую по протяженности и ширине прибрежную полосу. С севера, северо-запада и северо-востока он обрамлен Австралийскими Альпами и их отрогами — элементом герцинского складчатого сооружения, а к югу и к юго-востоку открывается в Тасманово море.

Западное ограничение бассейна в районе развития на поверхности мезозоя севернее мыса Вильсона не совсем четкое (рис. 125).

Бассейн выполнен верхнедевонскими, каменноугольными, юрскими и в меньшей мере третичными толщами. Фундамент бассейна сложен в основном нижнепалеозойскими, в меньшей мере нижне- и среднедевонскими метаморфизованными и интенсивно дислоцированными отложениями.

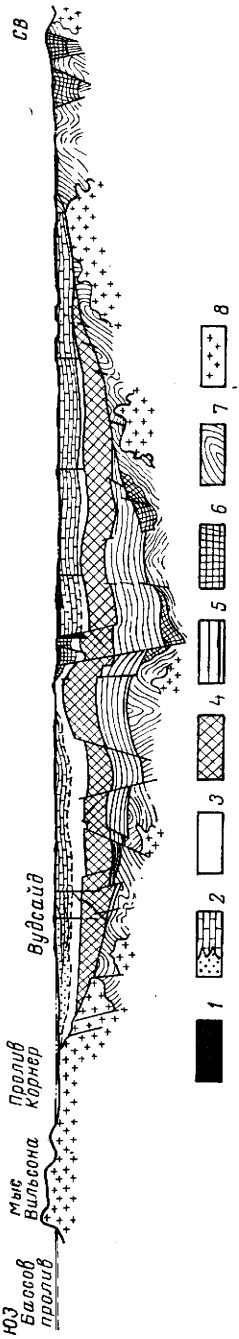


Рис. 125. Профильный разрез через Южно-Австралийский бассейн (по Boutakoff, 1959 г.).

1 — современные отложения и плейстоцен; *2* — верхнетретичные (морские); *3* — нижнетретичные пресноводно-солоноватоводные и базальты; *4* — юра; *5* — карбон — верхний девон; *6* — средний — нижний девон; *7* — силур — ордовик — кембрий; *8* — граниты.

У восточной окраины бассейна известно малодебитное месторождение Лэйкс Энтрэнс, разрабатывавшееся с 1930 по 1951 г. На нем нефтеносны были песчаники выклинивающейся здесь третичной толщи (по одним данным — эоценовые, по другим — олигоценовые). Нефть добывалась тяжелая, уд. веса 0,96.

На западной окраине бассейна, в районе Вудсайд в скважинах установлены незначительные притоки нефти и газа из песчаников низов юрской толщи.

§ 42. ГРУППА БАССЕЙНОВ ОКЕАНИИ

В группу бассейнов Океании объединены бассейны, расположенные на островах, связанные с мобильной полосой, протягивающейся вдоль юго-западной периферии Тихого океана. В целом они образуют прерывистую цепочку, вытянутую в этой полосе с севера на юго-восток и юг. Известные здесь бассейны Северо-Новогвинейские, Новокаледонский и Новозеландский принадлежат к гомогенным межгорным бассейнам послепалеозойских горных сооружений и современных геосинклиналей с частично подводным обрамлением. Все они весьма недостаточно изучены и в основном являются в той или иной мере перспективными. В составе их выполнения основная роль принадлежит кайнозойским отложениям и таков же, видно, возраст перспективных слоев.

Кроме того, в составе данной же группы описывается предгорный Арафурский бассейн, южный платформенный борт которого расположен на континенте Австралии, а северный, предгорный, на котором сейчас только и известна нефтегазоносность, на о. Новая Гвинея.

АРАФУРСКИЙ БАССЕЙН

Наземные части бассейна расположены на юге Новой Гвинеи и на северо-востоке Австралийского континента. Бассейн принадлежит к относительно сложно построенным предгорным бассейнам послепалеозойских складчатых сооружений с обрамлением платформенного борта, преимущественно выведенным на поверхность.

Северным складчатым и горным обрамлением бассейна служат центральные хребты Новой Гвинеи — кайнозойская складчатая система, а на северо-западе — поднятие Вандимена — элемент этой системы.

На юге платформенный борт бассейна обрамляется склонами Австралийского щита: областью развития на поверхности докембрия и нижнего

палеозоя этого щита на полуострове Арнхемлэнд и поднятием Селуин — подземным выступом докембрия, не резко разграничивающим данный бассейн со Средне-Австралийским.

На западе в районе современной, весьма мобильной области земной коры граница бассейна условно проводится по границе внешней Индонезийской дуги.

На востоке бассейн обрамляется северным окончанием большого водораздельного хребта Австралии, а далее к северу, по-видимому, открывается в Коралловое море (рис. 126).

Таким образом, сложно построенный бассейн имеет основную наземную часть на юге Новой Гвинеи, приходящуюся главным образом на предгорный борт бассейна, и небольшую наземную часть на северо-востоке континента

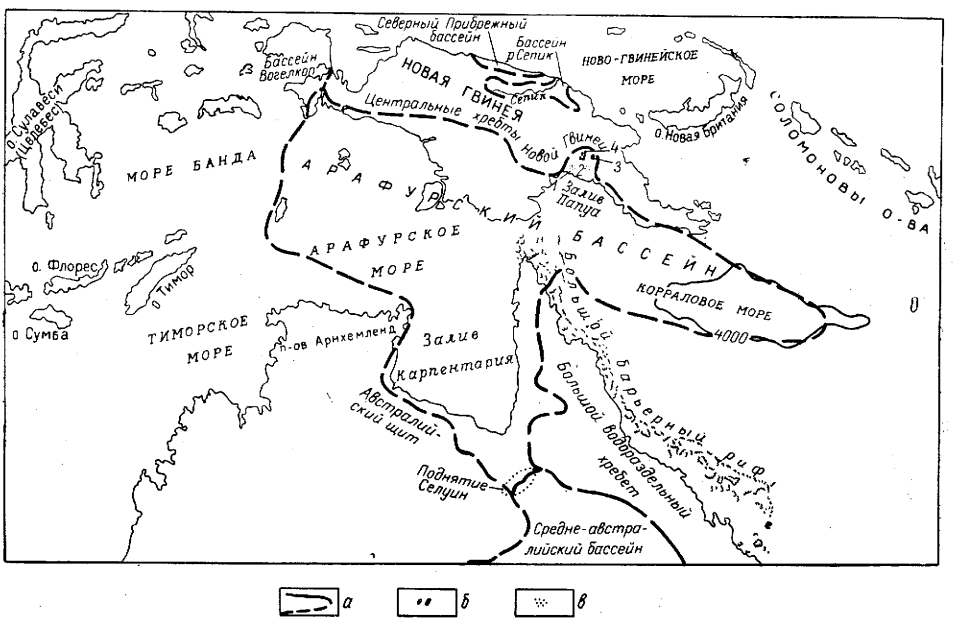


Рис. 126. Карта Арафурского и Северо-Новогвинейских бассейнов.

1 — Барикева; *2* — Куру; *3* — Пури; *4* — Бвата. *а* — границы бассейнов; *б* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади; *в* — газовые месторождения и газоносные площади.

Австралии. Эта часть целиком приходится на далекий платформенный борт бассейна. Значительная же часть бассейна занята акваториями Арафурского моря, залива Карпентария и, возможно, Кораллового моря.

Основная наземная часть бассейна на Новой Гвинее, в особенности ее западная область, трудно доступна и очень мало изучена.

Вдоль южного фронта Центральных хребтов в восточной части бассейна, прилегающей к заливу Папуа, проходит региональный разлом и протягивается полоса хорошо выраженных передовых складок.

В средней подводной части Арафурского бассейна, в Торресовом проливе расположено, по-видимому, почти целиком погребенное поднятие. Оно разделяет бассейн, по крайней мере его подводную часть, на восточную впадину (Кораллового моря) и западную (Арафурского моря и залива Карпентария).

В континентальной наземной части бассейна, на его далеком платформенном борту, на докембрийском фундаменте залегают маломощные слои верхнего триаса и до 700—900 *м* морских меловых отложений. Не исключено присутствие в недрах бассейна пермских (и более древних палеозойских?) отложений, известных в центральных хребтах Новой Гвинеи.

В новогвинейской части бассейна, в области, прилегающей к заливу Папуа, в предгорной полосе ранее известны были выходы нефти и газа, связанные с мезозойскими отложениями, и выходы нефти и газа и следы нефти и газа в скважинах, связанные с миоценовыми отложениями. В самые последние годы в скважинах районов Барикева, Куру и Бвата получены притоки газа, а в районе Пури — газа и нефти, расцениваемые как промышленные. Эти притоки, по-видимому, также связаны с миоценовыми слоями, слагающими нарушенные поднятия в полосе передовых складок центральных хребтов. Можно, очевидно, говорить о соответствующей перспективной зоне нефтегазонакопления.

Перспективность труднодоступной и весьма слабо разведанной новогвинейской части бассейна, видимо, далеко не ограничивается выявленными к настоящему времени скоплениями.

СЕВЕРО-НОВОГВИНЕЙСКИЕ БАССЕЙНЫ

(Бассейн р. Сепик и Северный прибрежный)

Бассейн р. Сепик находится на севере о. Новая Гвинея (см. рис. 126). С севера и юга бассейн, приуроченный к продольной долине р. Сепик, обрамлен складчатыми элементами мезо-кайнозойских горных сооружений Новой Гвинеи. На юге — это хребет Бермана и горы Шрадера, на севере — горы Бевани, Торричелли и принца Александра. Они сложены гранитами, диоритами и метаморфическими породами ближе неясного возраста. С запада бассейн, по-видимому, замыкается горным массивом Пограничных гор, а с востока — горами Адальберта и Финистерра. На северо-востоке бассейн открывается в море (рис. 127).

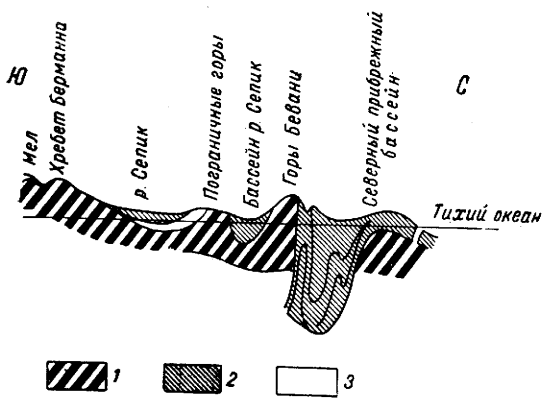


Рис. 127. Схематический профильный разрез через северо-новогвинейские бассейны (по David, 1950 г.).

1 — метаморфические и изверженные породы фундамента; *2* — третичные; *3* — мезозой.

Бассейн изучен чрезвычайно слабо. Выполнен он третичными отложениями, а на глубине — предположительно меловыми и юрскими. Общая мощность осадочного выполнения достигает, по-видимому, около 1500 *м*.

В бассейне, в особенности в его северо-восточной части, известны выходы нефти и газа, связанные, видимо, с миоценовыми слоями.

Горы Бевани и Торричелли отделяют от бассейна р. Сепик узкую прибрежную впадину, по-видимому, замыкаемую с запада массивом гор Серра, а с севера — частично горами Оснаке. Эту впадину, выполненную еще более мощными плиоценовыми и миоценовыми толщами, следует выделить в отдельный межгорный бассейн, открывающийся на северо-востоке в море. Его можно назвать «Северным прибрежным бассейном Новой Гвинеи». Здесь также известны выходы нефти и газа (связанные с миоценовыми отложениями?). Перспективность труднодоступного и недостаточно разведанного бассейна, по-видимому, далеко не исчерпывается известными в настоящее время небольшими выходами.

НОВОКАЛЕДОНСКИЙ БАССЕЙН

Новокаледонский бассейн расположен в юго-западной части о. Новая Каледония на юго-западе Тихого океана. С северо-востока бассейн ограничен перидотитово-змеевиковыми массивами, слагающими большую часть острова

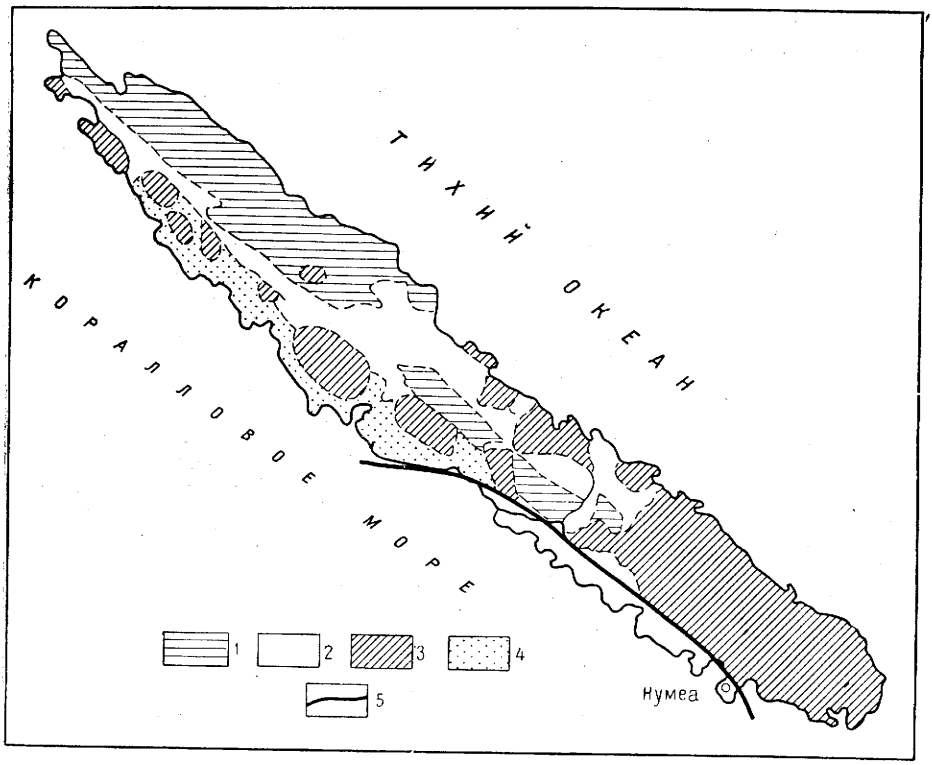


Рис. 128. Карта Новокаледонского бассейна.

1 — метаморфические породы; *2* — осадочные породы; *3* — перидотиты; *4* — палеогеновые базальтово-андезитовые покровы; *5* — примерная граница бассейна.

(в осевой зоне кайнозойского складчатого сооружения?). С юго-запада бассейн открывается в океан (рис. 128). В табл. 48 приводится схематический сводный стратиграфический разрез бассейна.

Таблица 48

Схематический сводный разрез Новокаледонского бассейна

(по Помейролю, 1956)

Система, отдел	Ярус	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Третичные	Нижний миоцен; свита Непуи	Глины, песчаники, частично континентальные	~30
	Олигоцен ?	...еридотиты, долериты, базальты	
	Верхний эоцен; «флишевая толща»	Аргиллиты и известняки	⩾2000
Мел	«Угленосная толща»	Аргиллиты и песчаники	?
Юра — пермь		Граувакки	?

Слагающие бассейн толщи, за исключением свиты Непуи, с местным развитием смяты в складки и нарушены разрывами. В литературе подчеркивается резкое региональное несогласие в основании верхнего эоцена.

В бассейне известен ряд поверхностных нефтегазопроявлений (следы жидкой нефти и твердых битумов, выходы газа). Они связаны с эоценовыми отложениями, главным образом с брекчиями у поверхности несогласия. В разрезе эоцена отмечаются также черные битуминозные известняки.

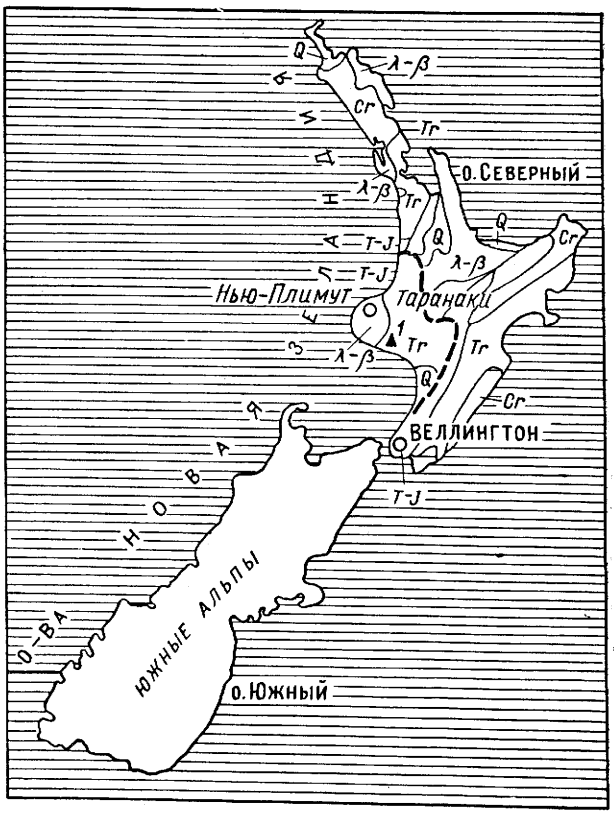


Рис. 129. Карта Новозеландского бассейна.

1 — газоконденсатное месторождение Капуни.

В двух скважинах, пройденных на крупной антиклинали Гуаро, сложенной эоценовыми слоями, были установлены следы нефти и газа в трещинах.

В северо-восточной части острова, за пределами схематически очерченной границы бассейна, в районе Кумак известны выходы нефти и незначительные следы нефти в мелких скважинах, связанные с трещиноватыми змеевиками.

НОВОЗЕЛАНДСКИЙ БАССЕЙН

Новозеландский бассейн, называемый иногда бассейном Тэранэки, расположен на юго-западе северного острова Новой Зеландии.

С востока бассейн обрамлен кайнозойской складчатой системой Новой Зеландии, а с запада открывается в Тасманово море (рис. 129).

Бассейн выполнен в основном третичными отложениями. В нем в районе Нью Плимута известно одно малодебитное месторождение нефти, приуроченное к куполообразному поднятию, связанному с лакколитом. На нем нефтеносна миоценовая свита Оамару. В самое последнее время в данном районе открыто крупное газоконденсатное месторождение Капуни.

ГЛАВА V

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ АФРИКИ

§ 43. ОБЗОР РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Африканский материк долгое время считался мало перспективным с точки зрения обнаружения в его недрах сколько-нибудь заметных в мировом масштабе запасов нефти и газа. Небольшие месторождения, открытые в конце XIX и в первой половине XX веков, были приурочены к зонам разломов, ограничивающим Суэцкий залив, а также к предгорьям и межгорьям Атласских гор в Марокко и северном Алжире, т. е. к районам, где издавна были известны естественные нефтегазопроявления.

Первое промышленное скопление нефти в Аин-Зефт было открыто в 1880 г. в северном Алжире, к востоку от Орана. В настоящее время в Африке известно свыше 100 нефтяных и газовых месторождений, расположенных в Алжире (свыше 25 месторождений), Марокко (18 месторождений), Нигерии (16), ОАР (свыше 15), Ливии, Габоне, Камеруне, Анголе, Сенегале, Тунисе, Конго (столица Браззавиль).

Нефтяные и газовые месторождения Марокко, северного Алжира и Туниса связаны с нефтегазоносными бассейнами складчатой горной области Атласа. Все остальные приурочены к бассейнам, связанным с африканской платформой.

В горном Атласе выделяется четыре бассейна: Западно-Атласский или Марокканский, Северо-Атласский, Центрально-Атласский и Восточно-Атласский или Тунисский.

Западно-Атласский целиком расположен в Марокко. В его пределах находятся все месторождения этого государства с добычей в 1962 г. 130 тыс. *т* нефти.

Нефтеносны отложения мезозоя (юра), а также палеозойский фундамент и более молодые отложения. Северо-Атласский и Центрально-Атласский бассейны расположены в северном Алжире. В первом из этих бассейнов в настоящее время промышленная добыча не ведется. В Центрально-Атласском бассейне эксплуатируется месторождение Вад-Гетерини с годовой добычей в 1960 г. около 1 тыс. *т*. Нефтеносны отложения верхнего мела и палеогена. Восточно-Атласский бассейн с его единственным газовым месторождением Кап-Бон располагается в Тунисе. Газоносен нижний мел.

Все перечисленные бассейны, имеющие в своем строении много общего, объединяются в группу бассейнов Атласских гор.

Платформенные нефтегазоносные бассейны по характеру строения, стратиграфическому выполнению и особенностям обрамления объединяются в шесть групп: 1) бассейны северной Африки; 2) северные внутренние

бассейны Африки; 3) южные внутренние бассейны; 3) западные прибрежные бассейны; 5) восточные прибрежные бассейны; 6) бассейны рифовых зон.

Первая группа объединяет Сахарский и Ливийский бассейны.

Сахарский бассейн расположен большей частью в Алжире и частично в Ливии, Тунисе и других прилегающих странах. Запасы этого бассейна оцениваются в 1 млрд. *т*. Нефтеносны отложения палеозоя.

Ливийский бассейн целиком находится в Ливии. Нефтеносны главным образом отложения верхнего мела и палеоцена, а также палеозоя.

В бассейнах, объединяемых во 2 и 3 группах, не известно пока месторождений нефти и газа. Их можно рассматривать в качестве возможно нефтегазоносных бассейнов.

Группа западных прибрежных бассейнов Африки состоит из бассейнов Западно-Африканского и Гвинейского заливов. Промышленной добычи в первом бассейне пока нет. Бассейн Гвинейского залива располагается в прибрежных частях Берега Слоновой Кости, Ганы, Того, Дагомеи, Нигерии, Камеруна, Габона, Конго, Анголы. Наиболее крупные месторождения обнаружены в Нигерии и Габоне. Общие запасы Гвинейского бассейна пока оцениваются в 50 млн. *т*. Добыча бассейна в 1962 г. превышала 4 млн. *т*. Нефтеносны породы мела, а также палеогена и неогена.

В бассейнах восточного побережья Африки при наличии притоков нефти из отдельных поисковых скважин промышленная добыча пока не осуществляется.

Группа бассейнов, связанных с грабеновыми впадинами, приурочена к разделу Африканской и Аравийской платформы. К этой группе относятся бассейны Красного моря и Аденского залива и бассейны рифтовых долин, протягивающиеся через всю восточную Африку.

Запасы Суэцкой области бассейна Красного моря оцениваются в 70 млн. *т*. Здесь добывается до 3 млн. *т* нефти в год. Нефтеносны отложения мезозойского возраста и более молодые. В остальных бассейнах известны только нефтепроявления. В 1962 г. в Африке добыто свыше 38 млн. *т* нефти, из них половина приходится на долю палеозойских отложений.

Запасы Африканского материка оцениваются в несколько миллиардов тонн. Однако Африка в нефтегазоносном отношении изучена очень слабо. Наличие большого количества благоприятных впадин, которые можно рассматривать как возможно нефтегазоносные бассейны, а также уже выявленные нефтегазоносные бассейны позволяют высоко оценивать перспективы дальнейшего развития нефтяной промышленности африканских стран.

§ 44. ГРУППА БАССЕЙНОВ АТЛАССКИХ ГОР

Горная складчатая страна Атлас расположена в крайней северо-западной части Африканского континента. Она протягивается в субширотном направлении более чем на 2000 *км* от атлантического побережья Марокко через северный Алжир до восточного средиземноморского берега Туниса. С севера Атлас ограничен Средиземным морем, а с юга отделяется от Северо-африканской платформы гигантским Южноатласским разломом.

Атлас представляет собой ряд складчатых горных хребтов, разделенных межгорными впадинами, образование которых связано с альпийскими орогенезом. По современным представлениям Атлас является африканским продолжением южноевропейской альпийской горной системы, с которой его объединяют общность геологической истории и ряд общих структурно-морфологических черт строения.

Северная горная цепь Атласа образована Береговым Атласом (Телль-Атлас) высотой до 2 *км*, который на западе кулисообразно представляется горной системой Рифа (до 1200 *м*).

Южная цепь, протягивающаяся параллельно северной, состоит из Высокого Атласа, переходящего на востоке в Сахарский Атлас (высоты до 4 *км*). Между этими цепями располагается обширная межгорная впадина,

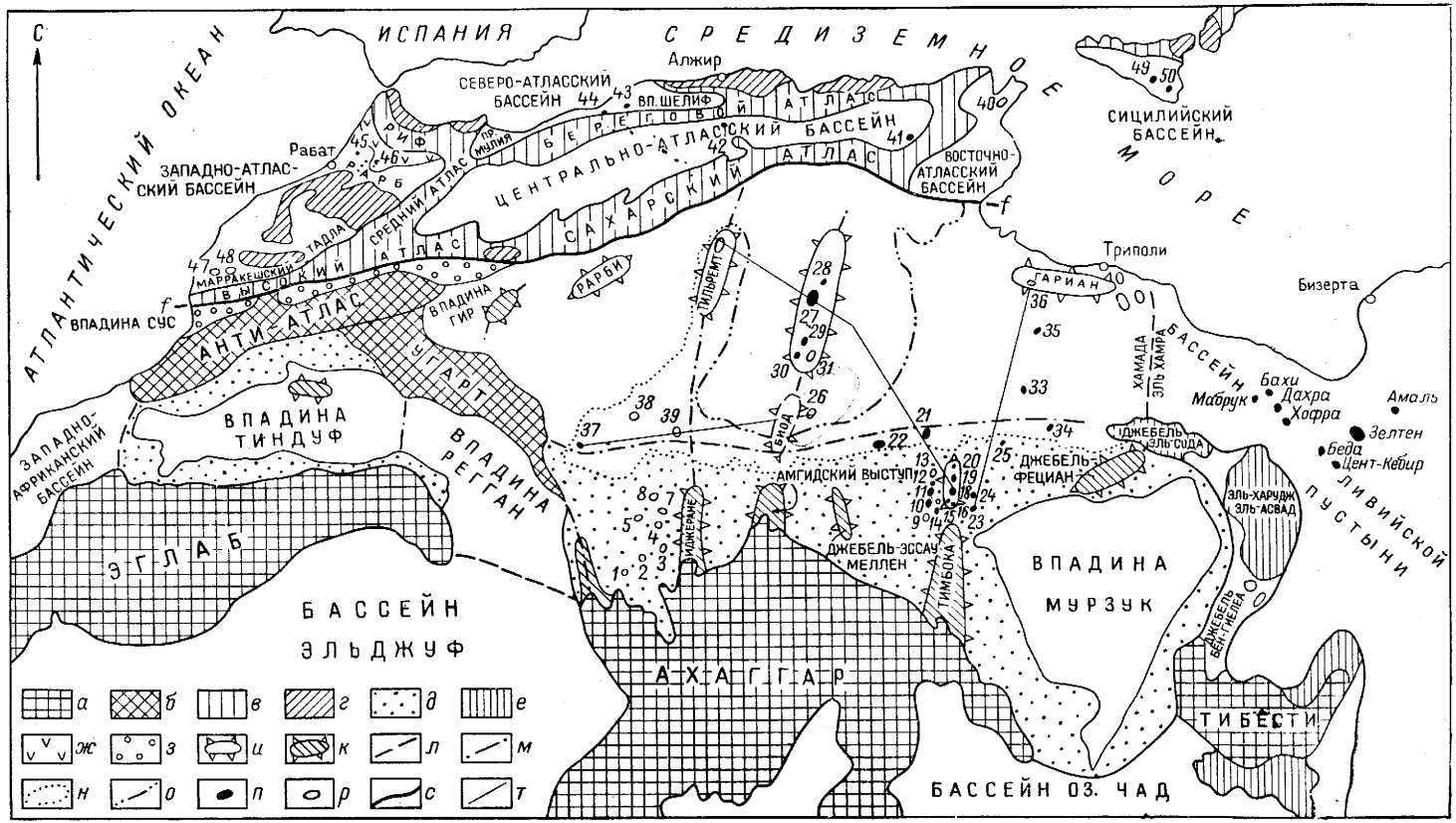


Рис. 130. Карта бассейнов Атласа, Сахарского, Ливийского, Эльдужуфского.

а — выступы докембрийского фундамента в пределах Африканской платформы; *б* — горы Анти-Атлас и Угарт; *в* — Атласские складчатые горы; *г* — кристаллические массивы; *д* — выходы на поверхность палеозойских отложений; *е* — лавовые нагорья; *ж* — покровы Рифа; *з* — внутренние впадины между Атласом и Анти-Атласом; *и* — погребенные палеозойские поднятия; *к* — палеозойские поднятия; *л* — граница бассейна; *м* — границы отдельных впадин; *н* — контур выхода на поверхность меловых отложений; *о* — наиболее прогнутая часть Восточной впадины; *п* — нефтяные месторождения; *р* — газовые месторождения: *с* — Южноатласский разлом; *т* — линии профильных разрезов.

Месторождения: *1* — Мерсдоуа; *2* — Тибарадин; *3* — Тхара и др.; *4* — Эн-Баззен; *5* — Берга и др.; *6* — Ин Ауцен и др.; *7* — Цини; *8* — Ин-Салах; *9* — Ассекайфаф; *10* — Эль-Адеб-Лараш; *11* — Тигуентурин; *12* — Рекуле; *13* — Ин-Аменас; *14* — Лараш; *15* — Тин-Эссемед; *16* — Доум-Каллен; *17* — Куан-Тарадерт; *18* — Эджеле; *19* — Зарзиитин; *20* — Куан-Тареджеле; *21* — Оханет; *22* — Хасси-Мацоула; *23* — Эль-Хаге, Тиририн; *24* — Атшан; *25* — Уэд-Тахара; *26* — Хамра; *27* — Хасси-Мессауд; *28* — Хасси-Гоумир (Чаргла); *29* — Эль-Хасси; *30* — Эль-Агреб; *31* — Эль-Багуэл; *32* — Хасси-Р'Мел; *33* — Центр-С'Рир; *34* — Эмгает; *35* — Бир-Тлаксин; *36* — Уэд-Чебби; *37* — Бухадид; *38* — Крешб; *39* — Тинель-джам; *40* — Кап-Бон; *41* — Фуа; *42* — Уэд-Гетерини; *43* — Аин-Зефт; *44* — Тлиуанет; *45* — Аль-Менцан; *46* — Бу-Драа, Чоусмо, Урар, Блед-Эддоум, Сиди-Фили, Мерц-Эль-Кхарец, Биуседжур, Куэд-Медан и др.; *47* — Кешула; *48* — Иера; *49* — Джела; *50* — Рагуза.

состоящая из двух основных частей — Марокканской и Алжирской, разделенных также складчатой горной цепью — Средний Атлас высотой до 3 *км*, простирающейся с юго-запада на северо-восток. Большая часть Марокканской межгорной впадины, имеющей очень сложное строение, получила название Марокканской Месеты, а Алжирская часть называется Высоким плато, или плато Шоттов (800—1100 *м*). На востоке южная и северная горные цепи смыкаются вместе, образуя среднегорную страну — Тунисский Атлас, погружающуюся на восток и переходящую в прибрежную равнину. Как атласские горные хребты, так и межгорные впадины сложены мезозойскими и кайнозойскими, преимущественно морскими породами, имеющими значительную мощность. Эти отложения залегают на палеозойском основании, выступающем на поверхность как в ядре отдельных хребтов, так и в пределах Марокканской Месеты.

Геологическое строение всей системы Атласа изучено еще плохо и крайне неравномерно. Все известные нефтяные и газовые месторождения приурочены к нескольким, хотя подчас и к крупным, но тем не менее частным прогибам. Эти прогибы включаются в состав более крупных замкнутых или частично замкнутых впадин, которые соответствуют известным или возможным нефтегазоносным бассейнам в принимаемой в данной книге формулировке.

В атласскую группу входят следующие нефтегазоносные бассейны (рис. 130): 1) Марокканский (Западно-Атласский); 2) Северо-Атласский; 3) Центрально-Атласский; 4) Восточно-Атласский (Тунисский).

МАРОККАНСКИЙ (ЗАПАДНО-АТЛАССКИЙ) БАССЕЙН

Марокканский нефтегазоносный бассейн заключен между высокоприподнятыми складчатыми сооружениями Рифа на севере, Среднего Атласа на востоке, Высокого Атласа на юге, сложенными преимущественно юрскими породами. На западе бассейн открывается в Атлантический океан. По своему типу бассейн относится к межгорным полузамкнутым бассейнам, образованным на базе срединного массива.

Фундамент, обнажающийся в центральных частях бассейна, представлен палеозойскими сланцами, песчаниками, кварцитами, гранитами, базальтами, изредка известняками. Эти отложения интенсивно дислоцированы и метаморфизованы. Фундамент имеет расчлененный рельеф.

Осадочный чехол образован толщей мезозойских и кайнозойских пород, отличающихся непостоянством литологического состава и изменчивой мощностью. В отдельных прогибах мощность может достигать нескольких километров, тогда как в приподнятых участках бассейна она сильно уменьшается (табл. 49).

Центральная часть бассейна — Марокканская Месета — отличается приподнятым положением палеозойского фундамента. Отдельные его выступы, обнажающиеся на поверхности, собственно палеозойская Месета, Шауйа, массив Рехамна, Джебилет, расчленяют Месету на несколько обособленных неглубоких прогибов, выполненных преимущественно верхнемеловыми и эоценовыми породами, залегающими практически горизонтально.

Марокканская Месета характеризуется полустоловым рельефом высотой до нескольких сот метров и почти не затронута альпийскими складчатыми движениями. Основными формами нарушений являются сбросы, по которым имеют место блоковые подвижки фундамента.

Марокканскую Месету от горного складчатого обрамления отделяют крупные прогибы. К югу от Рифа расположен Рарбский (Гарбский) прогиб; к северо-западу и западу от Высокого Атласа прогибы Тадла (Бени-Амир — Бени-Мусса) и Марракешский.

Все эти окраинные прогибы имеют асимметричное строение. Один борт, обращенный к Месете, пологий, платформенного типа, другой, противоположный, — складчатый. Ось максимального прогибания смещена в сторону

складчатого борта. Каждый из этих прогибов может рассматриваться как нефтегазоносная или возможно нефтегазоносная область.

В Рарбском прогибе сосредоточены почти все известные в настоящее время нефтяные и газовые месторождения Марокко. Рарбский прогиб, расположенный между Рифом, Средним Атласом и Месетой, выполнен осадочным комплексом от триаса до плиоцена мощностью до 3000 *м*. Для строения северного и восточного его борта характерны покровные структурные формы, опрокинутые к югу и западу в сторону Месеты. В южной и центральной бортовых частях прогиба осадочный чехол залегает горизонтально на приподнятом палеозойском основании, за исключением приразломных участков, где подвижки фундамента вызвали некоторую складчатость в осадочном чехле.

Обильные нефтегазопроявления в пределах Рарбского прогиба известны давно и приурочены практически во всем стратиграфическим подразделениям осадочного чехла. Промышленная нефтеносность связана с песчаниками верхнего миоцена — месторождение Аин-Хамра, открытое в 1918 г.; массивными известняками, доломитами, песчаниками нижней и средней юры — большинство месторождений Марокко, открытые в 1948—1957 гг. Кроме того, нефтеносными оказались сильно трещиноватые породы фундамента и граниты.

Основные зоны нефтегазонакопления располагаются на стыке покровных структурных элементов Рифа и надвигов Среднего Атласа, с одной стороны, и Месеты, — с другой. К северо-западу от Мекнеза известны две частично совмещенных в плане зоны нефтегазонакопления, простирающиеся с ЮЗ на СВ. Одна из них антиклинального типа связана с фронтальным антиклинальным подворотом мезозойских слоев. Месторождения антиклинального типа с массивными залежами в структурно-эрозионных выступах и пластовыми сводовыми. Нефтеносны нижнеюрские песчаники и известняки, трансгрессивно перекрытые мергельно-глинистыми отложениями миоцена. К этой зоне приурочены месторождения Верхний Сиди-Фили, открытое в 1952 г., Верхний Блед-Эддум — в 1952 г., Верхний Блед-Катара — в в 1953 г., Верхний Црар — в 1955 г. и др. С этой же зоной связаны месторождения Тзельфат, открытое в 1932 г., и Бу-Драа — в 1936 г., в которых нефтеносны известняки и песчаники лейаса и песчаники доггера.

Другая зона нефтегазонакопления, расположенная под первой, также антиклинального типа, образована горстовыми выступами фундамента палеозойских пород или гранитов. Эта полоса дислокаций является юго-восточным обрамлением приподнятой части цоколя палеозойской Месеты в пределах Рарбского прогиба. Некоторые из этих дислокаций проявляли себя в пермотриасовое время. В течение юрского периода с ними совпадала, по-видимому, береговая линия, обусловившая быструю смену и разнообразие отлагавшихся здесь осадков. Месторождения связаны с горстами фундамента, трансгрессивно перекрытыми преимущественно миоценовыми, а также юрскими породами.

Нефть заключена в сильно трещиноватых породах палеозоя (метаморфизованные песчаники и сланцы) и гранитах. К этой зоне приурочены месторождения: Батон, открытое в 1947 г., Тиссеран — в 1948 г., Вади-Меллах — в 1948 г., Нижний Сиди-Фили — в 1950 г., Мерз-Эль-Кхарез — в 1951 г., Нижний Блед-Эддум — в 1952 г., Блед-Деффа — в 1952 г., Нижний Блед-Катара — в 1954 г., Нижний Прар — в 1955 г. и др.

На севере Рарбского прогиба известна зона нефтегазонакопления, связанная с тектоническим экранированием моноклинально залегающих слоев миоцена. Эта зона расположена на границе складчатых структур Рифа и наиболее прогнутой части Рарбской впадины и имеет простирание с северо-запада на юго-восток. К этой зоне приурочено одно небольшое нефтяное месторождение Аин-Хамра. Нефтеносны песчаные горизонты миоцена, моноклинально залегающие на сложно дислоцированном комплексе предрифского покрова (олигоцен — мел). Залежи пластовые, тектонически экранированные.

Азональная площадь нефтегазонакопления обнаружена в районе Порт-Лиоте, в центральной части прогиба. Залежи газа приурочены к линзообразным песчаным прослоям нижнего миоцена. Суммарная добыча нефти из месторождений Рарбского прогиба в 1959 г. составила 85 тыс. *т*.

Прогиб Тадла (Бени-Амир — Бени-Мусса) расположен в восточной части Марокканского бассейна между Средним Атласом и известняковым Высоким Атласом, с одной стороны, и Месетой, — с другой (рис. 131). Восточная часть Месеты, сложенная с поверхности известняками верхнего мела, получила название Фосфоритового плато. Борт, обращенный к Месете, характеризуется моноклинальным залеганием преимущественно мезозойских отложений. Борт, примыкающий к Высокому Атласу, сравнительно сильно дислоцирован.

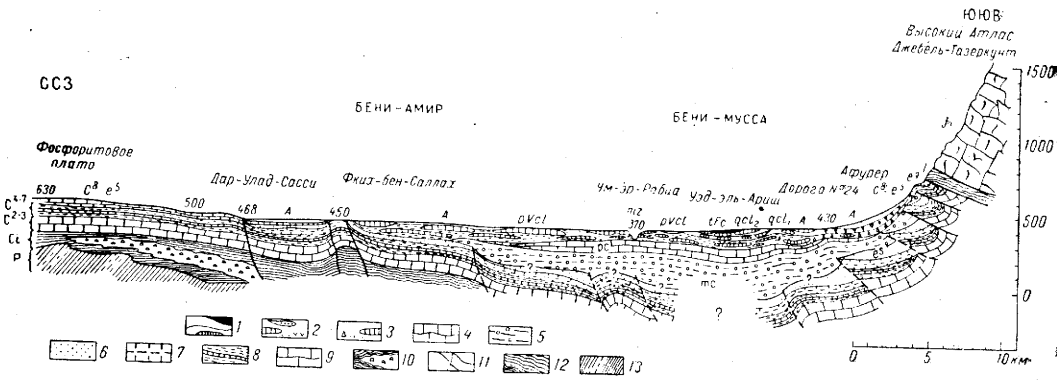


Рис. 131. Профильный разрез через впадину Тадла.

1 — современные четвертичные отложения: известковые песчаники и черные озерные известняки (tFc), красные и бурые известняки (A), озерные известняки и розовые мергели (gcl_2); *2* — высокие миллацкие террасы (mz), брекчии, конгломераты, озерные известняки и розовые мергели — древние четвертичные отложения (gcl_1); *3* — брекчии, конгломераты, озерные известняки и розовые мергели — виллафранк (pVcl); *4* — белые известняки — нижний плиоцен; (pcl); *5* — мергели, песчаники и розовые конгломераты — понт? (mC); *6* — красные песчаники — верхний эоцен (l5); *7* — известняки, фосфориты, кремнистые породы — маастрихт — лютет (C8l5); *8* — белые известняки, песчаники и желтые мергели — сенон (C^{4-7}); *9* — белые известняки и мергели — турон-сенон (C^{2-3}); *10* — пестрые глины и гипсы — нижний мел (Ci); *11* — доломитовые известняки — лейас (Ji); *12* — пестрые глины — триас (T); *13* — сланцы и кварциты — палеозой (P).

Наиболее прогнутая часть прогиба выполнена пестрыми глинами триаса, доломитовыми известняками лейаса, пестрыми глинами, песчаниками, гипсами нижнего мела, известняками и мергелями верхнего мела — палеоцена, красными песчаниками, мергелями эоцена. Выше залегает сравнительно мощная (несколько сотен метров) толща озерных отложений от понта до четвертичных, представленная известняками, мергелями, конгломератами, брекчией. Суммарная мощность осадочного чехла превышает 1000 *м*.

В пределах прогиба промышленных месторождений нефти или газа неизвестно.

Марракешский прогиб расположен в южной части Марокканского бассейна между западным Высоким Атласом и выступом фундамента — Джебилет. На востоке, где Джебилет вплотную подходит к Атласу, прогиб замыкается.

В западном направлении прогиб, расширяясь и получив название Могадорской синклинали, открывается в Атлантический океан. Прогиб выполнен мощной (до 3 *км*) толщей мезозойских и кайнозойских осадков, смятых в складки, интенсивность которых возрастает к югу. Отдельные антиклинальные поднятия группируются в протяженные антиклинальные зоны субширотного простирания, осложненные сбросами.

Крупная флексура, местами переходящая в сбросо-надвиг, проходит по краю Атласа, отмечая границу между горами и равниной.

Таблица 49

Схематический сводный разрез Марокканского бассейна

Система, отдел	Краткое литологическое описание	Мощность, м
Четвертичная	Пески, гравий, галечники, известняки, суглинки	50
Плиоцен	Морские пески, раковинные известняки; озерно-речные мергели, известняки, конгломераты	50—100, 300—600
Миоцен	Пески, песчаники, мергели, глины	До 2000
Олигоцен	Мергелистые песчаники, мергели, песчаники и пески	До 200
Эоцен	Мергели, известняки морские и континентальные; фосфоритовая серия — мергелистые известняки и песчаные мергели	До 250
Верхний мел	Известняки, мергели, глины	До 300
Нижний мел	Доломитовые известняки, мергели, глины, красные гипсоносные глины	250—1000
Верхняя юра	Доломитовые известняки, мергели	До 500
Средняя юра	Мергелистые песчаники, известковистые мергели, известняки	До 700
Нижняя юра	Глины, песчаники, мергели, известняки, доломиты, ангидриты, покровы базальтов	До 1500
Пермо-триас	Красные соленосные глины, песчаники, ангидриты, гипсы	До 2000
Палеозой — докембрий	Сланцы, кварциты, граниты (фундамент)	

Прогиб с поверхности выполнен мощными грубообломочными образованиями верхненеогенового и четвертичного возраста, маскирующими глубинное строение.

В пределах Марракешского прогиба можно выделить несколько антиклинальных зон нефтегазонакопления. С двумя из них связаны газовые месторождения Кечула, открытое в 1957 г., и Иеер — в 1958 г.

СЕВЕРО-АТЛАССКИЙ БАССЕЙН

Северо-Атласский нефтегазоносный бассейн занимает сравнительно узкую прибрежную полосу северного Алжира и северо-восточного Марокко. Восточная часть бассейна занята долиной р. Шелиф, а западная, наиболее широкая, — долиной нижнего течения р. Мулуя. С запада бассейн ограничен складчатой системой Рифа и небольшими мезозойскими массивами, являющимися северным окончанием Среднего Атласа. С юга и юго-запада бассейн обрамлен Береговым Атласом и его западным продолжением, образованным горами Джерада, Мекам, Дебду, в ядрах которых выступает

палеозой. На севере бассейн открывается в Средиземное море. Северо-Атласский бассейн образован на базе нескольких сообщающихся впадин, расположенных внутри альпийского складчатого сооружения Атласа. Палеозойский фундамент в пределах бассейна опущен на значительную глубину.

Толща осадочных пород представлена серией известняков, доломитов и мергелей нижней и средней юры, а также преимущественно карбонатными породами верхней юры и мела и терригенными осадками миоцена и плиоцена, мощность которых превышает 2000 *м*. Суммарная мощность осадочного выполнения бассейна достигает нескольких километров. Наиболее широким развитием пользуются нижне- и среднеюрские отложения. Ими сложено все складчатое обрамление бассейна, а также отдельные поднятия внутри него, представляющие крупные антиклинальные складки.

Толща пород, за исключением самых верхних своих подразделений, интенсивно смята в системы протяженных антиклинальных и синклинальных зон, в общем простирающихся в субширотном направлении, в значительной степени осложненных различными нарушениями. Наиболее крупные антиклинальные поднятия (антиклинории), хорошо выраженные орографически, разделяют бассейн на отдельные впадины, заполненные миоценовыми и плиоценовыми отложениями.

В пределах Северо-Атласского нефтегазоносного бассейна давно известны разнообразные проявления нефти, газа и асфальта.

В 1880 и в 1915 гг. были открыты два небольших нефтяных месторождения — Аин-Зефт и Тлиуанэ к юго-востоку от Орана. Оба месторождения приурочены к антиклиналям, разбитым сбросами. Нефтеносными оказались песчаные горизонты миоцена. К настоящему времени эти месторождения совершенно истощились и не эксплуатируются.

ЦЕНТРАЛЬНО-АТЛАССКИЙ БАССЕЙН

Центрально-Атласский нефтегазоносный бассейн расположен между складчатыми горными цепями Берегового Атласа (до 2300 *м*) на севере и Сахарского Атласа (до 2300 *м*) на юге. На востоке эти сооружения смыкаются, образуя восточное ограничение бассейна; западное образовано складками Среднего Атласа. Бассейн расположен главным образом на территории Северного Алжира и лишь частично — Марокко и Туниса. Его центральная часть, Высокое плато, или плато Шоттов, представляет собой то совершенно плоское, то волнистое или даже пересеченное горами плоскогорье, понижающееся с запада (1100 *м*) на восток (800 *м*). Высокое плато от высокогорного обрамления отделяется краевыми впадинами, как правило, почти повсеместно опоясывающими центральную приподнятую часть бассейна.

Осадочная толща пород, слагающих бассейн, образована преимущественно морскими толщами юры, мела, палеогена и неогена, залегающими на метаморфизованных складчатых породах палеозоя, опущенных на глубину, превышающую 1000 *м*. Осадочные породы в центральных частях бассейна смяты в пологие складки. Более интенсивная складчатость наблюдается в окраинных впадинах, где происходит увеличение мощностей палеогена и неогена. Особенно это относится к наиболее изученной северной впадине, восточная часть которой получила название впадины Ходна. Неоген в этой впадине представлен мощными юрскими молассами. Впадина тянется более чем на 350 *км*. Характерной ее особенностью является надвигание южного крыла Берегового Атласа на прилегающие к нему со стороны Высокого плато третичные отложения. В строении надвигов принимают участие породы от сеномана до нижнего миоцена включительно. Ширина перекрытия оценивается в 30 *км*.

В Центрально-Атласском бассейне, несмотря на широкое распространение естественных нефтегазопроявлений, известно только одно нефтяное месторождение Вад-Гэтерини, открытое в 1949 г. Месторождение, расположенное в районе Омаль и связано с покровом Берегового Атласа. Шарьяж

в этом районе состоит из восьми отдельных покровов или чешуй, перекрывающих друг друга. Нижние с I по IV покровы сложены главным образом третичными образованиями, а верхние с VI по VIII сложены меловыми отложениями олигоценово-миоценовыми в своеобразной фации. Нефтеносны отложения от верхнего маастрихта до нижнего миоцена, образующие IV покров. Это в основном мергели и известняки мощностью до 500 *м*. Промышленно нефтеносными оказались известняки ипрского яруса (мощность 120 *м*) и слои известняков и песчаников лютетского яруса. Залежи массивные в структурном выступе или пластовые сводовые и тектонически экранированные. Месторождение входит в состав антиклинальной зоны нефтегазонакопления покровного типа.

ВОСТОЧНО-АТЛАССКИЙ (ТУНИССКИЙ) БАССЕЙН

Восточно-Атласский (Тунисский) нефтегазоносный бассейн расположен целиком в Тунисе. Образован на базе межгорных впадин Атласа, открывающихся в сторону Средиземного моря. Бассейн сложен мощной морской толщей от перми до четвертичных, регионально погружающейся на восток.

Осадочный чехол смят в систему параллельных антиклинальных складок, имеющих субширотное простирание, меняющееся на востоке на северо-восточное. Среди типов структурных форм известны диапировые складки.

Несмотря на некоторое количество естественных битумопроявлений, поисковые работы не увенчались успехами. До настоящего времени известно только одно небольшое газовое месторождение антиклинального типа — Кап-Бон. Продуктивными являются нижнемеловые песчаники, залегающие на глубине 1370 *м*.

§ 45. ГРУППА БАССЕЙНОВ СЕВЕРНОЙ АФРИКИ

Группа бассейнов северной Африки объединяет два крупнейших и наиболее изученных бассейна Африки — Сахарский и Ливийский. Первый из них относится по типу к предгорным бассейнам с резко выраженным на севере горным обрамлением — Атласом. Смежный к востоку Ливийский бассейн относится к платформенному типу.

Еще далее к востоку расположен Восточно-Средиземноморский бассейн.

САХАРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Сахарский нефтегазоносный бассейн занимает северную и северо-западную часть пустыни Сахары и расположен главным образом на ее территории, а также частично Ливии, Туниса, Марокко, Мавритании, Испанской Сахары и Мали.

Сахарский бассейн, изучение геологического строения которого по существу только начинается, представляет обширную область прогибания в краевой части Североафриканской платформы, состоящую из нескольких крупных прогибов.

Ограничение бассейна с севера образовано складчатым Сахарским Атласом, сложенным мезозойскими породами. Сахарский Атлас сочленяется с Североафриканской платформой по региональному Южноатласскому разлому[1]. С северо-запада бассейн ограничен глыбово-складчатыми горами Анти-Атласа (высотой до 3 *км*), сложенными палеозойскими отложениями, а с запада, где происходит замыкание бассейна, — невысоким плато Испанской Сахары, представляющими выступы древнего фундамента.

На юге граница бассейна проходит по выступам докембрийских массивов фундамента: Эглаб (580 *м*), Ахаггар (до 3 *км*) и Тибести (3, 4 *км*). Массив Эглаб (Регибат) от Ахаггара (Туарег) отделяется меридиональным

[1] Уже по этому признаку бассейн не может быть отнесен к предгорному типу (аналогичному Предаппалачскому). Сахарский бассейн — типичный платформенный. *Ред. И. В.*

прогибом Шеш, связывающим Сахарский бассейн с возможно нефтеносным бассейном Эльджуф. Ахаггар от нагорья Тибетси отделяется южным окончанием прогиба Мурзук, связывающим рассматриваемый бассейн с бассейном оз. Чад.

Восточная и северо-восточная границы Сахарского бассейна проводятся вдоль невысоких плоских возвышенностей поднятия Ремада, сложенных мезозойскими породами. С юга на север протягиваются вершины Эль-Харудж — Элб-Асвад высотой до 1200 *м*, Джебель-Эль-Сода высотой до 800 *м*, Уамада-Эль-Хамра высотой до 900 *м*. Эти возвышенности отделяют Сахарский бассейн от расположенного восточнее Ливийского нефтегазоносного бассейна. В пределы Сахарского бассейна включена несколько условно узкая прибрежная полоса, протягивающаяся к западу от Триполи.

Складчатый фундамент, обнажающийся в южном обрамлении бассейна, сложен гранитами, гнейсами, слюдяными сланцами. Фундамент в центральных частях бассейна опущен на глубину в несколько тысяч метров и отличается сравнительно расчлененным рельефом. Осадочный чехол образован горизонтально залегающими породами палеозоя и мезозоя. Отложения палеозоя обнажаются по периферии Ахаггарского нагорья, в Угартском поднятии и на востоке бассейна, где они смяты в складки различной интенсивности, усиливающейся в более древних стратиграфических подразделениях. На палеозойские слои с несогласием ложатся так называемые «промежуточные континентальные отложения», представленные песчаниками и конгломератами и залегающие между морскими отложениями нижнего карбона и верхнего мела. Эта толща на востоке сопоставляется с серией Нубийских песчаников (ОАР). На севере промежуточные континентальные отложения имеют нижнемеловой возраст и подстилаются морскими отложениями юры и триаса. Верхний мел и эоцен представлены морскими отложениями; более молодые третичные отложения развиты в континентальных фациях. На Ахаггаре и Тибести и к северу от последнего большое развитие получили верхнетретичные и четвертичные вулканические образования (см. табл. 50).

В пределах Сахарского бассейна выделяется ряд впадин — синеклиз, изученных крайне неравномерно. В зарубежной литературе эти синеклизы именуются бассейнами.

На крайнем западе Сахарского бассейна находится впадина Тиндуф, вытянутая в широтном направлении и ограниченная с севера Анти-Атласом, а с юга — массивом Эглаб. Осадочная толща, обнажающаяся по склонам Анти-Атласа и Эглаба, а также в западном обрамлении впадины, состоит из преимущественно палеозойских песчано-сланцевых пород, возраст которых датируется от кембрия до карбона. Мощность этой толщи свыше 10 *км*. Она покрывается континентальными неогеновыми и четвертичными отложениями, мощность которых достигает нескольких сотен метров.

На востоке впадина Тиндуф сменяется впадиной Регган, протягивающейся с северо-запада на юго-восток. С северо-востока и востока впадина Регган ограничена цепью Угарт, в ядре которой обнажается докембрий. С юга и юго-запада ограничением служит массив Эглаб. На юге впадина переходит в вытянутый в меридиональном направлении прогиб Шеш. Впадина Регган так же, как и предыдущая, представляет пологую синеклизу, выполненную палеозоем. На палеозойские отложения с несогласием ложится континентальная толща, сложенная грубыми конгломератами, перекрытыми глинами и красноцветными песчаниками, мощностью до 350 *м*. Эта серия относится к верхнему карбону и возможно к перьми и перекрывается континентальными третичными отложениями. Во впадине Регган проводились поиски месторождений в рифовых известняках среднего девона, не давшие пока положительных результатов. Были получены только небольшие притоки горючего газа.

Впадина Ахнет расположена на северо-западных склонах Ахаггарского массива. С севера она ограничена мезозойским плато Тадемаит (до 800 *м*), с востока — Амгидским выступом фундамента, северное погребен-

ное продолжение которого получило название поднятия Биод. С запада впадина ограничена южным продолжением Угартской палеозойской зоны поднятий. Впадина сложена с поверхности палеозойскими породами, за исключением ее северной части (прогиб Тидикельт).

Палеозойские отложения начинаются с кембро-ордовика и заканчиваются намюрским ярусом карбона. Они представлены разнообразными песчано-сланцевыми и известковыми толщами мощностью до нескольких километров. Палеозойские образования перекрыты глинисто-песчаной «промежуточной континентальной толщей» (нижний мел) и третичными континентальными песчаниками. В разрезе как тех, так и других наблюдаются прослои известняков и доломитов. Породы залегают почти горизонтально и развиты в прогибе Тидикельт, скрывая глубинное его строение.

Во впадине Ахнет выделяется, кроме прогиба Тидикельт, еще несколько частных прогибов, вытянутых в субмеридиональном направлении. Прогиб Мойдир (собственно Ахнет) отделен от Аццель-Матти выступами фундамента или их погребенными продолжениями. В этих прогибах палеозойские отложения смяты в линейно-вытянутые антиклинали. Выделяется три направления антиклинальных зон: основное — меридиональное и второстепенные — с ЮЗ на СВ и с ЮВ на СЗ. По характеру и интенсивности складчатости резко

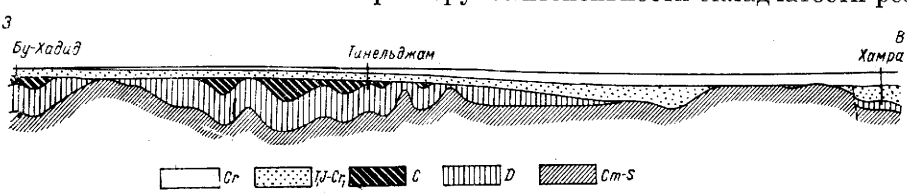


Рис. 132. Схематический профильный разрез через Сахарский бассейн (из World Petroleum, September, 1959 г.).

различают три области. На юге в районе выходов на поверхность кембро-ордовика, силура и нижнего девона складчатость очень интенсивна — углы падения достигают 90°, имеются многочисленные разрывы. Севернее в районе обнажений верхнего девона и карбона углы падения пластов не превышают 20°. Еще севернее в районе развития мезозойских слоев складки очень пологие высотой не более 10 *м*. Во впадине Ахнет выявлено около 40 антиклинальных складок размером в среднем 15—20 × 5 *км* и высотой от 20 до 600 *м*. Антиклинальные складки группируются в протяженные антиклинальные зоны, представляющие зоны нефтегазонакопления (рис. 132).

Разбуривание отдельных поднятий привело к открытию промышленных залежей природного газа, приуроченных к кембро-ордовикским песчаникам, девонским песчаникам и известнякам нижнего и среднего отдела и к каменноугольным песчаникам турнейского возраста. Отмечены признаки жидкой нефти в девоне и карбоне. Промышленных залежей нефти пока не обнаружено.

Глубина залегания продуктивных горизонтов колеблется от нескольких сотен до 2500 *м*. Газ в основном состоит из метана. Первый газ получен у Джебел-Берга в 1954 г. С тех пор открыто еще более 10 месторождений. Запасы газа оцениваются 15 млрд. $м^3$.

В юго-восточной части бассейна между северо-восточными склонами Ахаггара и северо-западными Тибести расположена впадина Феццан. С востока впадина ограничена поднятиями Джебель-Эль-Сода и Эль-Харудж—Эль-Асвад, в строении которых наряду с палеозойскими и мезозойскими отложениями принимают участие и молодые лавовые потоки. На севере впадина от остальной части бассейна отделяется мезозойскими возвышенностями Хамада — Тингерт, на западе обрамлением служит выступ фундамента у Агадира. В пределах впадины можно выделить два частных прогиба: на севере Полиньяк, а на юге — Мурзук, разделенных поднятиями Джебель-Феццан и Тимбока.

Прогиб Мурзук, имеющий в плане форму перевернутого треугольника с вершиной на юге, выполнен мощными палеозойскими отложениями, обнажающимися по ее бортам, и континентальными мезозойскими и третичными образованиями, занимающими ее центральную, наиболее прогнутую часть (рис. 133).

Наиболее изученным является прогиб Полиньяк. В его строении, как и в строении смежной впадины Ахнет, большую роль играют отложения палеозоя, обнажающиеся как на западе прогиба, так и на востоке. Для палеозойского разреза характерной особенностью является наличие крупных внутренних перерывов и пестрый литологический состав. Мощность палеозоя достигает 3,5 *км*. В основном это песчано-глинистые породы с прослоями известняков (средний девон) и известняков и гипсов (карбон). Хорошие коллекторы, разделенные глинистыми пачками, известны практически по всему разрезу. Особенно выдержаны песчаные горизонты в среднем девоне и некоторых свитах карбона.

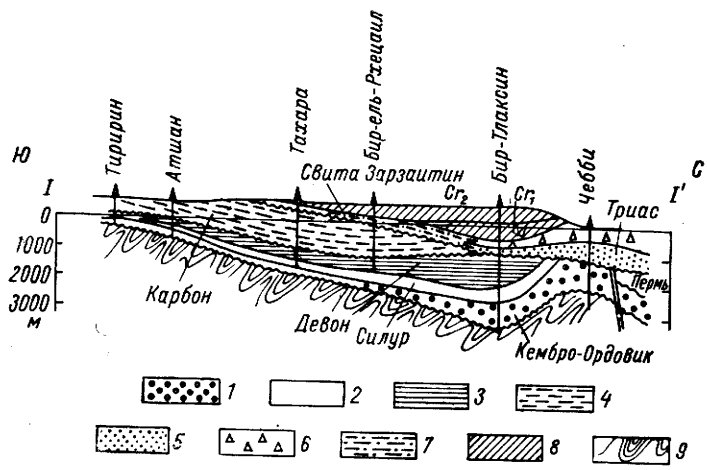


Рис. 133. Схематический профильный разрез *I*—*I'* через Сахарский бассейн (по A. Perrodon, 1960 г.).

1 — кембро-ордовик; *2* — силур; *3* — девон; *4* — карбон; *5* — триас терригенный; *6* — триас соленосный; *7* — триас континентальный (свита зарзаитин); *8* — мел; *9* — докембрийский фундамент.

Мезозой, сложенный глинисто-песчаными образованиями, несогласно залегает на породах палеозоя и расчленяется на литологические комплексы зарзаитин, тауратин и джуа, относимые к триасу и нижнему мелу. Его мощность 650 *м*. Мезозойские отложения слабо дислоцированы. Третичные континентальные песчаники и известняки имеют небольшую мощность.

Южное крыло прогиба Полиньяк представляет собой моноклиналь, полого наклоненную к северу и осложненную многочисленными антиклинальными поднятиями. Углы падения на поднятиях не превышают 6—8°. Наряду с этим имеются отдельные, резко выраженные антиклинальные зоны с углами падения до 50°, причем складки асимметричны и осложнены разрывами. Две такие зоны находятся несколько восточнее границы — между Алжиром и Ливией—и расположены на северном продолжении поднятия Тимбока и еще одна, получившая название Джебель-Эссау-Меллен, на западе прогиба. Отдельные структурные зоны, выделяемые в области развития палеозоя, продолжаются под мезозойским и третичным осадочным покровом. Структуры имеют в основном субмеридиональное простирание, а также северо-западное, а в восточной части прогиба и северо-восточное (рис. 134).

В пределах прогиба Полиньяк обнаружены антиклинальные зоны нефтегазонакопления, с которыми связаны месторождения нефти и газа антиклинального типа. В пределах алжирской части прогиба в состав восточной

антиклинальной зоны нефтегазонакопления входят нефтяные месторождения Зарзаитин и Эджеле, в состав западной — месторождения Тигуентурин и др. В Ливии с аналогичными зонами связаны месторождения нефти Атшан и Тахара.

Нефтегазоносны горизонты ордовика, нижнего девона, верхней части верхнего девона, пласт «В» в свите Ассекайфаф карбона. Залежи пластовые сводовые и тектонически экранированные. Глубина залегания от 500 до 2000 *м* с лишним.

Всего в алжирской части прогиба Полиньяк в настоящее время насчитывается свыше 10 нефтяных и газовых месторождений, в пределах ливийской части — два нефтяных месторождения. Возможно обнаружение зон нефтегазонакопления, связанных с литологическим выклиниванием коллекторских горизонтов, особенно в верхнем девоне, а также зон, связанных с рифовыми выступами среднедевонских известняков.

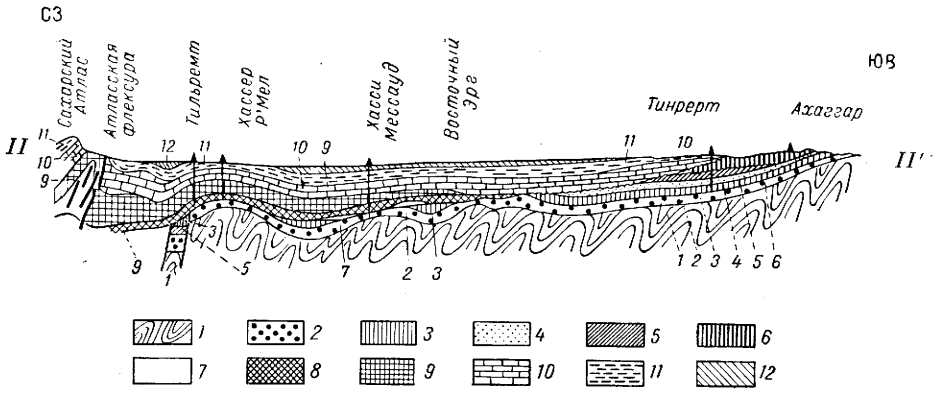


Рис. 134. Схематический профильный разрез *II—II'* через Сахарский бассейн (по A. Perrodon, C. Tempere, 1960 г.).

1 — докембрийский фундамент; *2* — кембро-ордовик; *3* — силур; *4* — нижний девон; *5* — средний и верхний девон; *6* — карбон; *7* — нижний триас; *8* — соленосный триас; *9* — юра; *10* — континентальный нижний мел; *11* — верхний мел и эоцен; *12* — миоцен и плиоцен.

Западная впадина расположена в северо-западной части Сахарского бассейна и в наиболее прогнутой своей части занята Большим Западным Эргом. С севера впадина по Южноатласскому разлому отделена от гор Сахарского Атласа. Западное и юго-западное ограничение образовано Угартскими цепями. От впадины Ахнет Западная впадина отделена мезозойским поднятием Тадемаит. Восточное ограничение впадины проводится по меридиональному погребенному валу Тильремт. Этот вал расположен, по-видимому, на продолжении выступа фундамента массива Ахаггар — Иджеране, отделяющему с запада прогиб Муйдир, и образованный палеозоем.

В Западной впадине выделяются частные прогибы: Коломб-Бешар, Мак-Магон, разделенные на северо-востоке поднятием Рарби. На северо-западе прогиб Коломб-Бешар через небольшой структурный порог соединяется с прогибом Буденив. Западная впадина заполнена мощной серией терригенных осадков кембро-ордовика (2000 *м*), битуминозных глин и глинистых известняков силура (1500 *м*), песчано-глинистых и известняковых пород девона (500 *м*), грубозернистых отложений карбона (несколько километров). Мезозойские отложения пользуются очень ограниченным развитием и распространены преимущественно на востоке впадины.

В Западной впадине осадочный чехол смят в очень пологие антиклинальные складки, простирающиеся параллельно Угартским цепям, складкам Сахарского Атласа (в пределах поднятия Рарби) и в субмеридиональном направлении.

В пределах впадины известно несколько антиклинальных зон нефтегазонакопления. Наиболее изученной является зона, связанная с погребенным

валом Иджеране. Этот вал на протяжении палеозойской и мезозойской истории развития Северной Сахары служил разделяющим барьером для двух — западной и восточной — областей крупного прогибания. К северному окончанию этого вала — своду Тильремт приурочено крупнейшее газовое месторождение бассейна Хасси-Эр-Мель, открытое в 1956 г. Газоносны пески триаса, залегающие на кембрии. Покрышкой служат соль и глины триаса. Залежь пластовая сводовая. Запасы газа 1 триллион $м^3$.

Притоки нефти и газа получены на структурах, расположенных в пределах поднятия Рарби, имеющего простирание с СВ на ЮЗ (Хасси-Бу-Зид, Хасси-Эль-Мор, Шааб-Эль-Хофра и др.).

Восточная впадина, наиболее прогнутый участок которой занят Большим Восточным Эргом, занимает всю северо-восточную часть Сахарского бассейна. В отличие от предыдущих впадин в Восточной впадине широким развитием пользуются морские мезозойские отложения мощностью свыше 3,5 *км*, обнажающиеся в ее обрамлении.

В пределах Восточной впадины известно несколько антиклинальных зон нефтегазонакоплений. Центральная зона проходит в меридиональном направлении через всю впадину. Она расположена на продолжении Амгидского выступа Ахаггарского массива и его северного продолжения — поднятия Эль-Биод. К этой антиклинальной зоне приурочены крупнейшие месторождения Сахарского бассейна — Хасси-Мессауд, открытое в 1956 г., Эль-Хасси — в 1959 г., Эль-Атреб, Уаргла.

Нефтяное месторождение Хасси-Мессауд антиклинального типа, площадью 2 тыс. $км^2$. Залежь пластовая сводовая. Нефтеносны песчаники кембрия в интервале 3300—3500 *м*, ложащиеся на фундамент и перекрытые ангидритовой толщей триаса. Средняя мощность продуктивного горизонта 75 *м*. Нефть уд. веса 0,8; запасы 500 млн. $м^3$. Аналогичное строение имеют и другие месторождения этой зоны.

У восточной границы впадины в Ливии недавно открыто месторождение Тлаксин. Нефтеносны песчаники силура на глубине 2670 *м*. Севернее Тлаксин обнаружено еще одно крупное антиклинальное поднятие, вытянутое в широтном направлении Гариан. В его пределах последнее время одна из скважин Уэд-Уебби получила промышленные притоки газа с глубины 1100 *м* из отложений триаса, залегающих непосредственно под меловыми породами.

Небольшая **впадина Гир** расположена в северо-западной части бассейна на стыке Анти-Атласа, Сахарского Атласа и Угартских поднятий; выполнена палеозоем.

Сахарский нефтегазоносный бассейн является одним из весьма перспективных бассейнов земного шара. Предполагается, что в ближайшие пять лет добыча нефти в нем возрастет до 50 млн. *т* в год.

Таблица 50

Схематический сводный разрез Сахарского бассейна

Система, отдел	Ярус	Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Нефтеносность
Четвертичная			Песчаные дюны, лавовые покровы	100	
Плиоцен — миоцен			Континентальные пески и глины с прослоями известняков	200	
Эоцен	Средний, нижний		Известняки, мергели, ангидриты, глины	100	

Продолжение табл. 50

Система, отдел	Ярус	Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтеносность
Верхний мел			Известняки, мергели, ангидриты, реже глины и песчаники	До 1000	
Нижний мел	Альб — апт		Морские песчаники (на севере)	До 200	
		Нубийские песчаники	Континентальные пески с прослоями гипсов и глин	До 1100	
Юра			Мергели, глины, доломиты, известняки (ограниченное распространение на северо-западе)	700—1000	
Триас			Доломиты, соли, песчаники. В основном на северо-западе бассейна	До 1000	Нефть, газ
Пермь			Известняки, песчаники (лишь на юге Туниса)		
Верхний карбон	Стефанский		Глинистые сланцы, песчаники (на севере Сахары — юге Туниса)	700	
Средний карбон	Вестфальский		Известняки в районе Коломб-Бешар, морские и континентальные песчаники и сланцы	3000	
Нижний карбон	Намюрский		Песчаники, глины, мергели, гипсы	Несколько сотен метров	
	Визейский	Верхний	Известняки с гипсом	400	Нефть, газ
		Средний	Мергели и песчаники	400	
		Нижний	Глинистые сланцы, песчаники, известняки	100—250	
	Турнейский		Глины с прослоями известняков и песчаников	100—400	
Верхний девон			Глины с прослоями песчаников и известняков, вверху черные мергели	1000—1500	
Средний девон			В двух фациях: известняковой и глинистой с прослоями песчаников и мергелей	200	
Нижний девон			Песчаники	150—300	Нефть, газ

Продолжение табл. 50

Система, отдел	Ярус	Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтеносность
Силур			Глинистые сланцы	150—600	
Ордовик — кембрий			Песчано-кварцитовые породы	50—500	Нефть, газ
			В Анти-Атласе — доломитовые известняки (кембрий)	2000	
Докембрий			Кристаллические сланцы, граниты		

ЛИВИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Ливийский бассейн занимает огромную площадь на северном окончании Африканской платформы. Он расположен главным образом на территории Ливии и ОАР. Незначительные его части заходят также в пределы Судана и Туниса. Бассейн представляет собой крупную, сложно построенную область прогибания в теле платформы, открывающуюся в сторону Средиземного моря. Южное ограничение бассейна образовано крупными выступами фундамента, образующими сравнительно высоко приподнятые нагорья и плато Тибести (3,4 *км*), Эрди, Гильф-Кебир (свыше 1 *км*) и плоскогорье Нубийской пустыни. На востоке бассейна находится плоскогорье Аравийской пустыни. Западная граница, отделяющая Ливийский бассейн от смежного Сахарского, менее отчетлива, особенно в северной части. Она проводится вдоль системы невысоких плоских холмов, сложенных с поверхности отложениями верхнего мела и молодыми лавами. С юга на север выделяются следующие возвышенности: Эль-Харудш, Эль-Асвад (1200 *м*), Джебель-Эль-Сода (800) *м*), Хамада-Эль-Хамра (900 *м*).

Недостаточно ясна граница бассейна в его краевой северо-восточной части, отделяющая Ливийский бассейн от Восточно-Средиземноморского. По-видимому, там имеется погребенная зона поднятий, протягивающаяся от северного окончания плоскогорья Аравийской пустыни на северо-запад и уходящая под уровень Средиземного моря восточнее Александрии. Эта зона разделяет бессточную впадину Каттара от интенсивной области прогибания, занятой дельтой Нила.

Геологическое строение Ливийского бассейна изучено очень слабо. Осадочный чехол сложен преимущественно терригенными морскими образованиями от кембрия до нижнего карбона, выходящими на поверхность в южных частях бассейна и вскрываемых скважинами на севере. Эти отложения отличаются региональным падением на север, на фоне которого выделяются отдельные антиклинальные складки. Отложения верхнего карбона и перьми, представленные континентальными породами, залегают на подстилающих толщах с резким угловым несогласием. Отложения мезозоя наиболее полно развиты в северных районах, где они представлены морскими карбонатно-терригенными фациями. Здесь в береговой зоне Киренаики бурением обнаружены морские отложения юры, мела и палеогена. Южная граница распространения этого морского бассейна фиксируется по рифовым образованиям, широко распространенным в верхнемеловое время. В пределах распространения этих отложений развита складчатость, интенсивность которой уменьшается с севера на юг. Складки представляют собой крупные

пологие антиклинали с углами падения в несколько градусов, вытянутые в субширотном направлении, параллельно побережью Киренаики.

На остальной, большей части бассейна развиты почти горизонтально залегающие континентальные толщи юры и нижнего мела и морские — верхнего мела. Мощность осадочного выполнения достигает нескольких километров, из которых на мезозой приходится 2—3 *км* (на севере).

Диапазон нефтеносности охватывает как палеозойские, так и (в отличие от Сахарского бассейна) мезозойские и палеогеновые отложения. Все открытые с 1958 г. месторождения расположены в западной части (Киренаика и Триполитания). Месторождения антиклинального типа. На месторождении Амал нефтеносны песчаники кембро-ордовика на глубине порядка 3000 *м*. В месторождениях Беда, Дахра, Мабрук, Захалиг, Бахи, Зелтен и других нефть содержится в рифовых известняках верхнего мела — палеоцена — эоцена. Глубина до продуктивных горизонтов колеблется от 1 до 2 *км*. Крупнейшим из этих месторождений является Зелтен, запасы которого оцениваются от 200 млн. *т* до 1 млрд. *т*. Продуктивный горизонт имеет мощность 100 *м*. Кроме того, нефть и газ получены еще в ряде отдельных скважин; представляет интерес обнаружение нефти в трещиноватых гранитах фундамента у Эль-Ракб на глубине 3,3 *км*.

Нефти отличаются от сахарских; они более тяжелые и содержат серу. Ориентировочно запасы нефти Ливийского бассейна превышают 1 млрд. *т*.

§ 46. ГРУППА СЕВЕРНЫХ ВНУТРЕННИХ БАССЕЙНОВ АФРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Северные внутренние бассейны Африканской платформы представляют собой обширные равнинные платформенные синеклизы, образованные в теле докембрийской платформы и выполненные мощными сериями осадочных образований в основном морского палеозоя и, возможно, мезозоя. Обрамлением бассейнов в большинстве случаев служат выступы фундамента, образующие возвышенности (300—400 *м*). Выделяются следующие бассейны: Эльджуфский, Доллолбосский, оз. Чад, Верхненильский, р. Вольта. Все эти бассейны изучены чрезвычайно слабо и в их пределах пока не известно проявлений нефти и газа.

Эльджуфский бассейн представляет обширную внутриплатформенную впадину, расположенную в основном на территории Мавритании, Мали, Алжира, Верхней Вольты, Гвинеи. Бассейн с севера ограничен кристаллическим массивом Эглаб, с северо-востока — нагорьем Ахаггар, с востока — плато Адрар-Ифорас (до 2000 *м*), с юга — горными хребтами Верхней Гвинеи, с юго-запада — массивом горы Ома (1900 *м*) и массивом Фута-Джаллон, с запада — невысокими холмами Сенегала и Мавритании. Обрамляющие сооружения сложены кристаллическими сланцами и гранитами докембрийского возраста, образующими фундамент бассейна.

Бассейн выполнен полого залегающими осадками палеозоя, обнажающимися по периферии бассейна. Центральные, наиболее прогнутые, участки бассейна с поверхности заняты практически горизонтальными континентальными толщами третичного возраста.

В пределах бассейна можно выделить несколько обособленных впадин. Северо-западную часть бассейна занимает впадина Таудени. На северо-востоке расположена впадина Шеш, на юго-западе — впадина Пиоро, на юге — впадина внутренней дельты Нигера.

Бассейн Доллолбоса расположен главным образом в пределах республик Нигера и Нигерии. Ограничение бассейна образовано приподнятыми на разную высоту выступами докембрийского фундамента. С северо-запада таковым является плато Адрар-Ифорас (до 2000 *м*), с севера — южные склоны нагорья Ахаггар, с северо-востока и востока — плато Аир (1800 *м*), плато

Дамергу и Дамагарим, с юго-востока — массив Баучи (2000 *м*) и с юга — невысокие Гвинейские горы. Бассейн выполнен отложениями палеозоя, мезозоя и третичных, мощность которых пока не установлена. Нет данных и о внутреннем строении бассейна.

Бассейн оз. Чад расположен на территории республик Чад, Нигер, Нигерии, Камеруна и Центрально-Африканской. Со всех сторон бассейн окружен приподнятыми плоскими возвышенностями, образованными складчатыми породами докембрия. На северо-востоке это нагорье Тибести (3400 *м*), на севере — плато Джадо (1000 *м*), на северо-западе — Ахаггар, на западе — плато Аир (Азбек) и Дамергу (1000 *м*), на юго-западе — плато Баучи (2000 *м*), на юге — водораздел бассейна Конго — плато Адамава (1000 *м*), на юго-востоке — плато Дар-Эль-Кути (1300 *м*), на востоке — плато Дарфур (3000 *м*) и Эннеди (1400 *м*).

Бассейн выполнен мощной толщей палеозоя и более молодых образований, совершенно еще не изученных.

В пределах бассейна оз. Чад выделяется несколько впадин. На юго-западе — впадина Шари, в центральной части — впадина, центральная часть которой занята оз. Чад, и на севере — впадина Боделе.

Верхненильский бассейн расположен главным образом на территории Судана и занят долиной верховьев Белого Нила и его притоков. Бассейн ограничен с востока и юго-востока Абиссинским нагорьем, с юга — высокогорными сооружениями Уганды, с юго-запада — плато Азанев (до 2 *км*), с запада — плато Дарфур, с севера — плато Кордофан (1400 *м*). Обрамляющие сооружения представляют собой выступы докембрийского фундамента. Геологическое строение бассейна практически не изучено.

Бассейн р. Вольта расположен в пределах Ганы и Того в верховьях р. Вольта. Ограничение бассейна образовано невысокими (до 1000 *м*) горами Того и Ганы, сложенными кристаллическими и метаморфическими породами докембрия. Бассейн представляет собой пологую синеклизу, вытянутую в меридиональном направлении и выполненную отложениями ордовика, силура и девона.

§ 47. ГРУППА ЮЖНЫХ ВНУТРЕННИХ БАССЕЙНОВ АФРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В группу южных внутренних бассейнов Африканской платформы отнесены три бассейна: Конго, Калахари и Карру, для которых характерно наличие отчетливо выраженного горного глыбового обрамления. Все эти бассейны отличаются огромными по площади размерами и, по-видимому, мощным осадочным выполнением. Наиболее древним стратиграфическим его подразделением являются отложения верхнего палеозоя. Основную роль в разрезе играют континентальные образования. Бассейны изучены слабо.

БАССЕЙН Р. КОНГО

Возможно нефтегазоносный бассейн р. Конго занимает обширную внутриплатформенную впадину в центральной части Африки и расположен главным образом на территории республики Конго (столица Леопольдвиль), а также в Анголе и Конго (столица Бразавиль).

Бассейн имеет в плане овальную форму диаметром до 1000 *км* и со всех сторон обрамлен сглаженными глыбовыми массивами высотой до 2000 *м*. Массивы сложены докембрийскими кристаллическими и метаморфическими породами. Сам бассейн представляет собой плоскую равнину, расположенную на высоте 300—500 *м*, повышающуюся к периферии до уровня 1000 *м*.

В строении бассейна принимают участие: 1) древний докембрийский кристаллический фундамент; 2) древний осадочный комплекс, более или менее метаморфизованный, предположительно нижнепалеозойского или докембрийского возраста; 3) осадочный покров (верхний палеозой, верхняя юра, мел, палеоген, неоген, четвертичные).

Докембрийский фундамент бассейна, изученный в обрамляющих бассейн выступах и опущенный в его центральной части на глубину порядка 4 *км*, образован изверженными и сильно метаморфизованными осадочными породами. Эти последние разделяются на три группы (снизу вверх): Рузизи, Кибали, Кибара-Урунди. Выше на фундаменте залегает группа катанга. Она в большей части бассейна залегает горизонтально и представлена преимущественно континентальными конгломератами, песчаниками, в частности аркозовыми известняками и сланцами.

Верхний комплекс представлен преимущественно континентальными терригенными образованиями. Однако имеются слои с остатками морских рыб. Известны прослои битуминозных пород как морских, так и континентальных.

В тектоническом отношении бассейн Конго представляет пологую синеклизу. Основными формами тектонических дислокаций являются разломы и очень слабые изгибы слоев. Глубинное строение бассейна практически не выяснено. По последним геофизическим данным через центральную часть бассейна с ЮВ на СЗ проходит протяженная зона поднятий; эта зона на западе (около Кокийавиля) выражена горстом, делит бассейн на две части: южную — Декезская впадина и северную — впадина Самба. Южная, в свою очередь, также подразделяется на три прогиба: западный — Инонго, центральный и восточный, являющийся, по-видимому, продолжением впадины Самба.

В пределах бассейна нефтепроявлений пока не известно. На северо-востоке между Стэнливилем и Понтьевилем, в разрезе свиты Луалаба (мезозой) известны пачки битуминозных глинистых сланцев и песчаников, имеющих значительное распространение.

Несмотря на то, что бассейн почти не изучен, он, безусловно, представляет интерес для поисков нефти и газа.

КАЛАХАРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Калахарский возможно нефтегазоносный бассейн занимает огромную полупустынную территорию центральной части Южной Африки, представляющую слабо расчлененное плато высотой порядка 900—1000 *м*, окруженное со всех сторон глыбовыми горными системами. Большая часть бассейна находится в Бечуаленде, Юго-Западной Африке, Анголе и Замбии, небольшие участки заходят также в Южно-Африканскую респ. и Южную Родезию. По своему строению бассейн представляет собой крупную внутриплатформенную область прогибания, выполненную мощными, полого залегающими континентальными осадками верхнего палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Как породы фундамента, так и осадочный чехол с поверхности перекрыты четвертичными образованиями, которые маскируют строение более глубоких частей бассейна. Исключение составляют лишь немногочисленные выступы кристаллических пород, прорывающие осадочный чехол и обнажающиеся в основном в периферийных частях бассейна.

Обрамление бассейна образовано высокоприподнятыми древними кристаллическими и метаморфическими породами докембрия, участками, перекрываемыми метаморфизованными осадочными комплексами нижнего палеозоя (свиты нама, ватерберг, матсап и умкондо). Отдельными пятнами по периферии бассейна обнажаются породы системы Карру.

На северо-западе Калахарский бассейн ограничен плато Бихе (до 2600 *м*). Западная граница проводится вдоль системы плоскогорьев Каоко (1600 *м*), Дамараленд (2300 *м*), Комас (2400 *м*), Шварцранд, Маланд,

плато Калк (до 200 *м*). На юго-западе возвышаются горы Карас (2200 *м*). Южная граница, несколько сглаженная, проводится вдоль границы Бечуаналенда и ЮАС и вдоль северных склонов гор Куруман и плато Капп. С юго-востока ограничение образовано горными системами Трансвааля (горы Ватерберг — 1700 *м* и др.). Восточное обрамление образовано плато Баманґвато, горами Южной Родезии и левобережья р. Замбези. На севере граница идет вдоль дороги из Нового Лисабона на восток до государственной границы и располагается на водоразделе бассейна рек Конго, Замбези и Кунене.

Фундамент бассейна, опущенный на значительную глубину, отличается расчлененным рельефом. Отдельные выступы фундамента, как уже упоминалось, обнажаются на поверхности в пределах бассейна. Фундамент бассейна, как и его обрамление, образован, по всей вероятности, аналогичными по возрасту и составу породами Трансваальской системы (докембрий), толщами матсап, ватерберг, чмкондо и нама (поздний докембрий — ранний палеозой). Это преимущественно кварциты, гравелиты, песчаники, вулканические породы, сланцы, известняки, доломиты, подстилаемые более древними гранитами и гнейсами. Мощность верхних толщ достигает нескольких километров.

На породы фундамента ложатся огромной мощности более молодые отложения, относимые к системе Карру (мезозой и кайнозой). Однако разрозненные выходы этих пород, отстоящие друг от друга на большие расстояния и почти совершенно не изученные бурением, не позволяют составить сколько-нибудь отчетливого представления о стратиграфической последовательности, литологии, мощностях и распространении этих отложений.

Для континентальных отложений системы Карру выделяются те же основные подразделения (свиты двайка, экка, бофорт и стромберг), что и в бассейне Карру (см. ниже). Они представлены в близких фациях, но имеют значительно меньшую мощность.

Отложения юры и мела с достоверностью не известны и не изучены. Предположительно к меловой системе относят небольшой выход темно-красных кварцитовых песчаников, плитняков, глинистых сланцев.

Верхняя часть осадочного чехла представлена свитой калахари, включающей верхнетретичные и четвертичные образования. Нижняя часть ее — «слои калахари» (слои ботлетхе) — представлена известняками, доломитами, известковистыми, железистыми и кремнистыми породами, песчаниками, мергелями, конгломератами.

Отдельные разности известняков и известняковых туфов, развитых на поверхности, получили название калькрет, мощность которых составляет сотни метров. Кварцитовые и сильно окремнелые породы называются силькретами и силькретовыми песками.

Верхняя часть свиты, широко развитая на поверхности бассейна, получила название «пески калахари». Это несогласно залегающие красные и серые пески, относимые по возрасту к плейстоцену. Мощность песков не установлена; в некоторых пунктах достигает 90 *м*.

Калахарский бассейн имеет форму вытянутого в меридиональном направлении овала с зазубренными краями, образованными вдающимися в тело бассейна крупными структурными элементами древнего кристаллического и метаморфического обрамления. Один из таких выступов известен в районе Гобабис — Рехобота (Рехоботская возвышенность). Он протягивается на несколько сотен километров на северо-восток до оз. Нгами, образуя в рельефе хребет Чанзи. Его продолжением на восточном борту бассейна является, по-видимому, аналогичный выступ у Ливингстона, погружающийся в юго-западном направлении. Оба этих выступа образуют крупный погребенный структурный элемент — вал, разделяющий бассейн на две впадины: на юге — Калахари, на севере — Окаванга. В пределах этих впадин, судя по геологической карте, можно с некоторой долей вероятности выделить несколько частных прогибов. Так, в пределах впадины Калахари выделяется прогиб

Макарикари, в пределах впадины Окаванго — прогибы Нгами, Овамбо, Замбези. Глубинное строение бассейна пока не известно; не известны и признаки нефтегазоносности.

БАССЕЙН КАРРУ

Возможно нефтегазоносный бассейн Карру расположен на юге Африканского материка, на территории Капской провинции, Оранжевой Республики, Наталя и Трансвааля Южно-Африканской респ. и Базутоленда. Этот бассейн как по своему строению, так и особенно по своему геоморфологическому выражению значительно отличается от остальных нефтегазоносных бассейнов земного шара. Бассейн Карру, сложенный мощной, преимущественно континентальной, почти горизонтально залегающей толщей осадочных пород, в большей части не имеет отчетливого орографического обрамления. Его центральные районы в современном рельефе образуют приподнятую горную систему высотой в отдельных пунктах свыше 3 *км*.

По своему типу он относится к бассейнам, приуроченным к впадинам краевых частей древних платформ. Область максимальных накоплений осадков располагается в южной половине бассейна, обусловливая его асимметричное строение.

Структура бассейна, отчетливо выраженная на геологической карте, представляет собой очень широкую и пологую синеклизу в теле Африканской докембрийской платформы, на значительной части выведенной на дневную поверхность в виде глыбовых гор.

Граница бассейна следует по границе распространения отложений системы карру, выполняющих эту впадину. На западе и юго-западе она проходит по восточным склонам средневысоких (1000—1700 *м*) складчатых горных хребтов, сложенных породами палеозойского возраста (капская система). Эти горные хребты, поворачивая на юго-восток и далее на восток, образуют Капские горы высотой 1500—2300 *м*, являющиеся южным ограничением бассейна. Капские горы сложены смятыми в протяженные антиклинальные складки отложения капской системы. На юго-востоке между Порт-Альфред и Порт-Сент-Джонс синклинальная структура бассейна обрезается берегом Индийского океана.

На востоке граница бассейна проходит в субмеридиональном направлении между восточными отрогами Драконовых гор и побережьем океана, сложенным в южной части породами капской системы, а далее на север до горы Каролина — докембрийскими гранитами и гнейсами, а также метаморфизованными осадочными породами.

От Каролины граница поворачивает вначале на запад, а затем на юго-запад вдоль правого берега р. Вааль и р. Оранжевая, огибая с юга выходы на поверхность докембрийских кристаллических, метаморфических и осадочных пород. Эти породы участвуют в строении поднятого плоского плато высотой порядка 1000—1500 *м*, в южной части получившее название плато Капп — 1400—1600 *м*. Асбестовых гор — 1500 *м*, гор Лангеберг — 1800 *м*. Асбестовые горы отчетливо выраженным клином вдаются в тело бассейна. От южного окончания этих гор северная граница бассейна проходит приблизительно параллельно долине р. Оранжевая, но несколько южнее ее — по контакту пород карру с древними гранитами и гнейсами.

Через весь бассейн, имеющий вид широкой подковы с выгнутой частью, обращенной на юго-восток, проходит цепь столовых гор, параллельных западному, южному и восточному побережью Африканского материка и сложенных отложениями системы карру. Восточная, наиболее приподнятая часть этих цепей, простирающаяся с ЮЗ на СВ, образует довольно разветвленную горную страну. В нее входят Драконовы горы, Высокий Вельд, плато Базутоленда высотой свыше 3 *км*, наиболее высокоприподнятая часть которых (Базутоленд) образована горизонтально лежащими базальтовыми лавами. Основания этих лав обычно находятся выше гипсометрической

отметки 1800 *м*, а мощность редко превышает 1000 *м*. Эти горные массивы заполняют всю восточную и северо-восточные части бассейна и, по-видимому, должны быть исключены из состава бассейна, как совершенно не перспективные на нефть и газ.

Западная половина бассейна системой горных хребтов Роггевелд — 1800 *м*, Ньиввелд — 1900 *м*, Снеэвберген — 2400 *м*, Стормберг — 2100 *м*, получившей название главного водораздела, делится на две депрессионные части: на юге — Большое Карру, зажатое между главным водоразделом и Капскими цепями, и на севере — Верхнее Карру.

Фундамент бассейна, обнажающийся к СЗ, С и СВ от границ бассейна, образован древними докембрийскими как кристаллическими и метаморфическими, так и сильно метаморфизованными осадочными породами, подразделяющимися на ряд свит.

Строение этих образований в обрамляющей бассейн области отличается большой сложностью. К западу от Асбестовых гор намечается северо-западное простирание древних структур, а к востоку — субмеридиональное и северо-восточнее, в районе Претории — субширотное.

Сведений о строении фундамента в пределах бассейна нет, но можно предположить, что он отличается достаточно расчлененным рельефом.

Фундамент перекрыт мощной (свыше 10 *км*) осадочной толщей, относящейся к двум местным системам — Капской и Карру, занимающим интервал от верхнего силура до лейаса. Мощности в северном направлении значительно убывают. Отложения Капской системы, образующие южное складчатое обрамление бассейна, представлены серией гравелитов, песчаников и сланцев, отложенных в мелководных морских и дельтовых условиях. Эти породы, с резким угловым несогласием залегающие на фундаменте, на севере согласно сменяются толщей системы Карру. Карруские породы на юге в узкой полосе, примыкающей к Капским горным цепям, также смяты в складки, но на остальной площади бассейна залегают почти горизонтально, образуя огромную пологую синклиналь, ось прогиба которой несколько смещена к южной части бассейна. Система карру сложена, как уже упоминалось, осадками преимущественно континентального происхождения. Это ярко и пестро окрашенные песчаники, аргиллиты, глинистые сланцы, обильно инъецированные силлами и дайками долеритов. Система Карру венчается мощной толщей горизонтально лежащих пластовых лав темного цвета.

В тектоническом отношении бассейн подразделяется на две области. На юге выделяется узкая полоса слоев Карру, примыкающая к Капским горам, смятых в длинные антиклинальные складки, в которых нарушения играют незначительную роль. Северная область представляет собой одну огромную, очень пологую синклиналь, сложенную каррускими отложениями. Строение более глубоких частей неизвестно.

В разрезе осадочного чехла бассейна Карру развиты мощные образования глинистых сланцев и аргиллитов, в частности, в свите Боккевельд (Капская система).

Большое распространение имеют толщи песчаников, отдельные горизонты которых отличаются хорошими коллекторскими свойствами. Однако бóльшая часть системы карру в связи с поверхностным горизонтальным залеганием дренируется и выветривается и не может представлять интереса для нефтеносности.

Прямые нефтепроявления в бассейне Карру крайне редки. В породах системы Карру в ряде мест северной половины Капской провинции и в Оранжевой Республике встречались небольшие количества нефте- и смолообразных веществ. Они обычно попадаются в пустотах и трещинах в интрузивных долоритах или в соседней с ними осадочной породе. Природа их не установлена. Песчаники свиты экка, пропитанные нефтью, известны у Даннхаузер в Натале (к северу от Данди). Песчаники, образующие антиклинальную складку (облегание неровностей фундамента), перекрыты глинистыми сло-

ями, образующими хорошую покрышку. Подсчитано, что объем насыщенных нефтью пород составляет около 46 млн. $м^3$, а объем насыщающей их нефти 300 тыс. $м^3$. Нефть темно-зеленого цвета с уд. весом 0,814 при 20°С и содержит 18,8% парафина.

Наличие в подстилающих горизонтах угленосных горизонтов, пронизанных интрузиями долеритов, позволило некоторым исследователям рассматривать происхождение нефти как результат возгонки углистых сланцев или углей под воздействием долеритовой магмы.

Основные перспективы нефтегазоносности бассейна Карру можно связывать с его южной частью, которая выделяется в самостоятельную возможно нефтегазоносную область — Южно-Каррускую, где развиты складчатые структуры. Здесь можно ожидать обнаружение зоны нефтегазонакопления антиклинального типа. В пределах остальной части бассейна выделяются две возможно нефтегазоносные области: Северо-Каррускую, которая включает и часть Оранжевой Республики, и Восточно-Каррускую, куда относится и часть провинции Наталь. В обеих погруженных слоях можно встретить антиклинальные зоны нефтегазонакопления, образование которых будет связано с неровностями фундамента. Кроме того, в Северо-Каррускои можно предположить существование зон нефтегазонакопления, связанных с литологическим выклиниванием как отложений капской системы, так и нижних горизонтов системы Карру. Косвенным подтверждением этого служит значительное уменьшение мощностей осадочного чехла в северном направлении.

§ 48. ГРУППА ЗАПАДНЫХ ПРИБРЕЖНЫХ БАССЕЙНОВ АФРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

К группе западных прибрежных бассейнов Африканской платформы отнесены два: Западно-Африканский и Гвинейского залива. Эти бассейны занимают узкую прибрежную полосу Африки, представляющую собой край крупной синеклизы, открывающейся в океан. Осадочный чехол, образованный в изученной части морскими отложениям мела, палеогена и неогена, регионально погружается на запад. Общая мощность выполнения достигает 5 *км*, увеличиваясь в сторону океана.

В пределах обеих бассейнов обнаружены скопления нефти.

ЗАПАДНО-АФРИКАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Западно-Африканский бассейн занимает крайние западные прибрежные части Сахары и Судана и располагается на территории Испанской Сахары, Мавритании, Гамбии и Сенегала. С востока бассейн обрамлен невысокой горной цепью, сложенной докембрийскими метаморфическими и кристаллическими породами и вытянут в субмеридиональном направлении, т. е. вдоль границы бассейна. С юга бассейн ограничен высокогорным плато горы Лома (1900 *м*), сложенным древними кристаллическими и нижнепалеозойскими осадочными породами. На западе бассейн открывается в океан.

Бассейн, представляющий синеклизу, выполнен мощной, достигающей по данным сейсморазведки 5—6 *км*, толщей осадочных пород. Изученный разрез представлен преимущественно морскими верхнемеловыми и третичными образованиями. Верхнетретичные слои моноклинально падают на запад, скрывая строение более глубоких горизонтов, которые, возможно, образуют пологие антиклинальные структуры. На востоке бассейна в Испанской Сахаре на поверхности обнажены и верхнемезозойские породы.

В пределах бассейна выделяются крупные впадины: северная узкая — Сахарская и южная более широкая — Сенегальская, центральная часть которых занята долинами нижних течений рек Сенегал и Гамбия.

В Сенегальской впадине известны разнообразные нефтепроявления из верхнемеловых отложений. У Дакара при бурении на крыле антиклинальной

складки были получены притоки газа из выклинивающихся верхнемеловых песчаников (скв. Диаш-Нид). Здесь же в другой скважине (Санбило) известно высачивание нефти из трещиноватых мергелей того же возраста. В настоящее время бассейн интенсивно разбуривается.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН ГВИНЕЙСКОГО ЗАЛИВА

Нефтегазоносный бассейн Гвинейского залива расположен в пределах узкой прибрежной полосы, тянущейся вдоль западного побережья экваториальной Африки (рис. 135). Эта полоса является восточным и северным краевым окончанием огромной платформенной впадины, открывающейся

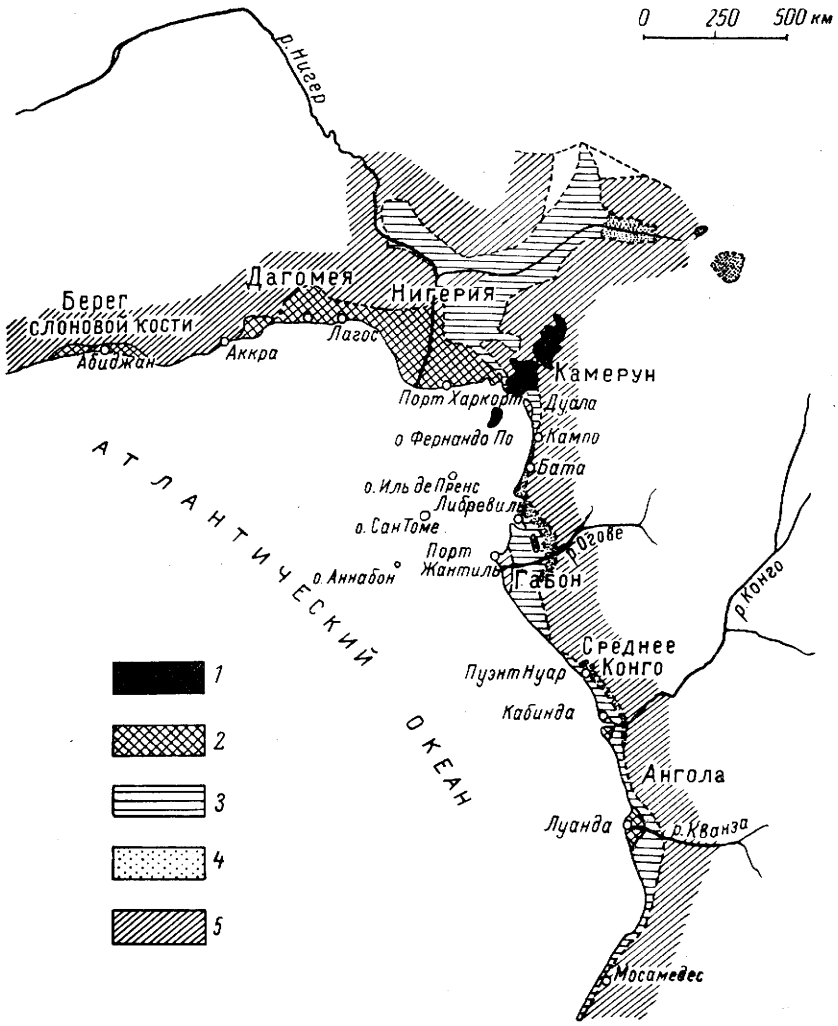


Рис. 135. Гвинейский нефтегазоносный бассейн.

1 — интрузии и лавовые покровы; *2* — сенонские и третичные отложения; *3* — альб — турон; *4* — верхнеюрские — нижнемеловые отложения; *5* — кристаллический фундамент.

в Атлантический океан, и состоит из двух участков: широтного и меридионального. Широтный участок расположен на территории Берега Слоновой Кости, Ганы, Того, Дагомеи и Нигерии. Он с севера ограничен Верхнегвинейскими горами, состоящими из нескольких отдельных цепей, максимальная высота которых достигает 1800 *м*. Меридиональный участок, с востока ограниченный Южно-Гвинейским хребтом, образованным двумя горными

массивами — Кристаль и Шалмо — высотой до 3 *км*, а с юга и юго-запада — плато Бихе (горы Моко) высотой до 2600 *м*, располагается на территории Камеруна, Ганы, Конго и Анголы. Обрамляющие бассейн плосковерхие глыбовые горы, сложенные преимущественно гранитами, гнейсами и сланцами докембрийского возраста, полого понижаются в глубь Африканского материка и круто обрываются в сторону океана, отделяясь от него заболоченной низменностью, ширина которой меняется от 250 *км* до нескольких километров.

Максимальную ширину (несколько сотен километров) бассейн имеет в тех участках, где в океан впадают крупные реки: Нигер, Огове, Конго, Кванза. Дельтовые выносы этих рек образуют далеко вдающиеся в океан мысы (авандельты). По-видимому, эти реки для долин своих нижних течений имеют депрессионные участки фундамента, для которых наблюдаются и максимальные мощности осадочного чехла.

На пересечении широтной и меридиональной частей бассейна расположен вулканический массив Камерун высотой до 4000 *м*, образованный молодыми вулканическими породами. Этот массив, с которым связаны действу-

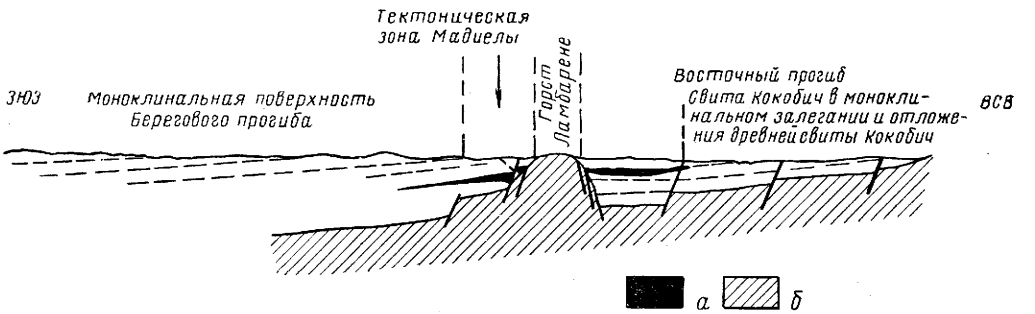


Рис. 136. Схематический профильный разрез через бассейн Гвинейского залива (Габон).
а — соленосные образования; *б* — кристаллический фундамент (по В. Горку, Д. Рейр, 1959 г.).

ющие вулканы, приурочен, как предполагают, к региональному разлому северо-восточного простирания, протягивающемуся на многие сотни километров (до оз. Чад). Фундамент бассейна Гвинейского залива имеет докембрийский и, возможно, на отдельных участках нижнепалеозойский возраст, сложен гранитами, гнейсами, кристаллическими сланцами. Фундамент разбит системами субмеридиональных и субширотных сбросов, по которым фундамент ступенчато и резко погружается в сторону океана. Углы наклона поверхности фундамента оцениваются в 8—15°. На фоне этого общего опускания имеются отдельные приподнятые горстовые зоны, разделяющие бассейн на частные прогибы. Такой горст Ламбарене, обнажающийся на поверхности, известен в Габоне. Он отделяет «Восточный прогиб» (Восточный бассейн) от «Атлантического прогиба» (Атлантический бассейн) (рис. 136).

На фундамент трансгрессивно с базальными горизонтами ложится осадочная толща, мощность которой увеличивается в сторону океана до 4 *км*. Чем шире прибрежная полоса, тем больше мощность осадочного чехла, вскрываемая скважинами.

В том же направлении меняются фации от преимущественно континентальных и прибрежно-лагунных до морских.

Осадочное выполнение бассейна образовано породами верхнеюрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возраста. Однако детальная стратиграфическая корреляция этих толщ в пределах всего бассейна затруднена в силу неодинаковой степени изученности в отдельных странах, а также из-за сравнительно литолого-фациальной пестроты осадков и слабого фаунистического обоснования.

В нижней части разреза почти повсеместно выделяется мощная (до нескольких сотен метров) пачка озерно-прибрежных песчаников и конгломера-

тов, относимая одними исследователями к интервалу верхняя юра (?) — нижний апт, другими — к вельду — нижнему апту. Средний апт, а возможно, и часть верхнего слагаются переменной мощности комплексом лагунных эвапоритов (соли, гипсы, ангидриты, а также известняки и доломиты), которые в Габоне, Анголе, Нигерии, районах, наиболее изученных бурением, принимают участие в образовании соляных куполов. Однако распространение этих соленосных толщ гораздо шире, чем участков с соляной тектоникой.

Интервал разреза от альба до эоцена включительно образован морскими, преимущественно разнообразными карбонатными породами (известняки, доломиты, мергели). Песчано-глинистые разности имеют подчиненное значение. Верхняя часть разреза представлена литологически невыдержанными континентальными и морскими песчано-глинистыми породами, а также мергелями и известняками. Бассейн с поверхности выполнен современными прибрежными и аллювиальными песками и болотными илами.

В тектоническом отношении бассейн состоит из нескольких крупных полузамкнутых платформенных прогибов, открывающихся в океан и разделенных друг от друга выступами кристаллических пород обрамления. Такими прогибами будут с запада на восток и с севера на юг: Камое (река в республике Берег Слоновой Кости), Нигерский (Гана — Дагомея — Нигерия), Дуала (Камерун), Габонский (Габон и небольшая часть Камеруна). Габонский прогиб, наиболее широкая часть которого образована долиной р. Огове, распадается, как уже упоминалось, на два частных прогиба: Атлантический (Береговой) и Восточный. В пределах Конго и Кабинды расположен прогиб Конго, и в пределах Анголы — прогиб Кванза. Каждый из прогибов закономерным образом связан с дельтовой частью реки, занимающей центральное положение в прогибе.

Четвертичные и верхнетретичные отложения образуют моноклиналь, полого под углами 2—6° погружающуюся в сторону океана. Моноклиналь осложнена сбросами, протягивающимися или параллельно береговой линии, или перпендикулярно ей. Наблюдается связь гидрографической сети с разломами (например, р. Вури в Камеруне).

Строение меловых и палеогеновых пород имеет более сложный вид. В прогибе Кванза осадочные слои смяты в протяженные параллельные антиклинальные и синклинальные складки, простирающиеся с ССВ на ЮЮВ и нарушенные разрывами. Размеры антиклиналей обычно составляют: длина 30—40 *км*, ширина 12—18 *км* при амплитуде поднятия 200—300 *м*. Различаются сравнительно просто построенные, слабо асимметричные складки (восточное крыло более крутое — до 8°, западное пологое — до 5°) и сложно построенные, осложненные соляным диапиризмом.

В прогибе Конго на общем моноклинальном фоне также известны пологие антиклинальные складки, которые не связаны с соляной тектоникой. Их образование связывают с выступами и подвижками блоков фундамента, способствующих образованию складок облекания.

Строение Габонского прогиба близко к прогибу Кванза. Здесь также отчетливо выраженные складчатые формы осложнены соляной тектоникой. Движения соли привели к образованию протяженных соляных валов шириной 1—4 *км* при высоте 2—3 *км*, с которыми связано образование пологих антиклиналей. Наряду с этим здесь известны и сбросовые дислокации, связанные с блоковыми движениями фундамента. Соляная тектоника характерна для береговой части прогиба. В восточной части прогиба осадочный чехол представляет моноклиналь, разбитую сбросами. Соляная тектоника здесь не отмечается. Аналогичное моноклинальное строение наблюдается и для северной части Габонского прогиба, в пределах Камеруна — «прогиб» Кампо. Углы падения на запад составляют 8—12° и более.

Для верхних горизонтов в прогибе Дуала характерно также моноклинальное залегание слоев с углами падения до 20°, нарушенное системой сбросов, простирающихся с ЮЗ на СВ и с ЮВ на СЗ. Предполагается, что на глубине могут быть обнаружены антиклинальные складки.

Широтный участок нефтегазоносного бассейна Гвинейского залив. в своих глубоких частях изучен очень слабо. Здесь наблюдается очень слабое коробление моноклинали, погружающейся на юг и разбитой сбросами, отражающими блоковое строение фундамента. В дельте Нигера отмечаются антиклинальные структуры, содержащие в ядре соляные штоки.

С осадочным выполнением бассейна связано большое количество самых разнообразных проявлений нефти, газа, асфальта и пр. Эти проявления практически приурочены ко всем стратиграфическим интервалам и распространены на всем протяжении бассейна. В прогибах, расположенных в меридиональной части бассейна, в настоящее время известно около 15 нефтяных и газовых месторождений, добыча которых в 1959 г. составила около 0,8 млн. *т* нефти.

Выделенные выше тектонические прогибы представляют самостоятельные нефтегазоносные области.

Кванзская нефтегазоносная область. В пределах области выделяются несколько параллельных антиклинальных зон нефтегазонакопления. К ним приурочены три нефтяных месторождения антиклинального типа, осложненных соляным диапиризмом: Бенфика, открытое в 1955 г., Луанда — в 1957 г. и Какуако — в 1958 г. На месторождении Бенфика нефтеносны трещиноватые верхнеаптские известняки, образующие массивную залежь в структурном выступе, расположенную на глубине 2600 *м* (нефть имеет уд. вес 0,887). На месторождении Луанда две залежи: пластовая и массивная в песчаниках эоцена (600 *м*) и трещиноватых известняков верхнего альба (1700 *м*). Удельный вес соответственно составляет 0,881 и 0,876. На месторождении Какуако нефтеносны подсолевые песчаники нижнего апта на глубине 2800 *м*; уд. вес 0,904 (табл. 52).

В 1961 г. было открыто крупное месторождение Тобиас с залежью нефти в известняках апта. Это месторождение дает сейчас основное количество нефти в Анголе.

Возможно обнаружение скоплений, связанных с тектоническим, стратиграфическим и литологическим экранированием моноклинальных горизонтов.

Нефтегазоносная область Конго. В пределах области известно одно небольшое месторождение — Поуэнт-Эндиен, приуроченное к северо-западному крылу пологой антиклинали. Залежь пластовая, литологически экранированная в подсолевых песчаниках нижнего апта на глубине 1300 *м*. Мощность продуктивного пласта от 3 до 27 *м* (уд. вес 0,842).

Перспективы нефтеносности можно связывать в основном с различными типами экранирования моноклинально падающих слоев.

Габонская нефтеносная область. В ее пределах известно наибольшее количество месторождений. Все они связаны с солянокупольными антиклинальными зонами нефтегазонакопления.

Это Озоури и Поуэнт-Кларетт, открытые в 1956 г., Анимба и М'Бега — в 1957 г., Алевана, Кап-Лопец — в 1958 г. Нефтеносны или газоносны доломитовые пласты миоцена в М'Бега, трещиноватые кремнистые сланцы эоцена — в Аниба, М'Бега, Озоури, Поуэнт-Кларетт, известняки и песчаники верхнего мела в Кап-Лопец, Поуэнт-Кларетт. Все горизонты расположены над соляными породами. Подсолевые отложения, представляющие большой интерес, залегают на значительной глубине (табл. 51).

Нефтегазоносная область Дуала. Здесь известны два небольших месторождения Логбаба — газовое и Суэллаба — нефтегазовое. Продуктивные горизонты приурочены к песчаникам верхнего мела и палеоцена (на глубине до 2580 *м*). Месторождения антиклинального типа. В пределах области можно ожидать встретить как зоны нефтегазонакопления антиклинального типа, так и связанные с региональными разрывами и стратиграфическим несогласием.

Нигерская нефтегазоносная область. Месторождения Аката, открытые в 1953 г., Олоибири — в 1956 г., Афам — в 1957 г., Бому и Соку —

Таблица 5

Схематический разрез Атлантического (Берегового) прогиба (Габон)

Система, отдел	Ярус	Серия, свита	Краткое литологическое описание	Мощность, м	Месторождения нефти
Миоплиоцен, миоцен		Свита цирков	Пески, песчанистые глины, глины — речные и дельтовые, доломиты	До 100	М'Бега
Олигоцен, эоцен верхний / Эоцен средний и нижний палеоцен		Серия портжанттиль	Глины серые, алевролиты, глинистые песчаники	До 200	М'Бега, Озоури
Верхний мел	Сенон: Датский; Маастрихт, кампан, сантон, коньяк	Серия командгин (Серия манингу)	Глины, песчаники, алевролиты, мергели, битуминозные известняки	1500	Поуэнт-Кларетт
	Турон	Известняки сибанга (Серия манингу)	Известняки, доломитовые известняки, мергели, известковистые песчаники	600	Кап-Лопец
	Сеноман	Красноцветная серия (Серия манингу)	Красноцветные песчаники и глины с гипсом и ангидритом, прослои известняков	До 500	Кап-Лопец
Нижний мел	Альб: Верхний; Нижний	Серия мадиела	Переслаивание песчаников, песчанистых известняков, доломитов, глин. Мергели и известняки, оолитовые известняки	До 2500	
	Апт: Верхний	Серия мадиела	Мергели черные битуминозные, оолитовые известняки, мергелистые известняки	До 2500	
	Апт: Средний	Соленосная свита	Каменная, калийная соли, черные глины	70—300	
	Апт: Нижний; Неоком	Свита кокоби	Сланцы, ленточные мергели, известняки; чередование песчаников и конгломератов. В подошве базальные образования	100—1600	
Юра ?		Свита кокоби	Сланцы, ленточные мергели, известняки; чередование песчаников и конгломератов. В подошве базальные образования	100—1600	
Докембрий			Кристаллические породы фундамента		

Таблица 52

Схематический стратиграфический разрез прогиба Кванза (Ангола)

Система	Отдел	Ярус	Краткое литологическое описание	Мощность, *м*	Месторождения нефти
Четвертичная	Плейстоцен		Красные пески, континент	50	
Неоген	Плиоцен—миоцен		Песчанистые известняки, известняки, мергели, пески. В кровле раковинный конгломерат (5—6 *м*). Морские	125	
Палеоген	Миоцен Олигоцен		Мергели с прослоями песчаников. В верхней части лагунные фации (пестрые мергели, гипсы, линзы песчаников). Трансгрессивное залегание	400—600	
	Эоцен	Верхний—средний	Мергели, в кровле известняки (морские)	380—450	Луанда
		Нижний	Мергели, известняки		
	Палеоцен (?)				
Меловая	Верхний	Датский	Мергели, с прослоями известняков и песчаников. Маастрихт местами трансгрессивен (300 *м*)	700	
		Маастрихт, кампан, сантон, коньяк, сенон			
		Турон, сеноман	Мергели и песчанистые известняки, переходящие в песчаники, прослои конгломератов (на востоке)	40—300	
	Нижний	Альб, верхний Альб, средний	Известняки, песчанистые известняки, переходящие в песчаники, охристые мергели. Преобладают известняки	До 900	Кабо-Ледо
		Альб, нижний	Доломиты, ангидриты, доломитизированные известняки, оолитовые известняки	До 1000	
		Апт	Эвапориты: соль, гипсы, ангидриты, доломиты, известняки	375	Бенфика, Тобиас
Мел	Нижний	Нижний	На севере морские оолитовые известняки, доломитизированные известняки. В кровле пласт красной глины. На остальной территории (лагунные) аркозовые песчаники, песчаники с ангидритом, конгломераты	250	Куво
Юра	Верхняя				
Докембрий			Кристаллический фундамент		

в 1958 г., антиклинального типа, расположенные в пределах антиклинальных зон нефтегазонакопления. Продуктивные горизонты, связанные в основном с песчаными горизонтами эоцена, а также и верхнего мела, залегают на глубине от 2 до 3,25 *км*. Удельный вес колеблется от 0,788 до 0,934 (рис. 137).

Нефтегазоносная область Камое. В ее пределах месторождений пока не известно. Нефтепроявления приурочены к отложениям верхнего мела.

Таким образом, в пределах бассейна все выделенные нефтегазоносные области являются перспективными. В их пределах уже обнаружены или могут быть обнаружены антиклинальные зоны нефтегазонакопления, связанные с экранированием тектонического, стратиграфического и литологиче-

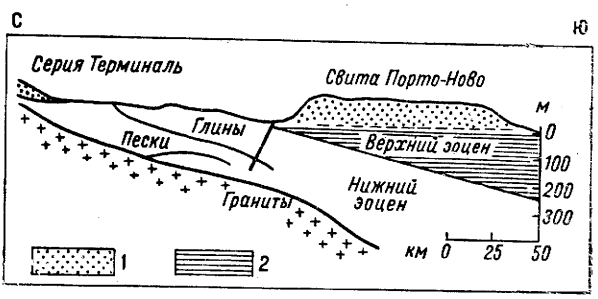


Рис. 137. Схематический профильный разрез через бассейн Гвинейского залива к западу от Лагоса (по de Mohrenschildt, 1960 г.).

1 — континентальные неогеновые отложения; *2* — морской верхний эоцен.

ского типа. Особый интерес представляет разведка подсолевых отложений, для которых соль является прекрасной покрышкой. Это относится в первую очередь к южным нефтегазоносным областям, так как в других соленосные толщи опущены на значительную глубину.

Безусловный интерес представляет разбуривание шельфовых участков бассейна, примыкающих к выделенным нефтегазоносным областям, так как в сторону океана происходит резкое увеличение мощностей разреза, он становится более полным и значительно меняется в фациальном отношении. В пределах шельфа возможно обнаружение крупных зон нефтегазонакопления, связанных с различными типами экранирования моноклинально залегающих пластов. Ширина шельфовой полосы при глубине воды от 8 до 20 *м* — 10—20 *км*, при глубине до 90 *м* ширина составляет 30—65 *км*.

§ 49. ГРУППА ВОСТОЧНЫХ ПРИБРЕЖНЫХ БАССЕЙНОВ АФРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

К группе восточных прибрежных бассейнов Африканской платформы относятся Восточно-Африканский, Мозамбикский и Мадагаскарский. Они в общих чертах напоминают бассейны западного побережья Африки; однако имеют значительно большую ширину (до нескольких сотен километров, а мощность осадочного чехла, по-видимому, превышает 8 *км*. Выполнение бассейнов образовано отложениями от каменноугольного до четвертичного возраста. Причем в разрезе верхнепалеозойских и нижнемезозойских отложений преобладают континентальные толщи, а начиная с верхнего мела — преимущественно различные морские толщи. Верхние слои (третичные) моноклинально погружаются в сторону океана, скрывая строение более древних горизонтов, которые смяты в пологие, довольно редкие антиклинальные складки.

В бассейнах пока известны только разнообразные нефтегазопроявления.

ВОСТОЧНО-АФРИКАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Восточно-Африканский возможно нефтегазоносный бассейн расположен в юго-восточной и южной части полуострова Сомали, на территории Сомали, Кении, Танзания и Мозамбика. Он протягивается узкой расширяющейся в центральной части полосой вдоль берега Индийского океана.

С севера бассейн ограничен высокогорным Ногальским плато, ступенчато погружающимся на юго-восток и сложенным докембрийскими, преимущественно кристаллическими, породами. С северо-запада и запада ограничение образовано отрогами Абиссинского нагорья (до 2—3 *км*) и глыбовыми горными массивами западной Кении (гора Кения — 5 *км*, гора Килиманджара — 6 *км*) и Танганьики, сложенными докембрийскими и палеозойскими гнейсами, кварцитами, кристаллическими сланцами, гранитами, перекрытыми на высоких плато молодыми эффузивными породами. На востоке бассейн открывается в Индийский океан. Западные части бассейна представляют плоское невысокое (до 500 *м*) плато, погружающееся на восток и переходящее в прибрежную низменность, занятую долинами нижних течений р. Веди-Шебелы, ее притока Джуба, рек Тана, Руфиджи, Ровума. С поверхности бассейн покрыт полого залегающими верхнетретичными и четвертичными, из-под которых на западной периферии бассейна выходят более древние мезозойские породы.

Осадочный чехол образован осадками от перми, а возможно, карбона, вплоть до современных. Общая мощность этих отложений достигает 5—8 *км*. Самые нижние горизонты разреза соответствуют серии Дурума, обнимающей карбон, пермь и триас. Она представлена преимущественно песчаниками, конгломератами с прослоями глин мощностью до 6000 *м*. Отложения юры, имеющие мощность до 3 *км*, образованы глинами и известняками с прослоями песчаников. Мел мощностью до нескольких сотен метров сложен известняками, мергелями, песчаниками. Третичные толщи представлены преимущественно терригенными образованиями.

На фоне общего моноклинального погружения осадочных слоев отмечаются спокойные пологие складки, которые особенно характерны для мезозойских отложений. Наблюдаются и разрывные дислокации.

В Кении отмечаются многочисленные проявления нефти, битумов, газа как в естественных условиях, так и обнаруженные в процессе бурения. Месторождения пока не открыты.

МОЗАМБИКСКИЙ БАССЕЙН

Мозамбикский возможно нефтегазоносный бассейн расположен в юго-восточной части африканского материка на территории главным образом Мозамбика. Незначительная южная и северо-западная части бассейна заходят соответственно в пределы Южно-Африканской респ. (Наталь) и Южной Родезии.

Мозамбикский бассейн на севере ограничен плато Мозамбик, средняя высота которого составляет 700 *м*; отдельные вершины и горные цепи поднимаются до 2 *км*. Плато сложено докембрийскими кристаллическими породами и сильно раздроблено сбросами. С северо-запада ограничением бассейна служат высокогорные плато Матабеле (массив Горонгоза), Маника и Софала высотой от 1200 до 2000 *м* (горы Иньянга — 2546 *м*). Они также сложены древними гранитами и гнейсами, участками, перекрытыми сильно метаморфизованными породами допалеозойского и нижнепалеозойского возраста. Западная граница протягивается вдоль вулканической горной цепи Лебомбо высотой 500—700 *м*. Она сложена на крыльях отложениями системы Карру (верхний карбон — лейас), имеющими в южной части хребта мощность свыше тысячи метров. Непосредственно водораздельная часть хребта сложена толщей базальтовых и риолитовых лав, мощность которых достигает нескольких километров. На востоке и юго-востоке бассейн открывается в Мозамбикский пролив Индийского океана.

Мозамбикский бассейн представляет собой широкую равнину того же названия высотой не более 200 *м*, понижающуюся к востоку. Наиболее пониженная часть равнины расположена на междуречье нижнего течения рек Саби и Лимпопо и вдоль нижнего течения р. Замбези. С поверхности бассейн покрыт мощными четвертичными образованиями, скрывающими глубинное строение.

Кристаллический фундамент бассейна, являющийся частью Мозамбикского складчатого пояса, опущен на значительную глубину и, по-видимому, отличается сильно расчлененным рельефом. В состав фундамента следует отнести и перекрывающие кристаллические породы толщи сильно метаморфизованных осадочных образований докембрийского и нижнепалеозойского возраста (система ватерберг), обнажающиеся в северо-западном обрамлении бассейна.

Фундамент бассейна, насколько об этом можно судить, исходя из аналогии со смежными районами, перекрывается системой Карру (см. описание бассейна Карру). По р. Замбези эта система подразделяется на три отдела.

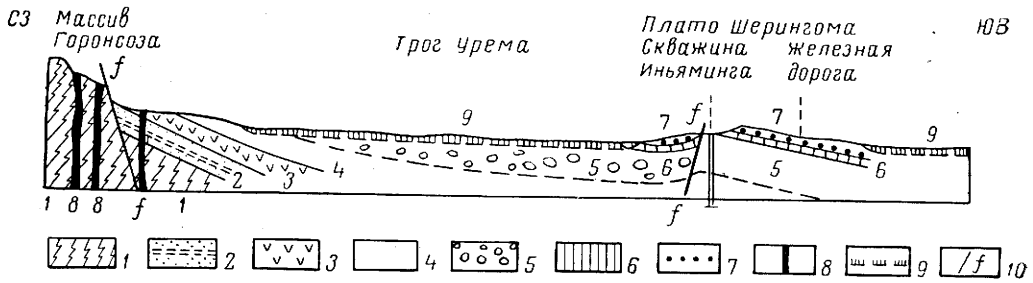


Рис. 138. Схематизированный профильный разрез через западную часть Мозамбикского бассейна (к северу от Бейра). (По А. дю Тойту, 1959 г.)

1 — гнейсы; *2* — система Карру; *3* — базальты Карру; *4* — юра (?); *5* — мел; *6* — эоцен; *7* — плиоцен; *8* — долерит; *9* — аллювий; *10* — сбросы.

Нижний отдел системы, соответствующий свите экка, представлен косослоистыми песчаниками и гравелитами с редкими пачками глинистых сланцев, с углистыми горизонтами. Средний отдел, соответствующий нижней части свиты бофорт, представлен гравелитами и мергелистыми песчаниками и углями. Верхний отдел (соответствует свите Сторберг) — в нижней части развиты песчаники и гравелиты, в верхней — лавы до 1375 *м*. Общая мощность системы, относимой к интервалу верхний карбон — лейас, оценивается в 5,5 *км*. В южной части бассейна система карру имеет строение, сходное с таковым в бассейне Карру. В центральных частях Мозамбикского бассейна система Карру, возможно, отсутствует.

По имеющимся данным, выше системы Карру залегает мощная, порядка нескольких километров, толща, относимая к юре (?), мелу и третичным отложениям. Эти отложения обнажаются в узкой полосе вдоль западной границы бассейна. Они представлены как континентальными, так и морскими породами. Это, с одной стороны, красные и пурпурные конгломераты, песчаники, гравелиты, глинистые сланцы, с другой — известняки, песчанистые известняки, нуммулитовые известняки (эоцен), мергели.

Для мелового времени отмечается интенсивная вулканическая деятельность, приведшая к накоплению туфогенных песчаников и щелочных туфолав и риолитов (свита луката) в нижнемеловое время.

Третичные и четвертичные отложения образуют очень пологую моноклиналь, погружающуюся к востоку. Эти отложения скрывают глубинное строение большей части бассейна, которое не изучено. У западной границы бассейна, где на поверхность выходят мезозойские породы, известны узкие и длинные антиклинальные складки субмеридионального простирания. Такой складкой является антиклиналь Иньяминга, протягивающаяся на 56 *км*

при ширине от 1,5 до 5 *км*. Антиклиналь асимметрична — западное крыло более крутое и нарушено сбросами. Скважина, бурившаяся на нефть, вскрыла здесь следующий разрез: мощная немая толща красных гравелитов и песчаников (до 1035 *м*), гравелиты, песчаники и глинистые слои (до 2415 *м*), серые гравелиты и глинистые сланцы с остатками растений (до 2465 *м*). Весь разрез, за исключением низов, относится к меловой системе (рис. 138).

Несмотря на слабую изученность Мозамбикского бассейна, перспективы его нефтегазоносности, связываемые с морскими слоями мела и третичных, должны оцениваться положительно.

Незначительные нефте- и битумопроявления были встречены в морских меловых отложениях на глубине 250 *м* в скважине, пробуренной в 1908 г. у Иньянбане. В этом районе описаны две антиклинальные складки. Вблизи горы Бенра недавно была открыта газовая залежь в верхнемеловых отложениях на глубине 3756—3780 *м*.

Здесь уместно отметить, что Мозамбикский бассейн представляет западную часть крупного меридионального опускания, занятого в настоящее время Мозамбикским проливом. Западная депрессионная часть Мадагаскара, выделяемая в самостоятельный возможно нефтегазоносный бассейн и изученная значительно лучше рассматриваемого бассейна, является восточной частью отмеченного опускания.

МАДАГАСКАРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Мадагаскарский нефтегазоносный бассейн расположен в западной части о. Мадагаскар, на территории Мальгашской республики. С востока бассейн, вытянутый в меридиональном направлении, ограничен сравнительно высокоприподнятым и хорошо расчлененным плато, занимающим $^2/_3$ острова. Его средняя высота 1500 *м*, максимальная — 2880 *м* горы Царатанана. Плато сложено древними кристаллическими и метаморфическими породами. С севера, запада и юга бассейн открывается в Мозамбикский пролив и Индийский океан. Площадь бассейна около 175 тыс. *км*^{2}.

Фундамент бассейна состоит из двух частей: нижней, сложенной докембрийскими гранитами и гнейсами, и верхней, представленной слабодислоцированными кристаллическими сланцами и кварцитами, возраст которых поднимается до нижнего карбона. Фундамент Мадагаскарского бассейна по характеру строения и возрасту консолидации аналогичен таковому Мозамбикского бассейна.

Фундамент, отличающийся расчлененным рельефом, по субмеридиональным разломам ступенчато погружается в западном направлении, образуя систему горстов и грабенов. Глубина залегания фундамента оценивается цифрой порядка 8—10 *км*.

Осадочный чехол в нижней своей части мощностью до 5 *км* представлен мальгашской серией (системой) карру — верхний карбон — юра? Это песчаники, конгломераты, аргиллиты преимущественно континентального происхождения. Верхняя часть осадочного чехла, обнимающая стратиграфический интервал от юры до четвертичных, сложена главным образом морскими осадками (известняки, мергели, песчаники). В разрезе осадочного чехла наблюдаются значительные фациальные изменения отложений, перерывы, несогласное залегание отдельных свит и горизонтов. Встречается большое количество вулканогенных образований, связанных с постлейасовым, меловым, миоценовым и четвертичным вулканизмом.

Мадагаскарский бассейн представляет холмистую страну, рельеф которой постепенно погружается на запад. На поверхности с востока на запад последовательно обнажаются узкими полосами породы от системы карру до четвертичных.

Для структуры бассейна характерно моноклинальное залегание осадочных слоев. Углы падения на запад колеблются от 15 до 30°, причем углы наклона уменьшаются от основания к кровле осадочной толщи. На фоне

моноклинального залегания слоев наблюдаются незначительные по амплитуде антиклинальные изгибы и купола, а также большое количество разрывов с различной величиной смещения.

Бассейн по своему строению подразделяется на две впадины: на юге — впадину Морондова, протягивающуюся в субмеридиональном направлении, и на севере — впадину Маджунга, простирающуюся с ЮЗ на СВ, вдоль северо-западного побережья Мадагаскара. Эти впадины разделены выступами кристаллических пород фундамента мыса Сент-Андре. В пределах этих впадин известны отдельные пологие антиклинали. Высота складок составляет 40—70 *м*, а углы обычно достигают всего нескольких градусов.

Нефтегазопроявления известны во многих районах бассейна. Наиболее крупные сосредоточены в Морафенобе-Бемоланге, между реками Мангоки и Онилахи, у Ранохира. В стратиграфическом отношении они приурочены к породам системы карру, свиты сакамена и исало. Обычно нефтепроявления представляют собой высачивание нефти по трещинам или насыщенные нефтью пески. У Белоланга представляют интерес асфальтовые пески свиты исало площадью 400 *км*^{2} с содержанием нефти 5—15%. Это по существу выведенная на поверхность и разрушенная залежь нефти. В 1936 г. на антиклинали Теимироро размером 5 × 2 *км*, амплитудой поднятия около 60 *м*, углами наклона крыльев от 2 до 4° и простиранием оси с ЮЮВ на ССЗ была пробурена скважина, получившая с глубины 470 *м* из песчаных горизонтов около 400 *м*^{3} тяжелой нефти с пресной водой. Наиболее перспективно побережье, где разрез преимущественно сложен мощными морскими осадками юры и мела.

§ 50. ГРУППА БАССЕЙНОВ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ

К группе бассейнов Восточной Африки в первую очередь относятся бассейны грабенов Красного моря и Аденского залива. Эти бассейны, за исключением прерывистых узких прибрежных полос, заняты водами моря. Первый бассейн имеет всестороннее глыбовое обрамление, второй открывается в Индийский океан. Фундамент бассейнов докембрийский; осадочное выполнение, во-первых, охватывает интервал от верхнего палеозоя до четвертичных, во-вторых, обнимает осадки, начиная с мезозоя. Для бассейнов характерна блоковая тектоника. В бассейне Красного моря открыт ряд крупных нефтяных месторождений.

К этой же подгруппе бассейнов с некоторой долей вероятности могут быть отнесены и узкие грабеновидные впадины, широко развитые в восточной половине Африканской платформы и получившие название рифтовых долин. Наиболее прогнутые части этих долин заняты озерами. Осадочное выполнение имеет мощность свыше 2000 *м*. Пока имеются сведения только о верхней песчано-глинистой толще континентального происхождения, с которой связаны нефтегазопроявления.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН КРАСНОГО МОРЯ

Нефтегазоносный бассейн Красного моря расположен на стыке Африканской и Аравийской платформ, занимая огромную грабеновидную впадину. Эта впадина, за исключением очень узких прерывистых прибрежных участков, полностью занята водами Красного моря и его заливов — Суэцкого и Акаба. Ее длина до 2000 *км* при ширине свыше 300 *км*. Ширина прибрежных участков не превышает 40 *км*. Бассейн расположен на территории ОАР, Судана, Федерации Эфиопии и Эритреи, Сомали, Йемена, Саудовской Аравии. Он вытянут с СЗ на ЮВ и ограничен высокоприподнятыми (до 2—3 *км*) восточными краями плоскогорьев Аравийской и Нубийской пустынь, Эритреи и Абиссинского нагорья с юго-запада и западными краями плоскогорьев Синайского и Аравийского полуостровов с северо-востока. Смыкание плоскогорьев Аравийской пустыни и Синайского полуострова

у Суэца и Синайского полуострова с Аравийским в районе залива Акаба образуют соответственно северо-западное и северное ограничение бассейна. На юго-востоке бассейн замыкается в проливе Баб-Эль-Мандеб, где существует, по всей вероятности, погребенный порог, с которым связан подъем морского дна (от 2 *км* до 170 *м*), а также о. Перим, расположенный в горловине пролива.

Ограничивающие бассейн орографические единицы в наиболее приподнятых своих частях сложены докембрийскими кристаллическими породами. В Эфиопии, Эритрее и Йемене горное обрамление образовано мощными эффузивными толщами кайнозойского возраста. Непосредственно граница бассейна представлена разломом, по которому произошло в третичное время образование грабена. Осадочное выполнение на поверхности представлено в основном неогеном и обнажено лишь в очень узких и ограниченных прибрежных участках бассейна. Такие участки известны по берегам Суэцкого залива, вдоль египетской части побережья Красного моря и в Эритрее. В остальных случаях осадочные толщи опущены под уровень моря, и докембрийские и эффузивные породы непосредственно слагают его берега.

Наиболее полно геологическое строение бассейна Красного моря изучено по побережью Суэцкого залива, где расположены все известные нефтяные месторождения. Эта часть бассейна выделяется в самостоятельную Суэцкую нефтегазоносную область.

Суэцкая нефтегазоносная область представляет узкий грабен, являющийся северо-западным продолжением грабена Красного моря, занятый водами Суэцкого залива. Его длина около 350 *км* при ширине до 50 *км*. Грабен простирается с СЗ на ЮВ, открываясь в Красное море. Однако здесь возможно предположить наличие погребенного структурного барьера. Этот барьер располагается на продолжении западного разлома грабена Акаба и тянется от мыса Рас-Мухаммед через о. Шадван к юго-западу, примерно на гору Сафага. С барьером связаны, по-видимому, коралловые рифы и колебание глубин морского дна, а также значительное уменьшение мощности отложений палеозоя и мезозоя.

Фундамент Суэцкой нефтегазоносной области имеет докембрийский возраст и опущен в центральных частях на значительную глубину. В основном он сложен гранитами и гнейсами, но возможно, что в его строении принимают участие и другие метаморфические и сильно метаморфизованные нижнепалеозойские осадочные породы.

Фундамент, отличающийся сильно расчлененным рельефом, по системе сбросов ступенчато поднимается к краям бассейна, и в отдельных размытых антиклиналях выведен на поверхность у Гебельзеит и др.

На размытую поверхность фундамента трансгрессивно ложится мощная, до нескольких километров (свыше 2 *км*) толща осадочных пород верхнего палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Несмотря на литофациальную пестроту отложений, в нижней части преобладают континентальные образования, а в верхней (начиная с верхнего мела) морские и лагунные. Причем для узкой прибрежной полосы, доступной для изучения, где расположены месторождения нефти, характерны менее полные разрезы по сравнению с более погребенными участками грабена (табл. 53).

В тектоническом отношении строение Суэцкой нефтегазоносной области отличается своеобразием и значительной сложностью. Наблюдающиеся здесь антиклинальные структуры, как указывает П. Ван-Дер-Плог, не являются обычными складками, сопряженными с примыкающими к ним синклиналями. Образование этих антиклиналей связано с погребенными тектоническими выступами фундамента, отдельные блоки которого группируются в протяженные горстовые зоны. Эти нарушения обычно не затрагивают отложений моложе миоценовых, а сами структуры расположены среди горизонтально залегающих пластов.

Антиклинальные зоны, связанные с выступами фундамента, протягиваются параллельно грабенообразующим сбросам или непосредственно

Таблица 53

Схематический сводный разрез Суэцкой нефтегазоносной области

Система, отдел	Ярус	Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Месторождения нефти
Плейстоцен	—	—	Пески, глины, известняки, гравелиты, конгломераты	—	—
Плиоцен	—	—	Известняки, глины, пески	50—60	—
Миоцен	Гельвет—тортон	Лагунная серия	Ангидриты, гипсы, каменная соль, реже рифогенные известняки и глины	До 300	Гемза, Хургада, Рас-Гариб, Фейран
	Бурдигал	Глобигериновая серия	Известняки и глобигериновые мергели	До 1000	Абу-Дурба, Судр, Асл, Рас-Матарма, Балаим
		Базальные слои	Конгломераты и крупнозернистые песчаники		Абу-Дурба
Эоцен	—	—	Известняки, песчаники, глины	До 400	Судр, Асл, Рас-Матарма
Верхний мел	—	Эсна — сланец	Сланцевые глины	500—700	—
			Известняки, мел, мергели, глины		
Нижний мел — карбон (верхний и нижний), возможно, и девон		Нубийская серия	Пески и песчаники континентального происхождения с прослоями доломитов, известняков, глин	Несколько сотен метров (700)	Хургада, Абу-Дурба, Рас-Гариб
Докембрий	—	—	Граниты, гнейсы, сланцы	—	Хургада

в пределах этих сбросов. К этим зонам, являющимся антиклинальными зонами нефтегазонакопления, приурочены все известные в настоящее время месторождения Суэцкой области. На западном побережье залива располагаются месторождения Рас-Гариб, открытое в 1938 г., Гемза — в 1908 г., Хургада — в 1913 г.; на восточном побережье месторождения Судр — в 1946 г., Рас-Матарма — в 1948 г., Асл — в 1948 г., Абу-Рудес — в 1956 г., Фейран — в 1949 г., Белаим — в 1955 г., Абу-Дурба — в 1921 г.

Основные продуктивные горизонты приурочены к песчаникам «Нубийской серии» и преимущественно к известнякам, доломитам и базальным горизонтам миоцена. Залежи пластовые, тектонически и стратиграфически экранированные, или массивные в структурных выступах. Наряду с нефтеносностью осадочных пород небольшие притоки нефти получены из трещиноватых гранитов и покрывающих их аркозовых песчаников, являющихся продуктами разрушения этих гранитов. Общая добыча нефти в 1959 г. из место-

рождений Суэцкой нефтегазоносной области составила около 3 млн. *т*. Крупнейшими являются месторождения Белаим, Рас-Гариб, Абу-Рудес.

Остальная часть бассейна Красного моря изучена очень слабо. Однако общность в истории геологического развития и в строении отдельных его районов позволяет предположить, что все депрессионные участки бассейна, не занятые водами моря, представляют интерес для поисков нефти. Особенно это касается побережья Эритреи и севернее, где прибрежная полоса, сложенная с поверхности неогеном, несколько расширяется. Здесь также можно ожидать обнаружение антиклинальных зон нефтегазонакопления, образованных подвижными фундаментами, а также зон, связанных с различными видами экранирования моноклинально залегающих пластов.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН АДЕНСКОГО ЗАЛИВА

Аденский нефтегазоносный бассейн приурочен к крупной грабеновой впадине, отделяющей полуостров Сомали от Аравийского полуострова и расположенной к востоку от грабена Красного моря. Бассейн вытянут в субширотном направлении, сужаясь на западе и расширяясь на востоке. В пределах наземной части бассейна, находящейся на территории Сомали и Адена, попадает и о. Сокотра. С севера бассейн ограничен отвесным обрывом Аравийского плоскогорья, возвышающимся более чем на 2000 *м* над уровнем океана. Плоскогорье сложено кристаллическими и метаморфическими породами докембрийского возраста. С юга ограничение образовано северным крутым склоном Ногальского плато, также сложенного кристаллическими породами фундамента высотой до 2400 *м*. На западе Аденский бассейн через сравнительно мелководный и узкий Баб-Эль-Мандебский пролив соединяется с бассейном Красного моря, с которым он имеет сходное строение. На востоке бассейн открывается в Индийский океан. Вся площадь бассейна, за исключением весьма узких прибрежных равнин, занята водами Аденского залива. Наибольший интерес с точки зрения нефтеносности имеет южная сомалийская прибрежная полоса бассейна, ширина которой не превышает 50 *км*.

Эта часть бассейна представляет собой систему отдельных ступенчато погружающихся на север блоков, в пределах которых осадочный чехол залегает моноклинально под углами 10—20° на север и имеет мощность порядка многих сотен метров. Осадочный чехол, ложащийся на докембрийский складчатый кристаллический фундамент, сложен преимущественно морскими и лагунными мезозойскими и кайнозойскими образованиями. Присутствие палеозойских отложений твердо не установлено. Возможно, что он присутствует в более глубоких частях бассейна. Наиболее широкое развитие получили отложения юры, представленные известняками, глинистыми сланцами, песчаниками мощностью до 1000 *м*. С отложениями юрской системы связаны обильные нефтепроявления. Меловой возраст имеют песчаники с мощными прослоями известняков. Отложения эоцена представлены массивными морскими известняками, перекрытыми мощной (до несколько сотен метров) толщей ангидритов и гипсов. Вышележащие третичные отложения сохранились лишь отдельными пятнами. На западе они скрыты под аллювием и мощными четвертичными лавами. К ним относится толща грубых известковистых конгломератов и песчаников (олигоцен — миоцен). Аллювиальные четвертичные отложения представлены песками и гравелитами очень небольшой мощности.

Для строения Сомалийского побережья характерна блоковая тектоника. Сбросы имеют простирание как субширотное, так и перпендикулярное к нему.

В пределах бассейна известно большое количество естественных нефтегазопроявлений, особенно у Дага-Шейбелл. Однако глубокое бурение пока практических результатов не дало.

§ 51. БАССЕЙНЫ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ

В восточной половине африканского материка выделяются несколько узких и протяженных зон прогибания — рифтовых долин, образованных системой последовательно расположенных грабеновых впадин, пересекающих в меридиональном направлении весь континент.

Выделяется несколько рифтовых долин, из которых основными являются южная, западная и восточная.

Южная рифтовая долина расположена на территории Ньясаленда и Танзании и состоит из трех грабенов: Широ, озер Ньяса и Руква, протягиваясь на 1,5 тыс. *км*. Западная рифтовая долина, или западный рифт, расположена на территории Танзании, Конго, Руанад-Урунди и Уганды, имеет протяженность порядка 1200 *км* при ширине от 10 до 800 *км* и состоит из грабеновидных впадин озер Танганьика, Киву, Эдуарда и Альберта.

Восточная рифтовая долина, или рифт Кении, переходящий на севере в Абиссинский рифт, протягивается на несколько тысяч километров и расположен на территории Кении, Эфиопии и Сомали. Образование всех этих рифтовых долин связано с Великими африканскими разломами, которые являются древними структурами, заложенными в доюрское время и омоложенными в течение ряда эпох третичного периода.

Высота окружающих рифтовые долины глыбовых гор, сложенных в основном докембрийскими и нижнепалеозойскими кристаллическими породами, гнейсами, сланцами, достигает 2—3 *км*, а в пределах самих долин на такую же величину произошло опускание фундамента грабенов.

Наиболее изучена западная рифтовая долина или Центрально-Африканский грабен, который имеет сложное строение, распадаясь на несколько ветвей. Наиболее прогнутые участки грабенов заняты озерами. Грабены заполнены мощной толщей озерных осадков верхнетретичного и четвертичного возраста. Это пески, глины, прослои галечников. Состав и возраст нижней части осадочного выполнения, мощность которого, по гравиметрическим данным, оценивается в 1800—2500 *м*, неизвестны.

Осадочные пласты, залегающие горизонтально или моноклинально (наклон до 10°), разбиты системой сбросов, падающих под углами 60—70°, к осевой части грабенов. Плоскости сбросов ориентированы или параллельно бортам грабенов, или под острым углом к ним. Движение по разломам сопровождалось слабым и местным изгибом слоев, не превышающим 5—15°. Это обусловливает образование ловушек только тектонически и стратиграфически экранированных типов.

С озерными образованиями известно некоторое количество нефтегазопроявлений. Это — пропитанные нефтью пески у оз. Альберта, выход нефти у Кибуку и к югу от Узумбури, выход битуминозных отложений у устья Рузизи. В скважине у Бутиаба, вскрывшей фундамент на глубине 1202 *м*, с глубины 1155 *м* были извлечены пески, пропитанные вязкой асфальтовой нефтью. Нефть у Кибиро, полученная с глубины 100 *м* с лишним, имела уд. вес до 0,90. На оз. Киву обнаружено очень своеобразное месторождение газа; это метан в смеси с углекислым газом, который содержится в повышенной концентрации в придонных слоях воды озера. Запасы растворенного газа оцениваются в 57 млрд. $м^3$, теплотворная способность которых эквивалентна 36 млн. *т* газойля. Промышленная добыча газа легко осуществима.

Другие рифтовые долины имеют аналогичную картину строения. В некоторых из них значительную роль играют вулканогенные образования.

ГЛАВА VI

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ СЕВЕРНОЙ АМЕРИКИ

§ 52. ОБЗОР РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

В Северной Америке выделяются следующие группы нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов и отдельные бассейны.

1. Группа внутренних бассейнов Североамериканской платформы расположена в северо-восточной части последней. В нее входят платформенные бассейны Мичигэнский и Иллинойский (или Восточный внутренний), обрамленные склонами Канадского щита, или платформенными поднятиями.

2. Западная группа бассейнов, объединяющая два крупных платформенных бассейна с докембрийским фундаментом и преимущественно палеозойским выполнением, Западный внутренний и Пермский. Для удобства изложения вместе с ними описывается небольшой предгорный бассейн Денвер, связанный с Западным внутренним.

3. Отдельно рассматривается весьма обширный и сложно построенный бассейн Мексиканского залива. Он обнимает южную краевую часть Североамериканской платформы, акваторию Мексиканского залива и прилегающие к последнему довольно разнородные области, частично на юге лежащие уже в пределах Центральной Америки.

4. С восточным обрамлением Североамериканской платформы и Канадского щита связаны три бассейна: Предаппалачский, Восточно-Канадский и Прибрежно-Атлантический. Бассейны эти весьма разнородны.

5. Вдоль северной части восточного фронта системы Кордильер расположена группа предгорных Предкордильерских нефтегазоносных бассейнов. В ней по простиранию Кордильер с севера на юг располагаются бассейны Северо-Аляскинский, Западно-Канадский, Уиллистонский и Денвер.

6. Среди центральной части системы Кордильер и связанных с ними областей расположена группа Внутрикордильерских бассейнов, в нее входят межгорные бассейны Скалистых гор и Паско.

7. На западной периферии системы Кордильер, примыкая к Тихому океану, с севера на юг располагаются три группы межгорных бассейнов:

а) северная группа Западно-Кордильерских бассейнов в составе Южно-Аляскинских бассейнов;

б) центральная группа Западно-Кордильерских бассейнов в составе бассейнов Фрэйзер и Прибрежно-Тихоокеанского;

в) южная группа Западно-Кордильерских бассейнов, в которую входят Калифорнийские бассейны.

§ 53. ГРУППА ВНУТРЕННИХ БАССЕЙНОВ СЕВЕРОАМЕРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Группа внутренних бассейнов Североамериканской платформы принадлежит к платформенным бассейнам с докембрийским фундаментом, относительно просто построенным с преимущественно погребенным обрамлением. Они расположены в северо-восточной части Североамериканской платформы, в США. Обрамлением их служат в основном платформенные поднятия. Лишь северным обрамлением Мичигэнского бассейна служит непосредственно приближенная к поверхности зона склона Канадского щита. Оба бассейна, в особенности Мичигэнский, в общем представляют собой симметричные впадины с не очень глубоким залеганием докембрийского фундамента. Выполнены бассейны палеозойскими отложениями. Таков же возраст нефтегазоносных слоев.

МИЧИГЭНСКИЙ БАССЕЙН

Мичигэнский бассейн с севера и северо-востока ограничен склонами Канадского щита, с северо-запада — поднятием фундамента Висконсин (рис. 139). Восточным и южным обрамлением служат две ветви Цинциннатского свода: северо-восточная — свод Финдлей и северо-западная — свод Кенкекки, осложненный структурным седлом Логанспорт. Северо-восточная часть свода Финдлей, примыкающая к Канадскому щиту, часто именуется Альгонкским сводом, или Альгонкской осью. Как видно из профильных разрезов (рис. 140 и 141), бассейн более или менее симметричен. Ширина и длина его составляют примерно 700—750 *км*. Мощность осадочного комплекса, покрывающего докембрийский фундамент в наиболее погруженной части бассейна, возможно, превышает 4 *км*. Осадочная толща состоит из отложений от кембрийского до пермского возраста. В подавляющем большинстве они представлены морскими песчаниками, глинами, известняками и доломитами. Континентальные красноцветные и угленосные фации присутствуют лишь в разрезе пенсильванского и пермского комплексов. Карбонатные разности развиты преимущественно в ордовике — девоне. Важно подчеркнуть, что осадочная толща разделена рядом значительных перерывов. Наибольшее значение имеют нефтеносные горизонты девонского возраста и газоносные — миссисипского (табл. 54).

Строение Мичигэнского бассейна выяснено достаточно подробно. Слои осадочной толщи в общем полого погружаются к средней части бассейна. Этот региональный наклон осложнен целым рядом узких антиклинальных зон, простирающихся преимущественно с юго-востока на северо-запад. Некоторые из них пересекают почти весь бассейн; другие прослеживаются на менее значительных расстояниях.

Наиболее четко северо-западные простирания осей выражены в северо-восточном секторе бассейна. Ближе к наиболее погруженной части последнего антиклинальные зоны становятся более пологими; наблюдаются зоны с меридиональным простиранием. В юго-западном и западном секторах количество антиклинальных зон менее значительно. Наряду с северо-западными простираниями их осей фиксируются широтные и даже северо-восточные простирания.

В описанных антиклинальных зонах располагаются брахиантиклинальные пологие поднятия. Размеры их различны. Преимущественно длина меняется от 2 до 8 *км*, а ширина от 1 до 3 *км*. Более круты крылья, обращенные к центральной части бассейна. Высота поднятий, как правило, не превышает 20 *м*. Для пологих крыльев складок углы падения составляют около 1°, а на крутых крыльях возрастают до 3—4°. Все месторождения нефти и газа Мичигэнского бассейна группируются в ряд зон нефтегазонакопления, приуроченных к упомянутым крупным антиклинальным зонам, пересекающим бассейн. Сводная характеристика месторождений и залежей бассейна приводится в табл. 55.

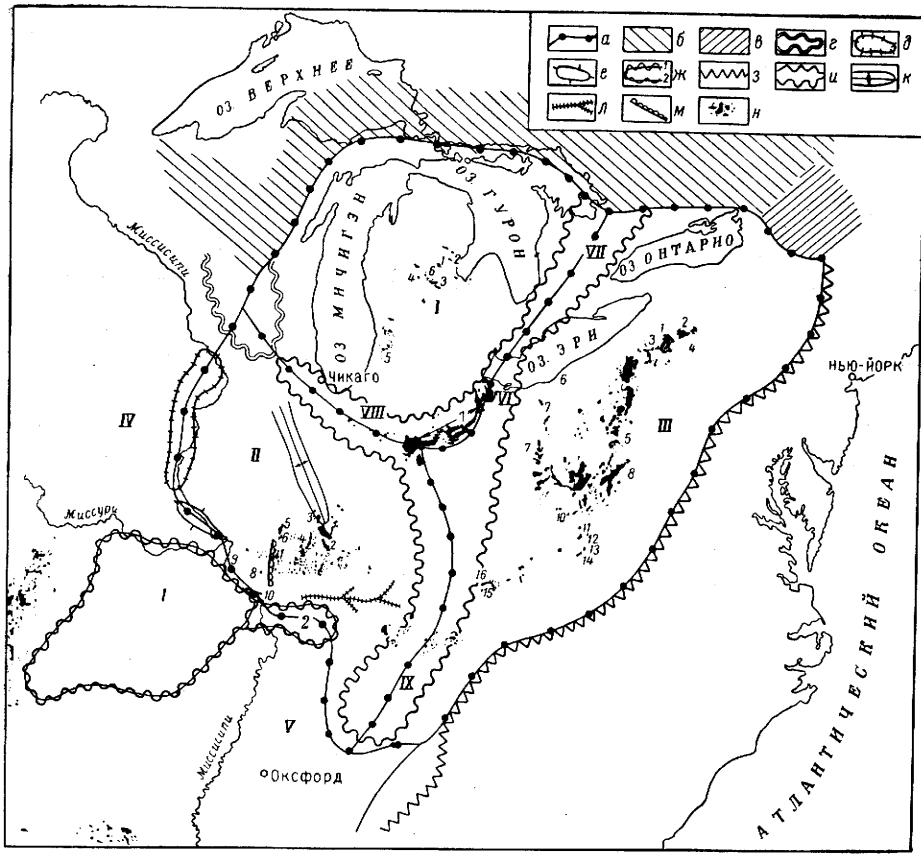


Рис. 139. Карта Мичиганского, Иллинойского и Предаппалачского бассейнов.

а — границы бассейнов; *б* — Канадский щит; *в* — Адирондакское поднятие; *г* — Висконсинский свод; *д* — Миссисипский свод; *е* — поднятие Линкольн; *ж*: *1* — свод Озарк; *2* — свод Паскола; *з* — западный фронт Аппалачского складчатого сооружения; *и* — поднятия зоны Цинциннатского свода; *к* — антиклиналь Ла-Саль; *л* — сбросовая зона Раф-Крик; *м* — флексура Дюкойн; *н* — нефтяные и газовые месторождения.

I — Мичиганский бассейн; *II* — Иллинойский бассейн (Восточный внутренний); *III* — Предаппалачский бассейн; *IV* — Западный внутренний бассейн; *V* — бассейн Мексиканского залива; *VI* — свод Финдлей; *VII* — Альгонкская ось; *VIII* — свод Кенкенки; *IX* — купол Нэшвилл.

Иллинойский бассейн: *1* — Робинсон, *2* — Рэссел, *3* — Сиггинс, *4* — Олни, *5* — Лауден, *6* — С. Джемс, *7* — Салем, *8* — Кордс, *9* — Дюпре, *10* — Эва.

Мичиганский бассейн: *1* — Бакай, *2* — Дип Ривер, *3* — Маунт Плезент, *4* — Сикс Лейкс, *5* — Блумингдейл, *6* — Вернон, *7* — Лима-Индиана.

Аппалачский бассейн: *1* — Брэдфорд, *2* — Ричбэрг, *3* — Мьюзик Маунтэйн, *4* — Хебрем, *5* — Мак Дональд, *6* — Мейсфилд, *7* — Клинтон, *8* — Шиннстон, *9* — Бернинг Спрингс, *10* — Сиссенвилл, *11* — Гей — Спенсер — Ричардсон, *12* — Блю-Крик, *13* — Кэмпбелл-Крик, *14* — Кэбин-Крик, *15* — Биг Синкинг, *16* — Фарнейс.

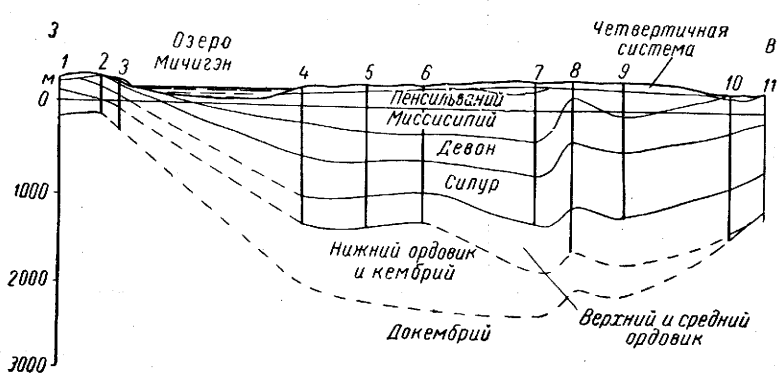


Рис. 140. Широтный профильный разрез через Мичиганский бассейн (по Дж. Кохи и К. Лэндау, 1958 г.).

Таблица 54

Схематический сводный разрез Мичигэнского бассейна

Система, отдел	Серия, свита, слои	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Нефтегазоносные горизонты
Четвертичная	Плейстоцен и современные	Моренные и аллювиальные отложения	0—300	—
Пермь (?)	«Красноцветы»	Глины, пески, гипсы	0—120	—
Пенсильваний	Свита гранд ривер	Песчаники, глины	0—250	Газ
	Свита сэгиноу	Глины, песчаники, угли, известняки		
	Свита парма	Песчаники		
Миссисипий	Свита бэйпорт	Известняки с прослоями песчаников	0—36	
	Свита мичигэн	Глины, гипсы, ангидриты, в нижней части залегают песчаники «мичигэн» мощностью 0—24 *м*	0—135	Газ
	Свита маршалл	Песчаники, песчанистые глины	0—90	Газ
	Свита колдуотер	Глины, песчаники, известняки	0—330	
		В основании — красноцветные породы		
	Свита санбери	Черные карбонатные глины	0—18	
	Свита бири	Песчаники тонкозернистые, глинистые	0—60	Нефть, газ
	Свита бедфорд	Глины алевритистые и песчанистые в верхней части	0—45	Нефть, газ
Миссисипий—девон	Свиты антрим и элсуорт (западная часть штата Мичигэн)	Свита элсуорт — глины и алевролиты мощностью 12—180 *м*, ограниченные в распространении западной частью штата Мичигэн, взаимно вклиниваются в верхнюю часть черных карбонатных глин антрим в центральной части штата Мичигэн	0—150	—
Девон	Серия траверс (включает глины свиты белл)	Известняки, глины, доломиты, ангидриты	0—265	Нефть, газ
	Свиты роджерс-сити и данди	Известняки, доломиты	0—145	Нефть, газ
	Серия детройт ривер	Доломиты, известняки, песчаники, ангидриты, каменная соль и прослои глин; песчаная свита сильвания мощностью 6—90 *м* является нижней свитой серии	0—490	
	Свита буа-блан	Известняки и доломиты	0—300	
	Свита гардн айлэнд	Песчаники, песчанистые доломиты	0—9	
Силур	Доломитовая свита басс-айлэнд	Доломиты с ангидритами	0—170	
	Свита салина	Доломиты, каменная соль, ангидриты и прослои глин	0—960	Нефть, газ
	Серия ниагара	Доломиты, песчаники	20—210	Нефть, газ
	Серия александер	Доломиты	13—58	

Система, отдел	Серия, свита, слои	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Нефтегазоносные горизонты
	Цинциннатская серия	Серые и черные глины с прослоями известняков, доломитов; местами в верхней части разреза — красные глины	45—250	
	Свиты трентон и блэк ривер	Известняки и доломиты	47—300	Нефть, газ
	Свита гленвуд	Песчанистые доломиты с прослоями песчаников и глин	0—30	
	Свита сент питер	Рыхлые песчаники	0—115	
	Серия прэри-дюшиен	Доломиты с прослоями песчаников и глин	0—130	
Кембрий	Свита трампальо	Доломиты, в основании глинистые доломиты и доломитистые глины	0—210	
	Свита франкония	Песчаники, местами глауконитовые	0—52	
	Свита дрезбах	Песчаники, местами с тонкими прослоями доломита	0—30	—
	Свита о клэр	Песчаники, глины, доломиты	0—180	
	Свита мон-симон	Песчаники с незначительным количеством тонких прослоев доломитов	0—750	
Докембрий	—	Граниты, кристаллические сланцы, кварциты и мраморы	—	—

Основными нефтегазоносными горизонтами, заключающими литологически ограниченные залежи, являются песчаники парма, залегающие в основании трансгрессивной пенсильванской серии, а также миссисипские пес-

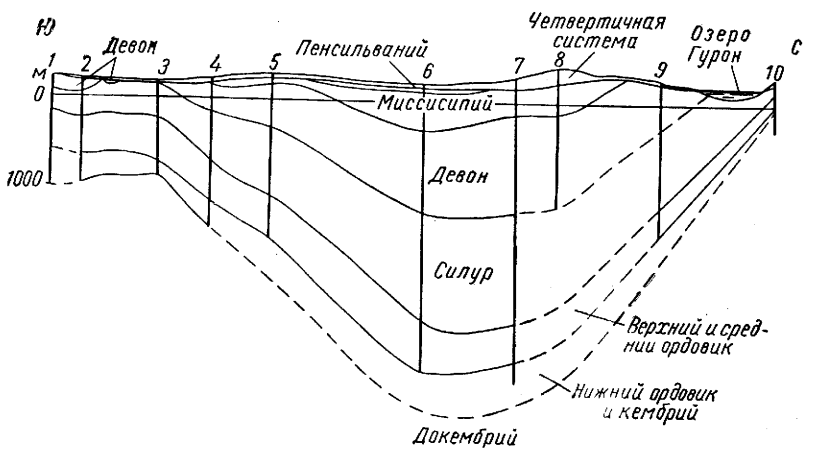


Рис. 141. Меридиональный профильный разрез через Мичигэнский бассейн (по Дж. Кохи и К. Лэндау, 1958 г.).

чаники бири и мичигэн. Песчаники парма образуют линзообразные тела, выполняющие древние русла. Песчаные горизонты бири, маршалл и мичигэн развиты в виде крупных линз, являющихся древними береговыми валами. Мощность продуктивных песчаных горизонтов обычно составляет несколько метров и не превышает 10 *м*.

Таблица 55

Месторождения платформенных возрожденных поднятий

Залежи	Крупные или типичные месторождения	Возраст и литология продуктивных горизонтов
Литологически ограниченные	Сикс Лейкс, Остин, Мэрион, Вернон	Песчаники (миссисипий, пенсильваний)
	Дип-Ривер	Известняки (девон)
Массивные в структурных и биогенных выступах, иногда осложненных эрозией	Блумингдейл, Вернон, Бакай, Маунт-Плизент, Рид-Сити	Известняки и доломиты (силур, девон, ордовик)

Примерами месторождений, заключающих залежи в песчаных линзах, являются Остин и Сикс Лейкс.

Образование всех массивных залежей в первую очередь определялось структурным фактором. Широко развиты типичные массивные залежи в структурных выступах. Однако во многих случаях залежь не всегда занимает наиболее структурно поднятую часть выступа. Это определяется неравномерной пористостью и проницаемостью карбонатных резервуаров, особенно характерной для рифогенных известняков. Иногда смещение залежи относительно свода поднятия настолько значительно, что ее, пожалуй, правильнее называть литологически ограниченной в зоне повышенной пористости и проницаемости. Примером таковой может служить залежь месторождения Дип-Ривер. Рельеф структурных поднятий и распределение зон повышенной пористости и проницаемости на ряде месторождений в значительной степени определялись процессами эрозии в условиях перерыва осадконакопления. В бассейне имеются залежи, связанные с биогенными выступами, слагаемыми рифовыми известняками.

ИЛЛИНОЙСКИЙ (ВОСТОЧНЫЙ ВНУТРЕННИЙ) БАССЕЙН

Иллинойский бассейн представляет в плане овал с длинной осью, ориентированной с юго-востока на северо-запад (см. рис. 140). Длина бассейна составляет примерно 600 *км*, а ширина 400—450 *км*. Структурными элементами, составляющими обрамление бассейна, являются: на востоке Цинциннатский свод, на северо-востоке — свод Кенкекки, на севере — поднятие Висконсин, на северо-западе — Миссисипский свод, на западе и юго-западе — поднятия Линкольн и Озарк, на юге — восточное погружение последнего — свод Паскола, на юго-востоке — купол Нэшвилл. Все эти элементы представляют собой выступы докембрийского фундамента, перекрытого сравнительно маломощным чехлом палеозойских отложений (рис. 142).

Бассейн выполнен толщей в основном морских отложений палеозоя, мощность которых превышает 3 *км*. В разрезе ордовика — миссисипия очень широко развиты карбонатные разности. В пенсильванском комплексе резко преобладают обломочные породы, присутствуют угленосные и красноцветные фации.

Наибольшая суммарная добыча приходится на долю нижнепенсильванских и миссисипских отложений. Наиболее высокопродуктивные горизонты бассейна почти все представлены песчаниками.

Основными структурными элементами бассейна являются антиклиналь Ла-Саль, флексура Дюкойн, Центральный прогиб и сбросовая зона Раф-Крик (см. рис. 139).

Таблица 56

Схематический сводный разрез Иллинойского бассейна

Система	Серия, отдел	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Продуктивные горизонты, состав
Пенсильваний	Мак ленсборо, карбондейл, тредуотер, кийсвилл	Глины, известняки, песчаники, угли Песчаники, глины с прослоями углей	500—600	В этом интервале разреза содержатся все основные продуктивные горизонты бассейна
Миссисипий	Честер	Пески, глины, известняки	290	
	Валмейер	Известняки, эвапориты с прослоями песчаников и глин	550	
	Киндерхук	Глины, известняки, песчаники	70	
Девон	Верхний Средний Нижний	Глины, известняки Известняки, доломиты Известняки	50 270 120	Известняки корниферус
Силур	Найагара, Александрия	Доломиты, известняки	100	Известняки найагара, хониг
Ордовик	Цинциннати (маквокета)	Глины, известняки	30	Известняки трентон
	Мохаук (галена-плетвилл)	Известняки, доломиты	200	
	Сент-Питер	Песчаники	60	
	Прери дю шьен	Известняки, доломиты, песчаники	280	
Кембрий	Сен-круа	Доломиты, глины, известняки, песчаники	Более 500	

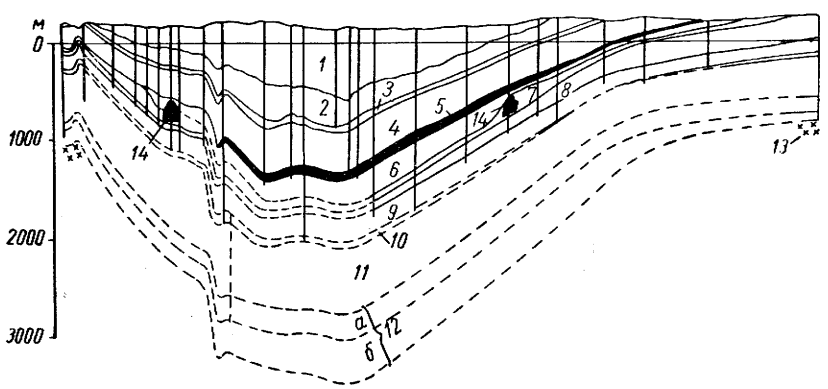


Рис. 142. Профильный разрез через Иллинойский бассейн (по Swann и др., 1951 г., D. H. Swann и A. H. Bell, 1958 г.).

1 — Пенсильваний; *2* — Честер; *3* — Сент-Женевьев; *4* — Сент Луи-Шуто; *5* — Нью-Олбэйн; *6* — девонские известняки; *7* — силур; *8* — верхний ордовик; *9* — среднеордовикские известняки; *10* — песчаники сент-питер; *11* — доломиты нокс (кембрий — ордовик); *12* — кембрий: *а* — о-клер, *б* — базальные песчаники; *13* — докембрий; *14* — рифы.

Антиклинальная зона Ла-Саль имеет асимметричное строение, шарнир ее погружается на ЮЮВ. Крыло, обращенное к центру бассейна, гораздо круче противоположного крыла. На восточном крыле углы падения очень невелики. От антиклинали Ла-Саль в меридиональном направлении ответвляется антиклиналь Оукленд. На западном и северо-западном бортах бассейна наблюдается весьма пологое погружение слоев на восток. Гомоклинальное строение этой площади осложнено меридиональной флексурой Дюкойн, на восточном крыле которой углы падения слоев возрастают до 1°30′. В северном направлении флексура Дюкойн сопровождается небольшими сбросами. Сбросовая зона Раф-Крик представляет сложную систему широтных разрывов, которым сопутствуют поднятия, вероятно, образовавшиеся за счет многократных подвижек блоков фундамента.

В пределах наиболее погруженной части бассейна геофизическими исследованиями и бурением выявлен целый ряд погребенных платформенных поднятий, высота которых составляет 30—70 *м*. Иногда эти поднятия слабо выражены на поверхности. Указанные поднятия отчетливо группируются в линейные зоны различной протяженности, простирающиеся на СЗ, СВ, или в меридиональном направлении.

Все месторождения бассейна объединяются в серию зон нефтегазонакопления, связанных с вышеупомянутыми линейными группами антиклиналей в центральной части бассейна, антиклиналью Ла-Саль и линейными системами поднятий зоны Раф-Крик. Основные, наиболее характерные типы месторождений и свойственных им залежей приведены ниже. Среди выделенных двух типов месторождений резко преобладают связанные с платформенными поднятиями в пределах вышеуказанных антиклинальных зон.

Наиболее крупные месторождения средней части бассейна находятся в местах пересечения антиклинальных зон северо-западного простирания с зонами, ориентированными в меридиональном и северо-восточном направлениях. Например, месторождения Лауден, Клей-Сити и Гриффин связаны с участками пересечения антиклинальных зон СЗ и СВ простирания. Месторождения Ричленд, Сэлем и Сентралия находятся на пересечении зон северо-западного и меридионального простирания (табл. 57).

Таблица 57

Месторождения и свойственные им залежи		Примеры крупнейших или типичных месторождений
месторождения	залежи	
Месторождения платформенных поднятий	Пластовые сводовые	Сэлем
	Массивные в структурных выступах	Робинсон, Бриджпорт
	Массивные в эрозионных выступах	Омаха, Лауден
	Литологически ограниченные	Стормс, Герольд, Бентон
	Пластовые, литологически экрапированные	
Месторождения рифовых массивов	Массивные в биогенных выступах	Мэрини, Сендовал (?)

В пределах антиклинали Ла-Саль наиболее крупными нефтяными месторождениями являются Мартинсвилл, Бриджпорт, Робинсон и др. В качестве типичных примеров месторождений бассейна, связанных с платформенными брахиантиклиналями, можно указать на Сэлем, Сендовал и Мартинсвилл.

Для указанного типа месторождений наиболее характерны залежи пластовые, сводовые и массивные в структурных выступах. Довольно ши-

роко распространены массивные залежи в эрозионных выступах. Подчиненное положение занимают залежи в песчаных линзах и пластах, выклинивающихся вверх по восстанию на склонах возрожденных поднятий.

Литологически ограниченные и экранированные залежи наиболее характерны для песчаных горизонтов пенсильванского возраста, высокопродуктивных в пределах антиклинали Ла-Саль.

Пенсильванские песчаники образуют здесь крупные линзовидные тела, соответствующие древним береговым валам или пластовые резервуары с невыдержанными коллекторскими свойствами, выклинивающиеся на крыльях антиклинали Ла-Саль.

Миссисипские песчаники, как правило, представляют пластовые резервуары, распространенные на значительной площади. Благодаря выдержанному литологическому составу залежи они обнаруживают четкую связь со структурой и являются типичными пластовыми сводовыми.

Массивные залежи в структурных, а также эрозионных выступах в основном приурочены к карбонатным резервуарам миссисипского и девонского возраста. Характерные примеры литологически ограниченных залежей имеются на месторождениях Стормс, Герольд и др. в Иллинойсе, где ряд залежей заключен в небольших песчаных линзах среднемиссисипского возраста, представляющих древние бары.

На нескольких месторождениях в Западном Кентукки ловушками служат узкие вытянутые песчаные линзы, образовавшиеся в руслах рек.

Среди месторождений рифовых массивов наиболее крупным является Мэрини в округе Мадисон. К настоящему времени в бассейне разведано 12 месторождений такого типа.

§ 54. ГРУППА ЗАПАДНЫХ БАССЕЙНОВ СЕВЕРОАМЕРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Западная группа бассейнов Североамериканской платформы обнимает два обширных и богатых бассейна — Западный внутренний и Пермский. Часть Североамериканской платформы, занятая ими, обрамляется крайними восточными элементами Кордильер либо активизированными элементами древней платформы. Еще восточнее в общее погружение были в той или иной мере вовлечены обширные части Североамериканской платформы, обладающие сложным строением. В итоге образовавшиеся в современной структуре впадины в целом в значительной мере не носят характера типичных предгорных прогибов и классификационно отнесены не к предгорным, а к гетерогенным платформенным бассейнам с докембрийским фундаментом, с обрамлением, в значительной мере погребенным.

Лишь к Западному внутреннему бассейну, с запада, примыкает отчетливо выраженный предгорный ларамийский прогиб, выполненный в основном меловыми отложениями. Он выделяется в качестве самостоятельного предгорного бассейна Денвер, но ввиду его связи с Западным внутренним бассейном описывается ниже совместно с последним.

ЗАПАДНЫЙ ВНУТРЕННИЙ БАССЕЙН И БАССЕЙН ДЕНВЕР

Западным горным обрамлением бассейна Денвер служат следующие элементы Восточных Кордильер (с севера на юг): поднятия Блэк Хиллс и Хартвилл, далее — расположенные слегка кулисообразно по отношению друг к другу горы Ларами, Передовой хребет (Фронт Рэндж), горы Кэт и Сангре-де-Кристо. Они резко отграничивают бассейн от ряда расположенных западнее межгорных впадин Скалистых гор (рис. 143).

Восточным обрамлением Западного внутреннего бассейна служат платформенные поднятия. На севере — это Миссисипский свод, южнее — субмеридиональное поднятие вдоль среднего течения р. Миссисипи, к которому примыкает поднятие Линкольн, еще южнее — свод Озарк. Эти поднятия, из которых

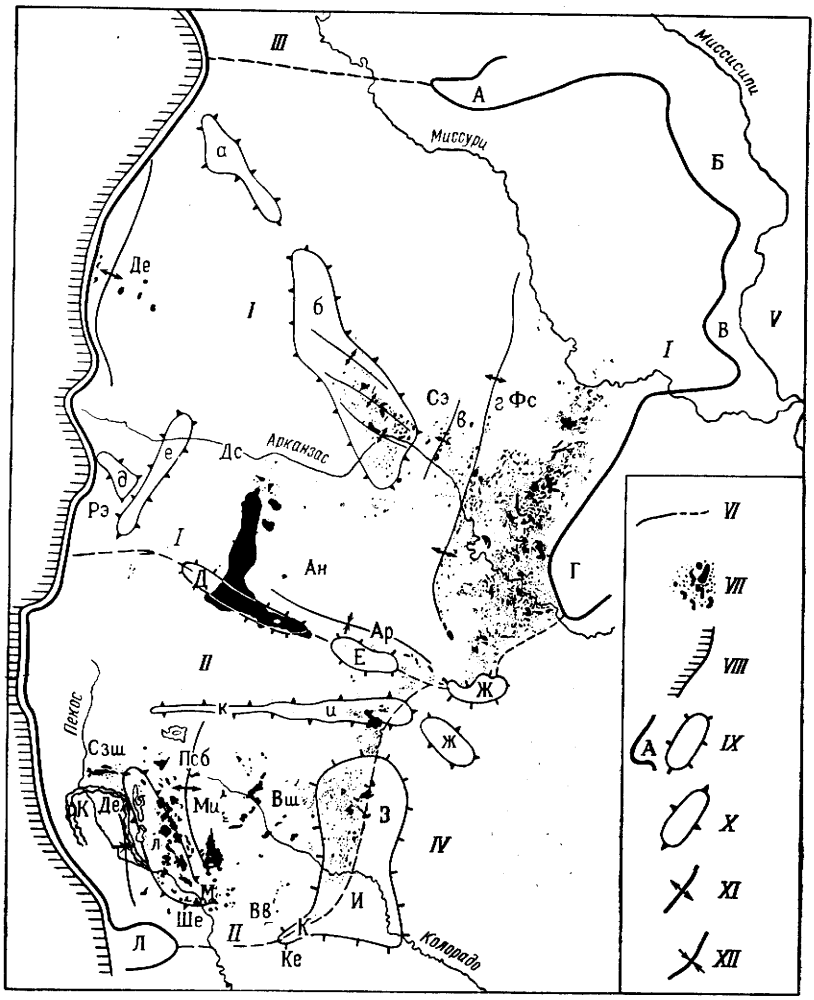


Рис. 143. Карта бассейнов Денвер, Западного внутреннего и Пермского.

Нефтегазоносные бассейны: *Де*—Денвер; *I*—Западный внутренний; *II*—Пермский; *III*—Уиллистонский; *IV*—Мексиканского залива; *V*—Иллинойский; *VI*—граница бассейнов; *VII* — нефтяные и нефтегазовые месторождения, нефтеносные и нефтегазоносные площади, газовые месторождения и газоносные площади; *VIII* — восточный фронт системы Кордильер; *IX* — выступы фундамента, поднятия и их склоны, обрамляющие бассейны и разграничивающие их с соседними бассейнами; *X*—поднятия; *XI* — оси поднятий внутри бассейнов; *XII* — оси впадин внутри бассейнов.
А — поднятие Сиу; *Б* — Миссисипский свод; *В* — поднятие среднего течения р. Миссисипи; *Г* — свод Озарк; *Д*—поднятие Амарильо; *Е*—система Вичита; *Ж*—горы Арбокл; *З*—свод Бенд; *И*—поднятие Кончо-Льяно; *К* — плато Эдвардс; *Л* — система Маратон.
а — свод Чадрон; *б* — поднятие Центрального Канзаса; *в* — поднятие Эбайлен; *г* — поднятие Нимэха; *д* — поднятие Эпишейпа, *е* — свод Лас Анимас, *ж'*—свод Мюнстер, *и* — поднятие Ред Ривер, *к* — свод Матадор, *л* — поднятие платформы Центрального бассейна, *м* — свод Пекос: *рК* — риф Кэпитэн.
Впадины и их склоны внутри бассейнов: *Рэ* — Рэтон, *Дс* — Додж Сити, *Сэ* — Сэлайна, *Фс* — Форест Сити, *Ан* — Анадарко, *Ар* — Ардмор, *Дел* — Делаверская, *Ми* — Мидленд, *Ше* —пролив Шеффильд, *Вв* — впадина Валь Верде, *Ке* — Керр, *Сзш* — Северо-западный шельф, *Псб* — платформа Северного бассейна, *Вш* — Восточный шельф.

два первых выражены слабее, а свод Озарк — резче, отделяют Западный внутренний бассейн от Иллинойского. Поднятия хорошо выражаются отсутствием в них пенсильванских отложений. Поэтому восточная граница бассейна отчетливо проводится по границе распространения пенсильванских отложений.

На севере бассейн разграничивается со смежным звеном предкордильерских бассейнов — Уиллистонским — весьма не резко. Это разграничение

намечается по слабо выраженному структурному перекату; ему соответствуют направленные навстречу друг другу выступ к востоку системы Восточных Кордильер — поднятие Блэк Хиллс и выступ к западу склона Канадского щита — поднятие Сиу. К широтной полосе между этими двумя поднятиями приурочено развитие верхнемеловых отложений.

На юге бассейн отчетливо отграничивается от Пермского поднятием системы Вичита и ее западным продолжением — погребенным хребтом Амарильо, в юго-восточном углу бассейн замыкается глыбовыми поднятиями гор Арбокл. В промежутке между названными элементами и к западу от хребта Амарильо южное ограничение бассейна от Пермского нечеткое и проводится несколько условно.

Бассейн выполнен толщами от нижнепалеозойского до третичного возраста включительно. Но их распространение, мощность и структура различны в разных частях бассейна.

Три основных региональных несогласия наблюдаются в осадочной толще бассейна: между нижнепалеозойскими и миссисипскими слоями, между миссисипскими и пенсильванскими и между пермскими и мезозой-

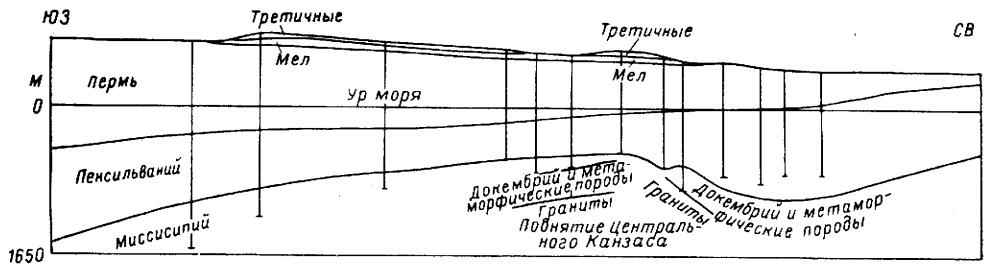


Рис. 144. Поперечный профильный разрез через юго-восточную часть поднятия Центрального Канзаса (по T. C. Hiestand, 1935 г.).

скими. Из них резче всего выражено и имеет наибольшее значение для нефтегазонакопления несогласие в основании пенсильвания. С точки зрения условий нефтегазонакопления в большинстве районов бассейна резко различаются, с одной стороны, допенсильванский комплекс, с другой — отложения, начиная с пенсильвания и выше.

Верхний комплекс, в особенности пермские, меловые и третичные толщи, в большей части бассейна залегает регионально гомоклинально, с наклоном к западу, а с приближением к Кордильерам верхние толщи приобретают обратный, т. е. восточный региональный наклон. Описываемые ниже региональные поднятия в структуре верхнего комплекса часто выражены слабо, лишь как осложнения на фоне гомоклинали (рис. 144).

Через центральную часть бассейна с СЗ на ЮВ протягивается поднятие Центрального Канзаса. Остов его сложен кристаллическими породами, окаймляемыми сводообразно изогнутыми и частично эродированными нижнепалеозойскими и миссисипскими отложениями. Широкое сводовое поднятие осложнено тремя косыми по отношению к его простиранию антиклинальными зонами, сложенными домиссисипскими слоями.

Почти непосредственным продолжением поднятия Центрального Канзаса к северо-западу служит того же простирания свод Чадрон, хорошо выраженный и по меловым отложениям. На некоторых тектонических схемах свод Чадрон показан с простиранием к ЮЮВ и его ЮЮВ погружение именуется сводом Кэмбридж.

В юго-западном углу бассейна расположен широкий свод Лас Анимас, вытянутый в ССВ направлении. Структурно наиболее высокая его юго-западная часть именуется поднятием Сиерра Гранде. Эти элементы также хорошо выражены и по меловым отложениям. По палеозойским слоям они, видимо, представляют собой два обособленных поднятия.

В восточной части бассейна субмеридионально протягивается длинное узкое поднятие Нимэха. Остов его сложен погребенным гранитным хребтом, разбитым на отдельные блоки. Над последними сводообразные изгибы сказываются, затухая кверху, во всей вышележащей осадочной толще. Западнее средней по широте части поднятия Нимэха протягивается аналогично построенное, но значительно меньшее поднятие Эбайлен. Между ними, а также восточнее поднятия Нимэха развиты отдельные, еще меньшие, глубже погребенные и менее выраженные в структуре осадочной толщи гранитные хребты. Все эти поднятия погружаются по простиранию к югу (рис. 145).

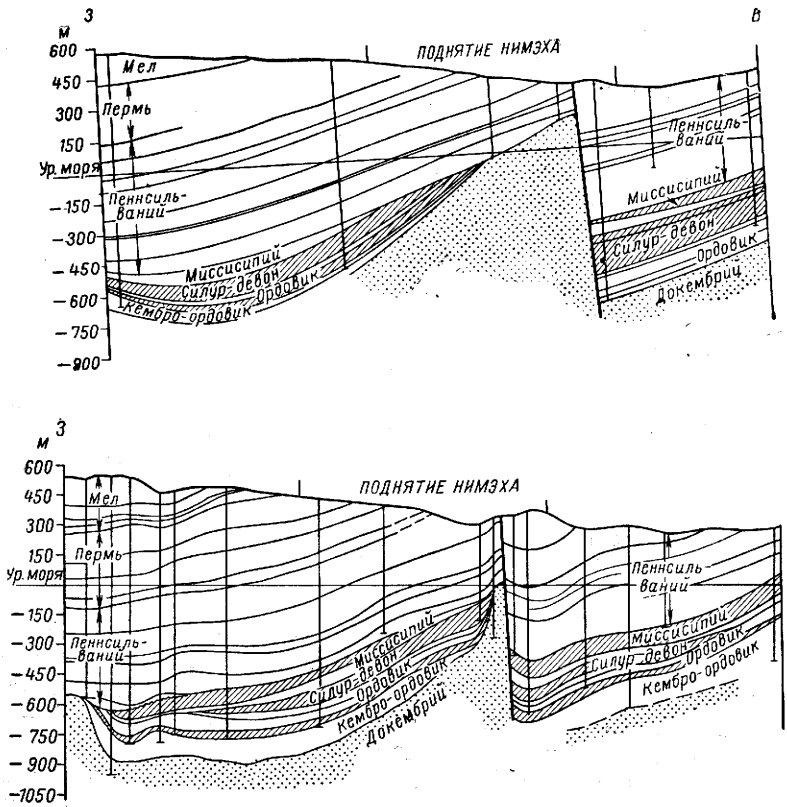


Рис. 145. Поперечные профильные разрезы через поднятия Нимэха (из Mid-Continent Region», Bull. AAPG, № 2, 1951 г.).

Восточнее поднятия Нимэха, уже на гомоклинали далекого западного склона свода Озарк развит ряд сбросовых зон различного простирания и строения.

В юго-восточном углу бассейна отмечается сложная погребенная структура допенсильванских, а в особенности домиссисипских слоев, иногда слабо отраженная в более молодых толщах. Она обусловлена наличием в недрах бассейна подземных выступов свода Озарк и поднятия Арбокл. Кроме того, здесь выделяется узкое погребенное поднятие СЗ простирания — Паулс Вэлли.

Впадина между сводом Озарк и поднятием Нимэха именуется бассейном Форест Сити, а между сводом Нимэха и поднятием Центрального Канзаса — бассейном Сэлайна. Впадина между поднятием Центрального Канзаса и сводом Лас Анимас называется бассейном Додж Сити. Последний к юго-востоку открывается во впадину (бассейн) Анадарко, дальнейшее юго-восточное продолжение которой между горами Арбокл на севере и юго-восточным погружением системы Вичита на юге именуется впадиной (бассейном) Ардмор.

Таблица 58

Схематический сводный стратиграфический разрез центральной части впадины Додж Сити, южной части впадины Сэлайна и средней части впадины Форест Сити

Система	Возраст, серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Примечания
Третичная		Галечники и известковистые отложения	До 100	Развиты только в западной части района
Меловая		Серые и черные глины, в средней части подчиненные мелоподобные породы и известняки, в низах — песчаники	До 1000	Развит лишь в средней по долготе и западной частях района
Юрская		Зеленые глины, пески, гипсы	До 20	Местное развитие
Пермская		Региональное несогласие		
	Серия Симаррон	Красноцветные глины и алевролиты с подчиненными гипсами и ангидритами и доломитами	340	
	Серия Уэллингтон	Серые глины и соленосные отложения	200	
	Серия Чэйз и Коунсил Гроув	Доломиты и известняки с подчиненными глинами	210	
	Серия Эдмайр	Глины и песчаники с подчиненными известняками	40	
Пенсильванская	Серия Уэйбонси	Глины и песчаники с подчиненными известняками	130	В восточной части района — песчаники бартлсвилл
	Серии Шоуни, Дуглас, Лансинг, Канзас Сити и Бронсон	Известняки и глины с подчиненными песчаниками	320	
	Серия Марматон	Пестрые глины с подчиненными известняками	100	
	Серия Чироки	Темные глины с подчиненными песчаниками	150	
	Свита Суи	Базальные галечники, роговики и глины	0—45	
Миссисипская		Региональное несогласие		
	Серии Честер, Мерамек и Осэдж	Известняки, оолитовые и литографские, в низах — кремнистые	330	Серия честер развита лишь в юго-западной части района
	Свита Киндерхук	На севере — зеленоватые глины, на юге — черные глины (Чаттануга)	45	
Девонсилурийская	Свита хантон	Региональное несогласие Доломиты с известняками	0—100	Развиты лишь на севере района
Ордовикская	Свита вайола	Переслаивание кремнистых доломитов и известняков	45	
	Свита симпсон	Песчаники, расслоенные зелеными глинами	30	
	Свита арбокл	Доломитизированные известняки с тонкими песчанистыми прослоями	300	
Кембрийская	Свита ригэн	Грубозернистые песчаники	30	

Анадарко и в особенности Ардмор — асимметричные впадины с южным крутым и северным пологим склонами, ось их прижата на юге к системе Вичита, типичными предгорными прогибами которой они являются.

На западной окраине Западного внутреннего бассейна расположен подобный же предгорный прогиб Восточных Кордильер. Это — впадина (или бассейн) Денвер (именуемая иногда Джульсбург) с крутым западным и пологим восточным бортами (рис. 146). Ось ее прижата к поднятиям Хартвилл, Ларами и Фронт Рэндж. С востока впадина обрамляется поднятием Чадрон и Кэмбридж на севере и Лас Анимас на юге. С юга она замыкается поднятием

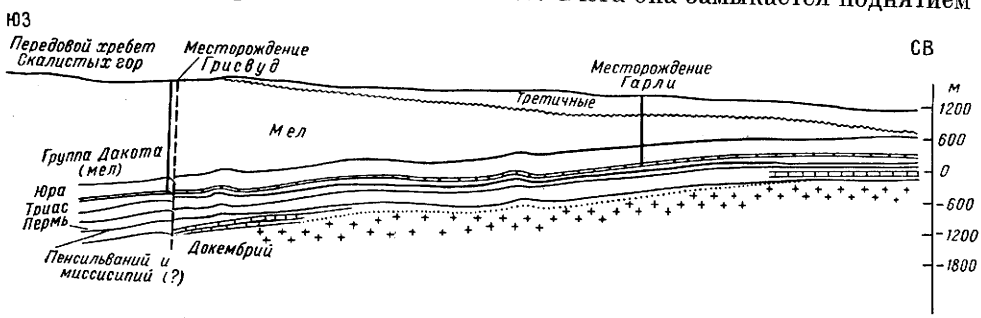


Рис. 146. Поперечный профильный разрез через впадину Денвер (из Rocky Mountain Region, Bull. AAPG, № 2, 1951 г.).

Эпишэйпа, протягивающимся в виде структурной перемычки между поднятием Сиерра Гранде и горами Кэт. Небольшая впадина, построенная аналогично впадине Денвер, расположена между горами Сангре де Кристо на западе, поднятием Эпишэйпа на севере и Сиерра Гранде на востоке, именуется бассейном Рэтон.

С расчленением Западного внутреннего бассейна на ряд впадин естественно связаны различия стратиграфических разрезов разных частей бассейна. Ниже приводятся два схематизированных сводных нормальных разреза (табл. 58, 59).

Таблица 59

Схематический сводный стратиграфический разрез юго-восточной части впадины Додж Сити и южной части впадины Форест Сити

Система	Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Пермская			
Пенсильванская		Красноцветные глины и песчаники с гипсами и ангидритами	1100
	Серия вирджил	Глины и песчаники	260
	Серии миссури и демойн	Глины и песчаники с подчиненными выдержанными известняками	420
	Серия чироки	Песчаники и глины	600
	Региональное несогласие		
Миссисипская	Серия осэдж (или бун)	Кремнистые известняки . . .	150
	Свита киндерхук или чаттануга	Черные глины	60
	Региональное несогласие		
Силур-девонская	Свита хантон	Известняки	120
Ордовикская	Свита сильвэн	Глины серо-зеленые	30
	Свита вайола	Известняки и доломиты	30
	Свита симпсон	Песчаники и глины	100
	Свита Арбокл	Доломиты	150
Кембрийская	Свита ригэн	Песчаники	30

У региональных поднятий, выделяемых внутри бассейна, отмечается уменьшение мощностей, прислоненное залегание и удаление вследствие эрозии ряда толщ нижнего и среднего палеозоя. Третичные, меловые, пермские и пенсильванские отложения уменьшаются в мощности до полного исчезновения по мере поднятия на склоны свода Озарк и к северо-восточному обрамлению бассейна. Во впадинах же Анадарко и Ардмор мощность пермских и миссисипских и в особенности пенсильванских толщ резко возрастает. Так, в осевой части впадины Ардмор мощность миссисипских отложений достигает 1600 *м*, а пенсильванских — 5500 *м*. Бассейн Денвер в основном выполнен меловыми отложениями, мощность которых достигает в осевой зоне впадины около 3000 *м*.

Стратиграфический интервал нефтегазоносности в основных зонах нефтегазонакопления занимает толщи от кембро-ордовика до пенсильвания включительно, причем главное значение имеют ордовикские и пенсильванские отложения. В отдельных районах нефтегазоносны пермские и меловые слои. В стратиграфическом разрезе в качестве типично нефтематеринских обычно рассматриваются миссисипские черные глины Чаттануга и пенсильванские Чироки.

В различных районах можно выделить ряд зон нефтегазонакопления и групп месторождений различного характера. Ниже приводится сжатое описание главнейших из них, с которыми связано подавляющее большинство месторождений.

Зоны, связанные с полосами развития коллекторских песчаных отложений пенсильванской серии чироки (песчаники бартлсвилл, барбэнк Гленн) на гомоклинальном склоне свода Озарк. Основная нефтегазоносность здесь приурочена к упомянутым пенсильванским песчаникам. Подчиненное значение имеет продуктивность вышележащих пенсильванских же песчаников, а также ордовикских песчаников вилькокс и кембро-ордовикских известняков арбокл.

Одни из этих полос песчаных отложений представляют собой шнурковые образования — выполнение древних русел, другие — полосы древних баров. Вследствие колебания во времени береговой линии пенсильванских морей песчаные образования располагаются на различных стратиграфических уровнях и сами зоны, обладая иногда прихотливым простиранием, довольно многочисленны. Среди месторождений много чисто газовых и полностью или в основном выработанных. Месторождения связаны главным образом с сочетанием линзообразности песчаных природных резервуаров и очень слабых структурных осложнений на гомоклинали. Реже наблюдается связь месторождений с осложняющими гомоклиналь пологими замкнутыми поднятиями, часто рассматриваемыми как структуры облекания. В первом случае преобладают литологически замкнутые со всех сторон залежи, во втором — появляются пластовые сводовые залежи.

Иногда над песчаной линзой возникает замкнутая структура облекания, содержащая пластовые сводовые залежи в пенсильванских же песчаниках, но обладающих не полосовым, а обычным площадным развитием. Таким образом, на первую зону нефтегазонакопления накладывается вторая, связанная с группой или зоной брахиантиклиналей своеобразного генезиса, осложняющих гомоклиналь.

Иногда мелкие незамкнутые структурные формы в полосе развития пенсильванских песчаников соответствуют замкнутым поднятиям в ордовикских слоях на глубине, и в последних в песчаниках уилькокс свиты симпсон возникают пластовые сводовые залежи. Примером может служить месторождение Гленн. Эти замкнутые поднятия иногда представляют собой структуры облекания над погребенными гранитными хребтами, как, например, месторождение Кашинг. В таком случае структурные изгибы в пенсильванских слоях становятся более выраженными с образованием тоже замкнутого поднятия, и строение месторождения в данном месте всей зоны нефтегазонакопления также становится двухэтажным: 1) нижний этаж образован

пластовыми сводовыми или стратиграфически экранированными залежами в допенсильванских коллекторах, обладающих обычным площадным развитием; зона должна рассматриваться как связанная с возникновением антиклинали, связанной с погребенным гранитным кряжем, осложняющим гомоклиналь; 2) верхний этаж образован пластовыми сводовыми залежами в пенсильванских коллекторах полосового развития, но зона нефтегазонакопления связана с сочетанием полосового развития песчаных коллекторов и антиклинальной зоны.

Зоны, связанные с погребенными гранитными хребтами в юго-восточной части бассейна. Такова крупная зона, связанная с хребтом Нимэха и далее с хребтом Эбилайн; наконец, зоны, связанные с другими, более мелкими, хребтами, протягивающимися более или менее параллельно хребту Нимэха. В типичных случаях гранитное ядро хребта или его отдельного блока облекается сравнительно крутозалегающими нижнепалеозойскими, а иногда и миссисипскими толщами, резко несогласно срезаемыми пенсильванскими, залегающими значительно положе.

Многочисленные месторождения этих зон, среди которых известны очень крупные, например, Эльдорадо, Оклагома Сити, Тонкава и другие, связаны, как правило, с отдельными куполообразными поднятиями, приуроченными к отдельным выступам хребтов. Поднятия эти, обычно рассматриваемые как структуры облекания, резко выражены в нижнем допенсильванском осадочном комплексе и значительно слабее в пенсильванских и всех вышележащих толщах.

Основная продуктивность в нижнем комплексе приурочена к известнякам арбокл[illegible]с которыми связаны массивные и пластовые сводовые залежи, и к песчаникам серии симпсон, в особенности уилькокс; песчаники содержат залежи пластовые, сводовые и стратиграфически экранированные упомянутой поверхностью несогласия. Подчиненное значение в нижнем комплексе имеет продуктивность миссисипских слоев. Над поверхностью несогласия во многих случаях пенсильванская толща содержит ряд пластовых сводовых залежей в песчаных горизонтах, расположенных одна над другой, как, например, на месторождении Эльдорадо.

Иногда в описываемых месторождениях, связанных с куполообразными поднятиями, в нижнем комплексе появляются и литологически экранированные залежи — в случае выклинивания отдельных песчаных горизонтов на склоне локального поднятия.

Реже в зонах описываемого типа встречаются моноклинальные месторождения, связанные со срезанием поверхностью несогласия в основании пенсильвания тех или иных коллекторских горизонтов допенсильванского комплекса на склоне гранитного хребта, а не локального поднятия. Таково, в частности, большое месторождение Уэст-Эдмонд, содержащее крупную, стратиграфически экранированную залежь в силур-девонских известняках хантон.

Зона нефтегазонакопления у юго-западной границы бассейна, связанная с погребенным гранитным хребтом Амарильо. В состав хребта входит целый ряд отдельных блоков и выступов, часто нарушенных продольными сбросами. Все это сооружение облекается пермскими и пенсильванскими отложениями, сводообразно изогнутыми над выступами хребта, частично же к ним прислоненным. Пермские и пенсильванские слои в основном сложены известняками и доломитами, которым подчинены аркозовые песчаники. Низы же пенсильвания сложены так называемой толщей размыва гранитов — аркозами, валунниками и аргиллитами.

В состав зоны нефтегазонакопления входит колоссальная массивная, в основном газовая, залежь, содержащаяся во всех указанных породах, а местами и в трещиноватых зонах подстилающих их гранитов, в наиболее поднятой части хребта и на его северо-восточном склоне. Основная часть этого скопления газа — одного из крупнейших на земном шаре — содержится в пенсильванских известняках.

Значительно меньшие массивные залежи газа и нефти связаны с отдельными выступами хребта, главным образом вдоль его северо-восточного склона. На юго-западном склоне в аналогичных условиях имеются малочисленные и лишь чисто газовые залежи. Вся зона относится к Западному внутреннему бассейну, поскольку питание ее, по-видимому, происходило целиком с севера. Немногочисленные же скопления вдоль южных склонов хребта, обращенных к Пермскому бассейну, связаны с блоками, опущенными по разрывам уже после формирования залежей.

На северо-западе к зоне Амарильо непосредственно примыкает также крупнейшая **зона газонакопления Хюготон.** Она связана с фациальным замещением вверх по восстанию слоев на гомоклинали юго-восточного склона поднятия Сиерра Гранде коллекторской толщи известняково-доломитовой серии Биг-Блю (низы перми) глинами. Структурной основой громадного месторождения — зоны Хюготон — служат небольшие террасовидные осложнения на гомоклинали. Непосредственно восточнее этого крупнейшего месторождения — зоны, структурно несколько ниже на гомоклинали в аналогичных условиях имеется несколько значительно меньших газовых месторождений.

В центральной части Западного внутреннего бассейна зоны нефтегазонакопления и группы месторождений приурочены либо к антиклинальным зонам, либо к полосам и участкам мелких структурных осложнений, связанных с поднятием Центрального Канзаса, причем в основном на его сводовой части. Месторождения связаны с отдельными куполами, иногда с сильно сжатыми и вытянутыми брахиантиклиналями или с террасовидными формами. Продуктивны в основном: 1) ордовикские известняки арбокл, содержащие массивные залежи; 2) ордовикские песчаники и известняки симпсон и вайола, для которых характерны залежи, стратиграфически экранированные поверхностью несогласия в основании миссисипия или пенсильвания; 3) миссисипские известняки, для которых характерны подобные же залежи, а также залежи, литологически ограниченные со всех сторон; 4) пенсильванские известняки в ряде горизонтов — Лэнсинг, Канзас Сити и др. — выше упомянутого несогласия. В отдельных случаях известна нефтеносность трещиноватых участков кристаллических пород, слагающих ядра локальных поднятий.

В юго-восточном углу бассейна выделяются богатейшая **группа месторождений Семинол** и зона нефтегазонакопления Голден Тренд **(Золотая зона).**

Район Семинол расположен на структурной седловине между горами Арбокл и сводом Озарк. Толщи, начиная с пенсильванских и выше, залегают гомоклинально, с наклоном к западу. На фоне этой гомоклинали лишь очень слабо отражена структура миссисипских и ордовикских отложений. Последние же в пределах упомянутой седловины образуют группу локальных куполообразных или вытянутых, замкнутых поднятий, к которым приурочены высокодебитные месторождения. Описываемая структурная седловина служит барьером, разграничивающим Западный внутренний бассейн от Арканзасской впадины бассейна Мексиканского залива. Продуктивны здесь главным образом лишь отложения допенсильванского комплекса: базальные миссисипские песчаники мизенер, силур-девонские известняки хантон, содержащие, по-видимому, массивные залежи и ордовикские песчаники серии симпсон, содержащие пластовые сводовые залежи.

Зона Голден Тренд связана с поднятием Паулс Вэлли, представляющим собой протяженный сводообразный выступ, отходящий к северо-западу от северной части поднятия Арбокл, или свода Хантон. Поднятие Паулс Вэлли сложено ордовикскими, силур-девонскими и миссисипскими слоями, резко несогласно перекрытыми пенсильванием и более молодыми толщами, залегающими в основном моноклинально, с общим наклоном к западу, лишь очень слабо отражая структуру допенсильванского комплекса. Свод Паулс Вэлли сложен рядом локальных, замкнутых по допенсильванским слоям поднятий и интенсивно нарушен разрывами. Зона нефтегазонакопления двух-

этажная. Верхний этаж слагается залежами в ряде песчаных горизонтов Диз (низы пенсильвания), прислоненных к бортам свода Паулс Вэлли и срезаемых снизу поверхностью несогласия в основании пенсильвания. Нижний этаж слагается залежами в допенсильванских отложениях — известняках Хантон (силур-девон), известняках вайола (ордовик) и ряде песчаных горизонтов серии симпсон (ордовик). Эти залежи приурочены к месторождениям, связанным с упомянутыми, сильно нарушенными локальными поднятиями. По-видимому, здесь имеются залежи как массивные, так и пластовые сводовые, а также тектонически экранированные многочисленными разрывами и стратиграфически экранированные поверхностью несогласия, срезающего допенсильванский комплекс.

В непосредственной близости к зоне Паулс Вэлли, во впадине Ардмор имеются зоны нефтегазонакопления, связанные с узкими, сжатыми и нарушенными антиклинальными зонами, в которые собраны толщи, выполняющие впадину. Близкого строения зона нефтегазонакопления связана с поднятием Крайнерхиллс, лежащим на юго-восточном продолжении системы Вичита. Месторождения этих зон, преимущественно с пластовыми сводовыми залежами, приурочены к ряду локальных поднятий, резко выраженных по отложениям вплоть до нижнепенсильванских и слабее — по верхнепенсильванским и пермским. Стратиграфический интервал нефтегазоносности расширяется кверху, захватывая и пермские отложения.

Наконец, в том же юго-восточном углу бассейна известны отдельные месторождения и небольшие их группы в сложных тектонических условиях, на окраинах поднятия Арбокл и в пределах последнего в отдельных грабенообразных впадинах.

В бассейне Денвер основная зона нефтегазонакопления связана с выклиниванием отдельных коллекторских горизонтов — песчаников серии дакота, относящейся к низам мела — на пологой гомоклинали восточного борта бассейна Денвер, т. е. на далеком юго-западном борту свода Чадрон и далеком северо-западном борту северо-восточного погружения свода Лас Анимас. Месторождения, например Адена и другие, связаны с сочетанием изгиба контура выклинивания песчаных горизонтов и незначительных изгибов простирания гомоклинали. Залежи — литологически экранированные. Известны также месторождения, например Гризвуд, связанные с пологими замкнутыми поднятиями, иногда явно приуроченными к крупным разломам.

Другие зоны нефтегазонакопления связаны с небольшими антиклинальными зонами на западном крутом предгорном борту бассейна, представляющими собой крайние передовые элементы Восточных Кордильер. Продуктивны пермские песчаники Лайонс. Месторождения Пирс, Блэк-Холлоу и другие связаны с отдельными брахиантиклиналями. Залежи пластовые, сводовые.

ПЕРМСКИЙ БАССЕЙН

Западным ограничением Пермского бассейна служит ряд глыбовых поднятий, в основном принадлежащих к системе Восточных Кордильер. С севера на юг это горы Сангре де Кристо, Педернал, Сакраменто, Гвадалупе, Делаверские, Эпэчи и Дэвис.

На севере Пермский бассейн граничит с Западным внутренним. На большей части своего протяжения эта граница вполне отчетлива там, где структурными барьерами служат выраженная на поверхности горная система Вичита и ее западное, погребенное, но отчетливое продолжение — поднятие Амарильо.

К западу же и к востоку от этих элементов, а также в промежутке между ними сколько-нибудь резкое структурное разграничение между названными бассейнами отсутствует. На востоке разграничение условно проводится по

структурной седловине между восточным, видимым на поверхности, окончанием системы Вичита и (ее восточным погребенным продолжением?) сводом Мюнстер.

На востоке Пермский бассейн граничит с бассейном Мексиканского залива. Здесь почти на всем протяжении отчетливым структурным барьером между ними служат платформенные поднятия — свод Бэнд и поднятие Кончо-Лльяно с его опущенным западным выступом — плато Эдвардс. Лишь на крайнем севере, севернее свода Бэнд, разграничение становится условным и проводится вкрест секущего меридиональную границу широтного платформенного поднятия Ред Ривер и далее по направлению к упомянутой структурной седловине у восточного погружения системы Вичита.

На юге Пермский бассейн также граничит с бассейном Мексиканского залива. Здесь это разграничение резко выражено лишь на западе, где структурным барьером служит поднятие Маратон, обычно рассматриваемое как элемент верхнепалеозойского складчатого сооружения. Восточнее же вплоть до поднятия Кончо-Лльяно выраженный барьер между Пермским бассейном и бассейном Мексиканского залива в современной структуре отсутствует. Здесь разграничение между этими бассейнами проводится несколько условно, применительно к сплошному развитию у поверхности меловых отложений.

Фундамент бассейна там, где он вскрыт бурением, сложен докембрийскими изверженными либо метаморфическими породами.

Крайнюю южную часть бассейна, т. е. описываемые ниже впадины Шеффильд и Валь Верде, можно со значительной уверенностью рассматривать как образованные на базе предгорного прогиба верхнепалеозойского складчатого сооружения, сохранившегося, однако, на поверхности в виде поднятия Маратон лишь на сравнительно небольшом западном участке.

Бассейн обладает довольно сложным глубинным расчленением. В центральной части бассейна располагается почти меридионально вытянутое поднятие, именуемое платформой Центрального бассейна [1]. Оно делит Пермский бассейн на две основных части — западную, называемую Делаверским бассейном, и восточную — бассейн Мидлэнд (рис. 147). На юге простирание Центральной платформы постепенно поворачивает к востоку и она непосредственно переходит в широтное поднятие,

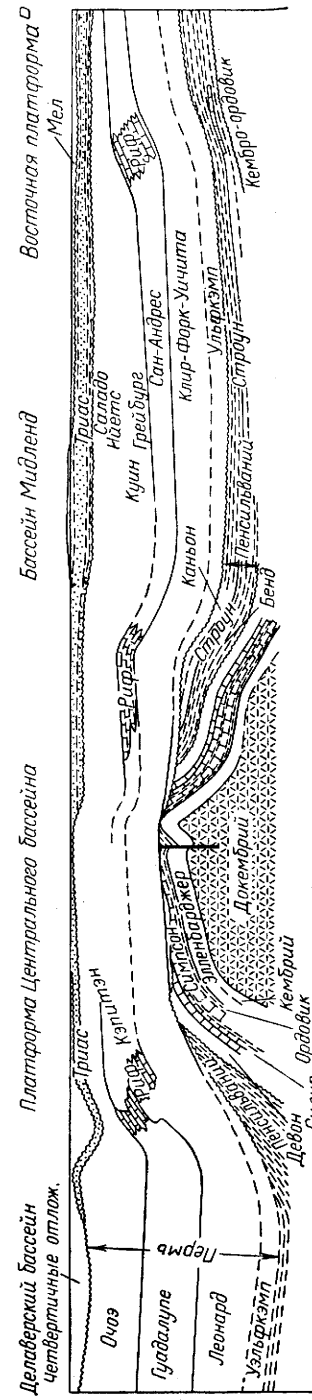


Рис. 147. Схематический поперечный профильный разрез через Пермский бассейн (по Кингу и др., 1942 г., из Eardley, 1951 г.).

[1] В дальнейшем для краткости и удобства будем его называть Центральной платформой.

выделяемое под названием свода Пекос. Восточная часть свода Пекос обычно именуется платформой Озона. Навстречу восточному окончанию свода Пекос погружается к западу выступ поднятия Кончо-Лльяно, именуемый плато Эдвардс.

Узкая впадина между сводом Пекос на севере и поднятием Маратон на юге именуется каналом Шэффильд. Она раскрывается к востоку во впадину Валь Верде, иначе бассейн черных сланцев, дальнейшее восточное продолжение которой, расположенное к югу от плато Эдвардс, называется бассейном Керр. Основная часть впадины Валь Верде не имеет резкого ограничения ни с севера, где она сообщается с бассейном Мидлэнд, ни с юга, и здесь-то и проводится упомянутое условное разграничение между Пермским бассейном и бассейном Мексиканского залива. Бассейн Керр условно относится уже к последнему.

К северу Центральная платформа расплывается и сливается с северо-восточным бортом Делаверского бассейна и северо-западным бортом бассейна Мидлэнд. Первый из этих районов вместе с расположенной еще далее к северу относительно поднятой частью Пермского бассейна называется северо-западным шельфом; второй район именуется платформой северного бассейна.

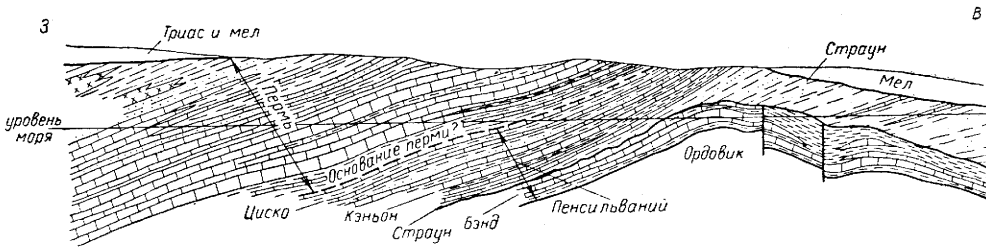


Рис. 148. Поперечный профильный разрез через свод Бэнд (по Ver Biebe, 1950 г.).

Восточный борт бассейна Мидлэнд именуется восточным шельфом (или восточной платформой). Структурно он представляет собой далекий западный склон свода Бэнд (рис. 148).

В северной части Пермского бассейна протягивается узкое широтное поднятие Матадор, к востоку непосредственно переходящее в еще более выраженное поднятие Ред Ривер.

Названные региональные структурные элементы, кроме поднятий Ред Ривер — Матадор, как правило, достаточно отчетливо выражены в структуре как допермских, так и пермских отложений, выполняющих бассейн, причем в структуре первых, в особенности нижнепалеозойских, обычно более резко. Остов поднятий Ред Ривер — Матадор представляет собой в основном погребенные гранитные хребты и они отражены не столько в структуре, сколько в мощностях верхнепалеозойских толщ.

Указанные элементы осложнены многочисленными, относительно более локальными формами. Важными же чертами Пермского бассейна, с которыми также непосредственно связано нефтегазонакопление, служат региональные рифовые зоны. Крупнейшая из них — зона барьерного рифа Кэпитэн, сложенная пермской серией Гуадалупе, окаймляет почти весь Делаверский бассейн, в частности, западный борт Центральной платформы. Другая, сложенная как пенсильванскими, так и пермскими известняками, образует так называемый подковообразный атолл в северо-западной части восточного шельфа.

Пермский бассейн выполнен главным образом палеозойскими отложениями, среди которых основную роль играют пермские.

На рис. 149 приводится схематизированный сводный нормальный разрез палеозоя Пермского бассейна по сводке Голли (1958). Следует иметь в виду, что приводимые мощности и фациально-литологический состав, в особенности пермских толщ, сильно колеблются в различных частях бассейна,

поскольку в распределении их в значительной степени отражено его глубинное структурное расчленение. Максимальная полнота разреза и максимальные мощности наблюдаются в Делаверском бассейне, являющемся наиболее прогнутой частью Пермского бассейна в целом. Диаметрально противоположное наблюдается в пределах Центральной платформы, в особенности ее южной части, и свода Пекос, а также на поднятиях Ред Ривер — Матадор. Здесь пермские отложения в сокращенной мощности местами залегают непосредственно на нижнем палеозое, иногда же последний выпадает из разреза, и средний и верхний палеозой перекрывают неглубоко залегающий докембрий.

Разрез палеозоя при всех его значительных фациальных изменениях по площади отличается преобладанием карбонатных толщ, а в самых верхах перми — красноцветных и соленосных отложений. Отличительной чертой также служит развитие рифогенных образований; пространственное распространение крупнейших из них намечено выше. Помимо того, для нефтегазонакопления большое значение имеет развитие у западного борта Центральной платформы не только рифа Кэпитэн, но и «зарифовых» фаций непосредственно восточнее него. В составе этих фаций, на тех же стратиграфических горизонтах пермской свиты Гвадалупе, в так называемом «песчаном поясе» наряду с доломитами развиты песчаники.

Палеозойские отложения, выполняющие бассейн, несогласно перекрываются триасовыми, нижнемеловыми и третичными отложениями; они представлены в значительной мере континентальными отложениями, достигая общей максимальной мощности в 300—400 *м*, и в целом образуют чехол, маскирующий основное выполнение и строение бассейна.

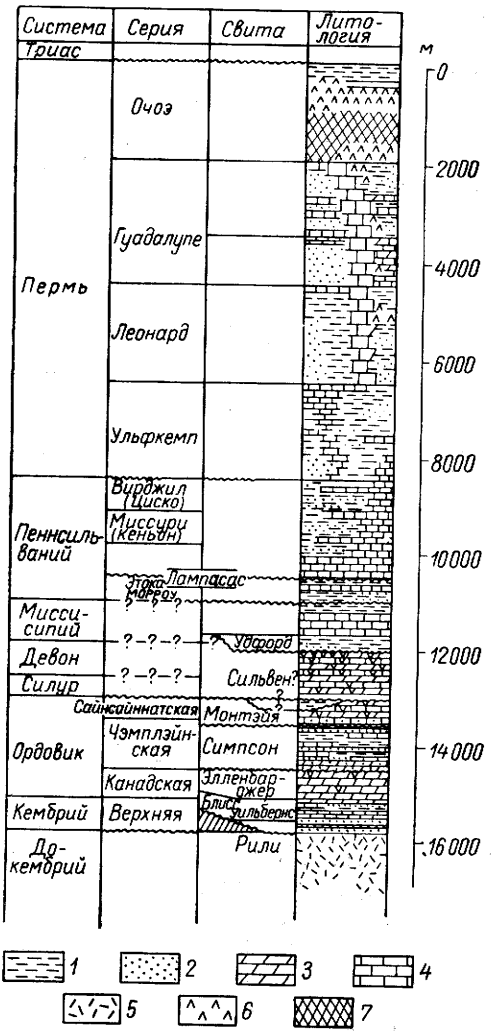


Рис. 149. Сводный нормальный разрез Пермского бассейна (по J. E. Galley, 1958 г.).

1 — глинистые породы; *2* — песчаные породы; *3* — известняки; *4* — доломиты; *5* — кристаллические породы; *6* — ангидриты; *7* — соль.

Нефтегазоносность в пермском бассейне приурочена в первую очередь к средней и нижней частям пермской толщи, далее — к верхнепенсильванским, нижнепалеозойским и, наконец, к силур-девонским отложениям (рис. 150).

Преобладающий тип коллекторов в бассейне — карбонатный; вместе с тем в упомянутом «песчаном поясе» ряд богатых залежей газа и в ряде других районов — залежей нефти и газа связан с коллекторами песчаного типа, а в одной из зон — с трещиноватыми алевролитами.

В Пермском бассейне выделяются следующие основные зоны нефтегазонакопления.

Зоны, связанные с региональными рифовыми зонами. Крупнейшая подобная зона приурочена к восточной ветви рифа Кэпитэн, протягиваясь вдоль всей северной и средней по широте части западного борта Центральной платформы. Высокодебитные нефтегазовые месторождения связаны с отдельными крупными выступами рифового сооружения. Продуктивны рифовые, обычно доломитизированные известняки свиты Гвадалупе. Залежи массивные.

Другая крупная зона связана с так называемым подковообразным атоллом, расположенным у западной границы восточного шельфа. Месторождения здесь также связаны с отдельными выступами изогнутого в плане рифового сооружения. Основная продуктивность тоже приурочена к пермским рифогенным доломитам и известнякам. На примере восточной части зоны, называемой месторождением Снайдер-Скарри, видно, что стратиграфический интервал нефтеносности расширяется здесь книзу, обнимая также и пенсиль-

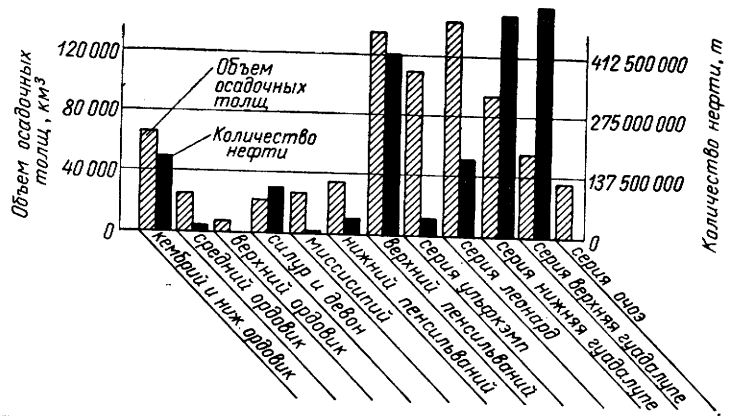


Рис. 150. Стратиграфическое распределение скоплений нефти в Пермском бассейне (по J. E. Galley, 1958 г.).

Под количеством нефти понимается общее количество нефти, добытой на 1/I 1954 г. и запасы на 1/I 1964 г.

ванские рифовые образования, а частично и ордовикские известняки, образующие цоколь рифа. Судя по некоторым описаниям, все эти карбонатные толщи содержат массивные залежи, но помимо них, по-видимому, подчиненное значение имеют и пластовые сводовые, и литологически экранированные залежи в известняках, реже — в песчаниках, облекающих рифовые выступы.

Зона, связанная с «песчаным поясом» в «зарифовых» фациях, непосредственно восточнее зоны рифа Кэпитэн. Она протягивается вдоль всего западного борта Центральной платформы. Нефтегазовые месторождения связаны с отдельными, очень слабо выраженными структурными поднятиями, осложняющими западный борт Центральной платформы в пределах «песчаного пояса».

Залежи в мелкозернистых пермских песчаниках, по-видимому, относятся как к пластовым сводовым, так и литологически экранированным при быстром замещении песчаников к востоку ангидритами.

Зоны, связанные с многочисленными антиклинальными линиями, осложняющими Центральную платформу и свод Пекос. Большинство из них расположено на восточном борту Центральной платформы, протягиваясь кулисообразно с северо-запада на юго-восток. Реже они протягиваются в средней полосе Центральной платформы и свода Пекос, в пределах первой — с простиранием, близким к меридиональному, а в пределах второго — близким к широтному. Кроме того, на своде Пекос отмечается антиклинальная линия почти меридионального простирания, выходящая к северу за пределы свода в бассейн Мидлэнд. Она иногда выделяется под названием поднятия Ригэн.

Месторождения приурочены к ряду брахиантиклинальных поднятий, группирующихся в указанные линии. Для локальных поднятий часто типична значительно большая резкость в допермских отложениях по сравнению с пермскими. Стратиграфический интервал нефтегазоносности в ряде случаев обнимает как пермские, так и допермские отложения, иногда же не распространяется на первые.

На крупном месторождении Иэйтс в виде исключения продуктивны также базальные песчаники нижнего мела.

Залежи преобладают массивные в известняково-доломитовых толщах; сравнительно реже встречаются залежи в коллекторах песчаного типа — пластовые сводовые, а иногда и литологически экранированные, либо в допермских толщах стратиграфически экранированные поверхностью несогласия, по которой на эти толщи налегают пермские слои.

К флексуре, проходящей вдоль южного склона платформы северного бассейна, приурочена зона нефтегазонакопления, в которой нефтегазоносны известняково-доломитовые породы свит Сан Андрес (низы серии Гвадалупе) и Клир Форк (серия Леонард). Месторождения приурочены к поднятиям, осложняющим флексуру, частично, видимо, рифогенным. В эту же зону, по-видимому, входит расположенная почти по ее простиранию к северо-востоку крупная нефтегазоносная площадь Слаутер-Ливленд.

На южном склоне северо-западного шельфа расположена зона нефтегазонакопления, приуроченная к осложняющей этот склон протяженной широтной антиклинали, на большей части своего протяжения выраженной в структуре верхов пермской толщи в виде длинного структурного носа с флексурным южным крылом. Западная часть этой зоны известна под названием площади Артизия-Малджамар. Нефтегазовые месторождения приурочены к замкнутым брахиантиклиналям в пределах зоны и к структурному носу. Нефтегазоносны доломиты, реже — песчаные прослои серий Гвадалупе и Леонард.

В северной части восточного шельфа, примерно в той же области, в которой расположен подковообразный атолл, вдоль западного склона шельфа проходит осложняющая его антиклинальная зона, с которой связана сравнительно менее богатая зона нефтегазонакопления. Она слабо охарактеризована в литературе. По-видимому, месторождения, на которых продуктивны пермские слои, приурочены к отдельным, кулисообразно расположенным, вытянутым брахиантиклиналям.

Структурно выше на гомоклинальном склоне восточного шельфа, т. е. уже на западном борту свода Бэнд, вплоть до осевой зоны последнего включительно рассеяны довольно многочисленные группы месторождений, иногда образующие незначительные линейные зоны. Они связаны в основном с мелкими структурными осложнениями на гомоклинали — типа структурных террас и носов, в меньшей мере — с небольшими замкнутыми структурными поднятиями. В отложениях, начиная с нижнепенсильванских и древнее, эти структурные осложнения выражены заметно резче. Частично они, видимо, приурочены к древним береговым линиям на далеком борту поднятия Кончо-Лльяно, контролирующим также распространение песчаных коллекторских отложений в пенсильванской толще. Нефтегазоносность связана здесь с известняками и песчаниками нижнепенсильванской свиты Бэнд и песчаниками верхнепенсильванских свит Циско, Кэнион и Страун, в меньшей мере с миссисипскими известняками и ордовикскими известняками Элленбарджер. В описываемых месторождениях, обычно не очень крупных, чаще всего встречаются залежи, литологически экранированные, благодаря выклиниванию и фациальному замещению песчаников вверх по региональному восстанию слоев, и залежи, литологически ограниченные со всех сторон, вследствие невыдержанности и линзовидности пенсильванских песчаников. Немало месторождений расположено в сводовой части поднятия Бэнд.

На восточном борту бассейна Мидлэнд, почти в центральной части последнего, меридионально протягивается сравнительно недавно открытая

крупная зона нефтегазонакопления. Она связана с широкой меридиональной полосой развития нижнепермской свиты Спраберри, переходящей к западу в глины, а к востоку в известняки. В описываемой же полосе свита Спраберри мощностью около 300 *м* слагается черными хрупкими глинами, в той или иной мере песчанистыми и алевролитовыми, и трещиноватыми алевролитами с подчиненными тонкими песками. Вся толща пронизана сериями мелких трещинок. Своеобразие природного резервуара заключается в его низкой пористости, обычно менее 10%, и проницаемости, в среднем 0,5 *мд*, благодаря чему запасы нефти, оцениваемые очень крупными цифрами, с трудом поддаются извлечению.

В основной части зоны на юге, на площади Спраберри расположен ряд залежей, многие из которых рассматриваются как возможно взаимнообщающиеся. На севере зоны в удалении от площади Спраберри в аналогичных условиях известны отдельные скопления нефти.

К поднятию Матадор приурочена зона нефтегазонакопления с немногочисленными небольшими месторождениями. Одни из них связаны с отдельными брахиантиклиналями и куполами, осложняющими поднятие, другие — с образованными на нем рифами. Нефтегазоносны здесь пермские карбонатные отложения и пенсильванские рифовые известняки формации Циско.

К поднятию Ред Ривер приурочена антиклинальная зона, хорошо выраженная по подошве миссисипских отложений, с которой связана зона нефтегазонакопления. Здесь нефтеносны в основном пенсильванские песчаники, в меньшей мере — ордовикские известняки. Месторождения связаны с брахиантиклиналями и куполами в пределах зоны, отражающими погребенную структуру и рельеф отдельных блоков поднятия Ред Ривер.

С указанными зонами и группами связана подавляющая часть промышленных скоплений нефти и газа Пермского бассейна, среди которых, как отмечалось, весьма характерны крупные высокодебитные массивные залежи в карбонатных природных резервуарах.

Вне указанных зон и групп известен ряд сравнительно небольших групп или мелких зон, в основном в пределах платформы северного бассейна и северо-западного шельфа, и в погруженных частях бассейнов Делаверский и Мидлэнд. Эти месторождения, по-видимому, связаны со слабо выраженными структурными осложнениями, в других случаях — заведомо с рифовыми сооружениями.

§ 55. БАССЕЙН МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА

Обширный платформенный нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива значительно отличается по своему геотектоническому положению, истории своего развития и условиям нефтегазоносности от прочих платформенных бассейнов Североамериканской платформы. Он рассматривается как самостоятельный элемент группирования и описывается отдельно, вне какой-либо группы бассейнов.

Бассейн Мексиканского залива расположен в областях, примыкающих к Мексиканскому заливу, на юго-востоке Северной Америки (в пределах США) и в Центральной Америке (в пределах Мексики и отчасти Кубы). Значительная южная часть бассейна занята акваторием залива (рис. 151).

Бассейн Мексиканского залива обрамляется с севера — на западе сначала герцинской складчатой системой Уачита, а далее южным склоном платформенного свода Озарк. Между этими элементами расположена узкая глубокая широтная впадина Арканзасской долины, заливообразно отходящая от основной впадины бассейна и раскрывающаяся к востоку в последнюю. Впадина Арканзасской долины, входящая в состав бассейна, выполнена палеозойскими отложениями и образована на базе предгорного герцинского прогиба системы Уачита (рис. 152).

Далее к востоку бассейн с севера ограничивается областью развития многочисленных мелких разрывов и интрузий в районе слияния рек Огайо

и Миссисипи, отделяющей его от Иллинойского бассейна. Некоторыми исследователями непосредственно южнее этой области выделяется слабо выраженный погребенный платформенный свод Паскола — юго-восточное погружение свода Озарк. Поэтому этот элемент должен рассматриваться как нерезкий структурный барьер между бассейном Мексиканского залива и Иллинойским.

С запада бассейн обрамляется на самом севере глыбовыми поднятиями свода Хантон и гор Арбокл и погружающимися по простиранию к юго-востоку погребенным кряжем Ред Ривер и связанными с ним поднятиями (поднятие Крайнер Хиллс и др.). Эти элементы отделяют описываемый бассейн от Западного внутреннего. В промежутке между юго-западным погружением свода Озарк и поднятиями Арбокл-Хантон западное ограничение Арканзасской впадины и тем самым граница между названными бассейнами нечеткая и несколько условна.

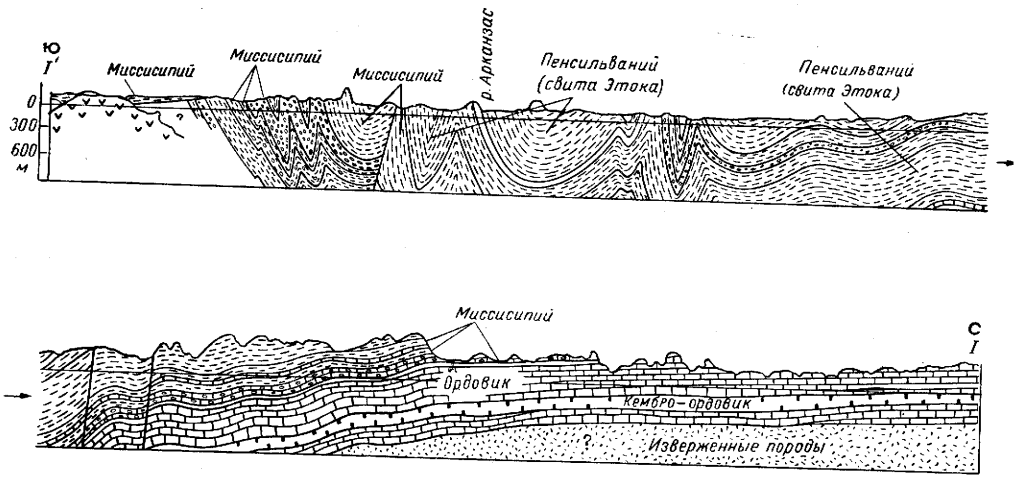


Рис. 152. Поперечный профильный разрез через Арканзасскую впадину по линии *I'—I* (по Croneis, 1935 г.).

Далее к югу западное обрамление бассейна представлено крупными платформенными поднятиями — сводом Бэнд и Кончо-Льяно, с его опущенным западным выступом — плато Эдвардс, и поднятием Маратон. Последнее обычно рассматривается как сильно сглаженный элемент герцинской складчатой системы. Эти элементы отделяют описываемый бассейн от Пермского.

В промежутках между названными элементами, обрамляющими бассейн Мексиканского залива с запада, отчетливо выраженные структурные барьеры отсутствуют; здесь разграничение со смежными бассейнами — Западным внутренним и Пермским — проводится несколько условно, применительно к границе сплошного распространения у поверхности меловых отложений.

Еще далее к югу, переходя в пределы Мексики, западным обрамлением бассейна служит мезо-кайнозойская складчатая система Сиерра Мадре Ориенталь (или Восточная Сиерра Мадре).

С юга в районе Теуантепекского перешейка и Юкатанского полуострова бассейн обрамляется складками Сиерр Центральной Америки — продолжением системы Сиерра Мадре Ориенталь. Далее к юго-востоку южным ограничением бассейна служит зона относительного мелководья между Юкатанским полуостровом и Кубой. Она замыкает юго-восточный склон впадины акватории Мексиканского залива, отделяя последнюю от Юкатанской впадины Карибского моря. Далее к северо-востоку бассейн обрамляется с юга северо-западной частью мезо-кайнозойских складок Центральной Кордильеры Кубы (Сиерра де Лос-Органос).

Восточное ограничение бассейна не резкое. На юге оно проводится по банке Кай-Саль, замыкающей с востока впадину акватории Мексиканского залива, отделяя последнюю от Старого Багамского пролива. Севернее на суше оно представлено слабо выраженными погребенными платформенными поднятиями — Полуостровным сводом на полуострове Флорида и поднятием Центральной Джорджии у основания последнего. Севернее в пределы бассейна резко погружается по простиранию к юго-западу, скрываясь под покровом мезозоя, герцинская складчатая система Аппалачей, ограничивающая здесь бассейн. Еще далее к северу восточным ограничением бассейна служит юго-западный склон купола Нэшвил — самого южного элемента зоны платформенных поднятий Цинциннатского свода.

Между куполом Нэшвил и юго-западным погружением по простиранию Аппалачей от бассейна заливообразно отходит, раскрываясь к юго-западу в бассейн, впадина Блэк Уорриор. Она представляет собой вошедшую в современной структуре в состав бассейна часть предгорного герцинского прогиба Аппалачей. К северо-востоку ось впадины воздымается, и впадина замыкается резким структурным перекатом, отделяющим ее от Аппалачского бассейна.

Таким образом, вся центральная часть бассейна скрыта под водами Мексиканского залива. На суше на северной, северо-западной и северо-восточной периферии бассейна в его состав вошли втянутые в общее прогибание предгорные впадины герцинских складчатых сооружений. К ним относятся упомянутые заливообразные впадины Арканзасской долины и Блэк Уорриор, и впадины Марриетта-Шерман, Форт Уорс и Страун, расположенные к северо-востоку и востоку от свода Бенд, а также впадина Керр, расположенная к юго-западу от поднятия Кончо-Льяно. Значительная часть северного наземного борта бассейна образована на цоколе глубоко погруженного герцинского складчатого сооружения. Оно намечается в недрах бассейна: 1) в средней части северного наземного борта, между юго-западным погружением Аппалачей и системой Уачита; 2) на западе между системой Уачита и поднятием Маратон. Остальная часть северного наземного борта образована, по-видимому, также на базе отдельных ветвей погруженных герцинид, их предгорных прогибов и разделяющих их срединных массивов и межгорных впадин. Не исключено, что частично (например, на полуострове Флорида) фундамент сложен здесь и другими элементами.

Западный и южный наземные борта бассейна образованы на базе предгорных впадин мезо-кайнозойских складчатых сооружений Сиерры Мадре Ориенталь и Центральной Кордильеры Кубы. Большая часть этих впадин, в частности, их платформенного борта, видимо, погружена в Мексиканском заливе.

В северной периферической части, образованной на базе предгорных герцинских впадин, бассейн выполнен почти целиком палеозойскими толщами при очень подчиненной местами роли мезозоя. Внутренняя основная часть северного наземного борта выполнена мезозойскими, третичными и четвертичными толщами. Западный и южный наземные борта бассейна выполнены в основном мезозойскими, в меньшей мере третичными образованиями. Соответственно же различается в различных областях бассейна и возраст нефтегазоносных отложений.

По богатству месторождениями, размерам добычи и запасов первое место в бассейне занимает внутренняя часть северного борта, второе — западный борт, третье — периферическая часть северного борта, четвертое — южный борт. На восточном борту нефтеносность совершенно ничтожна.

Внутренняя область северного борта. Данная область выполнена мезозойскими, третичными и четвертичными толщами. Самые низы осадочной толщи вскрыты лишь отдельными немногочисленными скважинами и мало изучены. Стратиграфическая принадлежность их неясна и по некоторым предположениям обнимает широкий интервал от перми до нижней юры включительно. В этом комплексе участвуют мощные толщи каменной соли,

за счет движений которой образовались многочисленные соляные поднятия, играющие важную роль для нефтегазонакопления. Данный комплекс перекрывается более или менее уверенно датируемыми верхнеюрскими отложениями. Выше следует полный разрез мела и кайнозоя. Литологически в разрезе мезозойских отложений значительную роль играют карбонатные и глинистые фации (за исключением прибрежной полосы восточной части области). В разрезе третичной толщи преобладают кластические отложения; как песчаные, так и глинистые их разности представлены в общем одинаково. Исключением служат прибрежные районы восточной части области, где широко развиты карбонатные отложения.

Мезо-кайнозойские отложения обладают общерегиональным наклоном центриклинально по направлению к Мексиканскому заливу. В этом же направлении для большинства комплексов отмечается региональный переход от более грубых песчано-глинистых фаций к более тонким — глинисто-мергельным, реже — к чисто карбонатным, а также от континентальных образований — к прибрежно-морским. Подобным же образом в том же направлении происходит общерегиональное нарастание мощностей, очень существенное в целом; в обратном направлении, т. е. вверх по восстанию слоев, происходит выклинивание ряда толщ, в частности песчаных.

Эта общерегиональная картина осложняется вследствие структурных нарушений. Это связано в первую очередь с наличием в средней части области крупных погребенных поднятий Сэбин и Монро и большой структурной депрессии, так называемого Миссисипского залива. В области поднятий для ряда осадочных комплексов отмечается некоторое уменьшение мощностей, усиление явлений выклинивания и погрубение фаций, а в депрессии — противоположная картина. В частности, в упомянутой депрессии особое развитие получают четвертичные образования, в значительной мере ее выполняющие (табл. 60).

Региональное нарастание мощностей по направлению к заливу происходит довольно интенсивно. В прибрежной зоне на суше и в смежной зоне шельфа сверхглубокие скважины (4500 *м*) не выходят из миоценовой толщи. Согласно одним приближенным оценкам, основывающимся на экстраполяции данных бурения и результатах геофизических исследований, в шельфовой зоне в западной части области мощность всей осадочной толщи составляет около 15 000 *м*. Согласно другим оценкам, в шельфовой зоне в средней части области мощность одной лишь кайнозойской толщи составляет около 15 000 *м*, в том числе четвертичных отложений и неогена — около 9000 *м*. Для прибрежной зоны суши и шельфа приводятся также оценки мощности нижнемеловых отложений — около 8000 *м* и верхнемеловых — около 3000 *м*.

Региональная структура мезо-кайнозойских толщ описываемой области бассейна характеризуется общим наклоном и погружением по направлению к Мексиканскому заливу, к центральной части бассейна в целом. Наиболее важными региональными элементами, осложняющими это гомоклинальное строение, служат (рис. 153):

1) крупные погребенные поднятия Сэбин и Монро, из которых первое по своей структурной амплитуде больше;

2) структурная депрессия, так называемый Миссисипский залив, представляющая собой впадину, вдающуюся далеко к северу в Североамериканскую платформу;

3) зоны разломов и флексур, дугообразно окаймляющие, следуя региональному простиранию слоев, более глубоко опущенные, среднюю и южную части области. Северная внешняя зона, в которую входят сбросовые зоны Балконес — Люлинг-Мексиа — Арканзасская на западе и Пикенс — Куитмэн — Джильбертаун на востоке, выражена лучше, чем южная, внутренняя, в которую входят сбросовые зоны Черралво — Сэм Фордайс — Бивилл и Батон Рудж и связанные с ними флексуры (рис. 154 и 155).

Менее выражены поперечная структурная депрессия Рио Гранде и погребенные поднятия Сан-Маркос (поперечное) и Уиггинс. Структурная

Таблица 60

Схематический сводный разрез осадочных отложений внутренней области северного борта

Система, отдел	Серии	Свиты	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Четвертичные отложения			Аллювиальные, дельтовые и прибрежно-морские пески и глины. В нижней части и вверх по региональному восстанию слоев отложения обычно грубеют и в них преобладают пески с гравием	1500
Плиоцен, миоцен		Локальное расчленение	Вверх по региональному восстанию слоев речные и дельтовые песчано-глинистые отложения; вниз по региональному падению слоев переходят в мощные морские глинистые и глинисто-мергельные толщи с подчиненными прослоями песков. В низах миоцена в ряде мест распространены рифовые известняки	1000
Олигоцен		Локальное расчленение	В восточной и центральной частях области преимущественно морские известковистые глины и алевролиты с подчиненными песками, а в нижней части также известняками и мергелями	300—3700
Эоцен		Джексон	В западной части области преобладают континентальные, часто туфогенные песчано-алевритовые отложения. Местным развитием пользуются рифовые известняки	200—280
		Клэйборн	В нижней и средней части глауконитовые и известковистые пески и песчаники с подчиненными алевролитами и глинами и тонкими прослоями известняков. В верхней части — речные и дельтовые пески и глины с лигнитизированными прослоями. Встречается бентонитовый материал	300—1200
		Уилькокс	Дельтовые и прибрежно-морские пески, глины и алевриты. Характерно часто присутствие лигнитизированных прослоев и бентонитовых песков. В основании — песчанистые мергели	230—2500
Палеоцен		Мидуэй		
		Местные перерывы и угловые несогласия		170—300
Верхний мел	Голф	Навarро	Глины, мергели, реже мел, пески и песчаники	180—360
		Тэйлор	Вверху — мел и мергели, внизу — пески и песчаники с подчиненными глинами	250—400
		Аустин	Мел, мергель, глины с невыдержанными песчаными горизонтами, прослоями лигнитов и гравия	70—330

Система, отдел	Серии	Свиты	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Верхний мел	Голф	Иглфорд	Глины с подчиненными песками и песчаниками	30—70
		Вудбайн (Тускалуза)	Пески и песчаники с подчиненными глинами	80—200
		Местные угловые несогласия		
		Уошита	Известняки, глины, алевриты и глинистые сланцы	80—650
		Фредриксбург	Глинистые сланцы и глины с подчиненными известняками и мергелями	60—500
Нижний мел	Команчская	Тринити	Глины, содержащие ряд горизонтов песчаников и слабо уплотненных песков. В средней части — 80-метровая пачка ангидритов	330
	Кэухайл		Глины и песчаники с подчиненными известняками, мергелями и ангидритами. В основании — грубозернистые песчаники и конгломераты	860
		Местные перерывы и угловые несогласия		
Верхняя юра	Лоуарк	Коттон Вэлли	Пестроцветные глины с подчиненными песчаниками и реже маломощными известняками	770—1400
		Хэйнсвилл (Бакнер)	Красноцветные глинистые сланцы, подчиненные ангидриты, доломиты и известняки и песчаники	80—170
		Смаковер	Известняки, преимущественно оолитовые	230
		Норфлет	Красноцветные глинистые сланцы	120
Пермь — юра?		Лоуанн	Каменная соль, подчиненные ангидриты	220
		Вернер	Ангидриты, подчиненные песчаники и глинистые сланцы	30
		Морхауз — Игл Миллс	Песчаники и глинистые сланцы	330

впадина между зоной сбросов Люлинг-Мексиа и поднятием Сэбин именуется впадиной Северо-восточного Техаса или бассейном Тайлер, а прогиб между поднятиями Сэбин и Монро — впадиной Северной Луизианы.

Подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений внутренней области северного борта бассейна сосредоточена в ее западной части, западнее р. Миссисипи. Промышленная нефтегазоносность отмечается по всему разрезу осадочной толщи от верхней юры до четвертичных отложений включительно, но первое место по размерам добычи и запасов занимают третичные, а среди них главным образом миоценовые отложения, второе — верхнемеловые. С ними связано около $^1/_3$ общих запасов. Третье место занимают нижнемеловые слои, с которыми связано около $^1/_{20}$ запасов. Последнее место занимают юрские отложения. Территориально в направлении с севера на юг наблюдается омоложение возраста разрабатываемых продуктивных толщ.

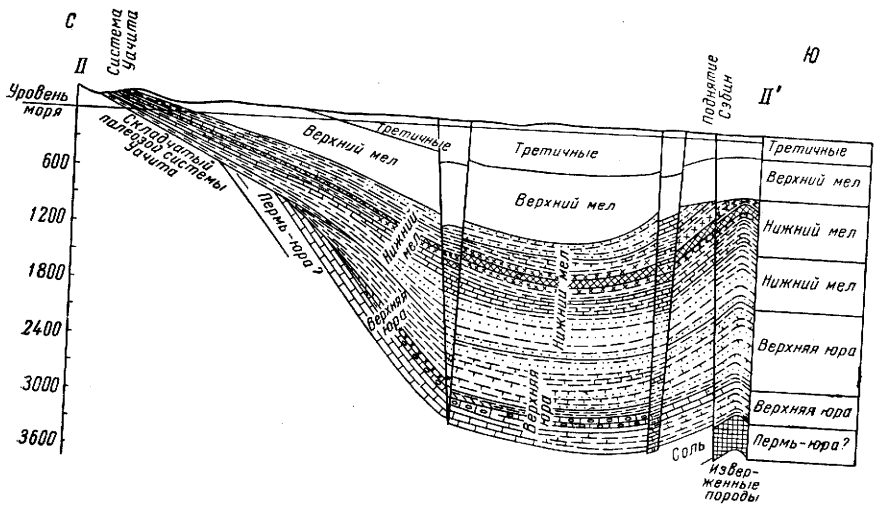


Рис. 153. Схематический профильный разрез по линии *II—II'* (система Уачита — поднятие Сэбин) (по ver Wiebe, 1950 г.).

Это обусловлено, по-видимому, не действительным изменением распространения нефтегазоносности по разрезу, а тем, что в северных частях области третичные толщи в разрезе отсутствуют, а в южных прибрежных частях мезозойские, а отчасти и палеогеновые толщи залегают на глубине, недоступной для разбуривания.

В третичных отложениях решительно преобладают коллекторы песчаного типа. В мезозойских слоях наряду с последними довольно широко распространены карбонатные коллекторы.

На обширной территории области встречаются весьма разнообразные зоны нефтегазонакопления.

Одни из зон нефтегазонакопления связаны с упомянутыми внешними региональными зонами разломов, окаймляющих описываемую область с севера. Здесь встречаются месторождения, непосредственно связанные со сбросами, например Люлинг на западе, Пикенс и Джильбертаун на востоке. Далее известны месторождения, связанные с нарушенными брахиантиклиналями, приуроченными к сбросам, например, Мексна, Талко. На них чаще всего встречаются пластовые, тектонически экранированные залежи. Известны также месторождения, связанные с куполообразными поднятиями, осложненными интрузиями изверженных пород, на которых нефтеносны трещиноватые серпентиниты, например, Литтон Спрингс, Тролл.

Другие зоны нефтегазонакопления связаны с зонами антиклинальных поднятий, приуроченных к внутренней полосе разломов на юге области. В них развиты месторождения, связанные с отдельными брахиантиклина-

лями, расположенными, как правило, непосредственно у сбросов на их опущенных крыльях. Таково, например, месторождение Уэст Тэпэтэйт. Здесь преобладают пластовые сводовые залежи, сами же сбросы, как тектонические экраны для залежей, обычно роли не играют.

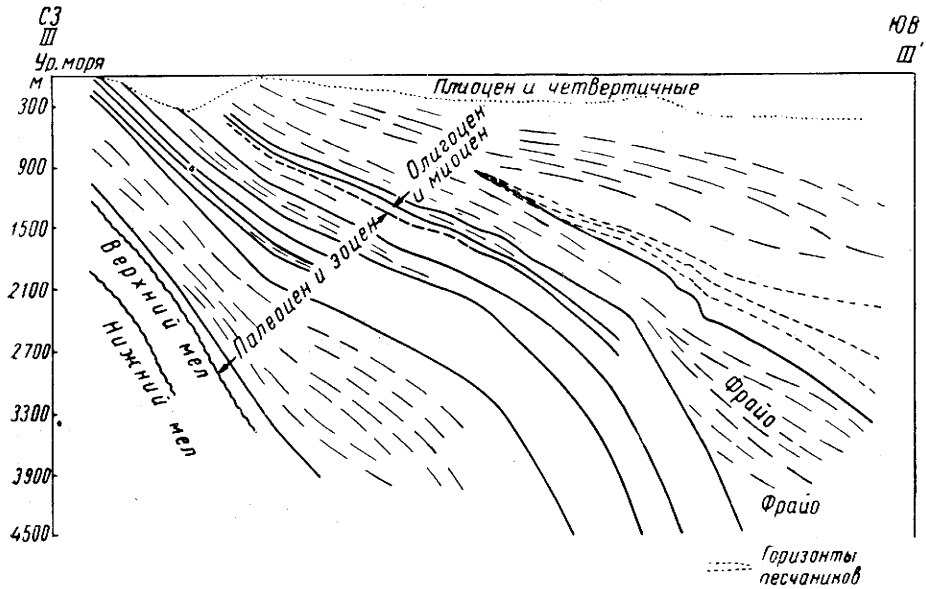


Рис. 154. Схематический профильный разрез через наземную часть северо-западного борта бассейна по линии *III—III'* (по W. L. Goldston, J. R. G. D. Stevens, 1934 г.).

Ряд крупных месторождений входит в зоны и группы, связанные с упомянутыми региональными погребенными поднятиями — Сэбин и Монро. Здесь, во-первых, известны зоны и группы, связанные с локальными куполо-

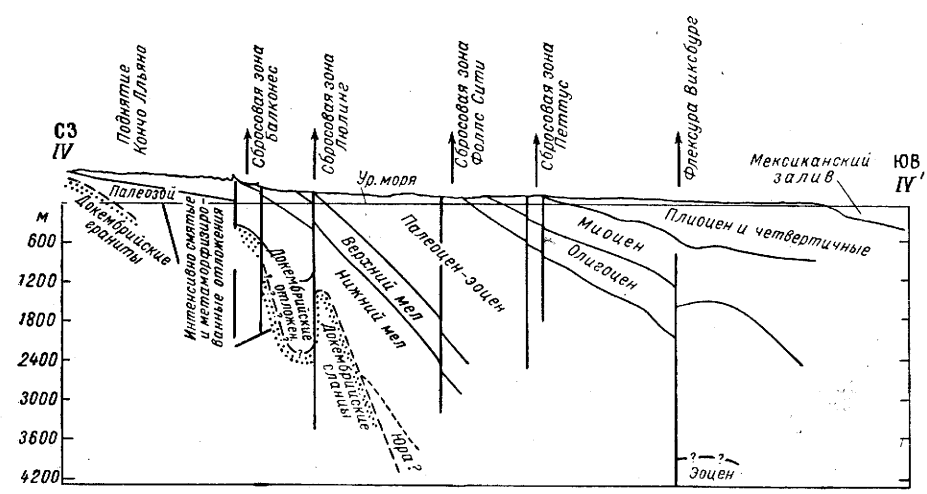


Рис. 155. Схематический профильный разрез через наземную часть северо-западного борта по линии *IV—IV'* (по South Texas Geological Society, 1951 г.).

образными поднятиями, реже — со структурными террасами, осложняющими как борта, так и сводовые части региональных поднятий. Так, например, на северном и северо-восточном борту поднятия Сэбин в подобных условиях находятся крупные месторождения Каддо, Хэйнсвилл, Хоммер,

Беллвю, Коттон Вэлли и др., на западном борту — крупное газовое месторождение Кэртэдж. Для месторождений этих зон и групп характерны пластовые сводовые и литологически экранированные на бортах локальных поднятий залежи. Менее характерны залежи, стратиграфически экранированные внутримеловой поверхностью несогласия, например, на месторождении Каддо.

Куполообразные поднятия, например, Хэйнсвилл, Хоммер и др., обычно рассматриваются как связанные с интрузиями изверженных пород. Подобная связь существует на крупном куполе Джэксон, за пределами описываемого района, на восточном борту депрессии Миссисипского залива, к которому приурочено одноименное газовое месторождение.

На далеком северо-восточном склоне свода Сэбин имеются и несколько отличные зоны нефтегазонакопления. В них входят антиклинальные зоны, слагаемые рядом отдельных, сильно вытянутых брахиантиклиналей, к которым приурочены нефтяные месторождения. Таковы зоны Мак Кэми — Атланта — Шалер и Мидуэй — Магнолия — Маун Холли. Эти поднятия рассматриваются как соляные антиклинали с очень глубоко погребенным соляным ядром.

В сводовой части поднятий Монро расположено одно из величайших газовых месторождений земного шара — Монро, а на юго-восточном борту в числе прочих крупное газовое месторождение Ричлэнд и нефтяное Дэли. На этих месторождениях основную роль играет стратиграфическое экранирование меловых толщ, слагающих локальные поднятия, срезаемых поверхностями несогласия.

Далее на бортах поднятия Сэбин имеются зоны нефтегазонакопления, связанные с выклиниванием, несогласным перекрытием и прислонением к поверхности несогласия важных коллекторских толщ мела. Одно из крупнейших на земном шаре скоплений нефти — месторождение Ист Техас — представляет собой подобную зону на западном борту свода Сэбин. На северном его борту расположено меньшее месторождение — зона Родесса, в котором наряду с выклиниванием коллекторских толщ наблюдается их тектоническое экранирование у крупного сброса.

Стратиграфические зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным выклиниванием важных коллекторских песчаных толщ третичного возраста, играют большую роль в юго-западной прибрежной части описываемой области. Это выклинивание происходит в основном у вышеупомянутых развитых здесь флексур и сбросов, осложняющих гомоклиналь. Особенно богаты зоны, протягивающиеся в полосе флексурного изгибания олигоцен-миоценовой серии Виксбург-Фрайо. Локальные ловушки, с которыми связаны отдельные месторождения, приурочены в основном к вытянутым брахиантиклиналям, осложняющим гомоклиналь у флексур или у сбросов, расположенным, как правило, на опущенных крыльях последних. В подобных условиях находятся крупные месторождения Силигсон — Агуа — Дулчес, Уэст Рэнч, Олд Оушэн и др. Залежи на них в большинстве пластовые, сводовые и литологически и тектонически экранированные.

В этой же прибрежной полосе встречаются и близкие к описанным зоны нефтегазонакопления, связанные с развитием линейно вытянутых песчаных скоплений, иногда типа баров, вдоль древних береговых линий. Примером может служить подобная зона, связанная с береговыми линиями эоценовых свит Джэксон — Иеджа. Здесь отдельные месторождения с литологически экранированными залежами связаны с незначительными структурными осложнениями на гомоклинали либо с изгибанием в плане самой береговой линии, например, месторождение Армстронг, либо с комбинацией обоих моментов, например, крупное месторождение Говернмент Уэллс. Иногда вследствие незначительного сводообразного изгибания выклинивающихся коллекторских горизонтов наряду с литологически экранированными появляются и пластовые сводовые залежи, как, например, на месторождении Пикетт Ридж.

В описываемой юго-западной части области присутствуют, по-видимому, зоны нефтегазонакопления и не непосредственно связанные с выклиниванием или полосовым развитием песчаных коллекторских горизонтов, а приуроченные к зонам куполовидных поднятий, осложняющих гомоклинали.

Наконец, очень важную роль играют площади и зоны нефтегазонакопления, связанные с соляными поднятиями. Подавляющее большинство продуктивных соляных куполов расположено в широкой прибрежной полосе, причем не только на суше, но и в прилегающей зоне шельфа Мексиканского залива. Во-первых, здесь имеются купола, осложненные соляным диапиризмом в пределах этажа нефтеносности. Чаще всего на них встречаются пластовые залежи, литологически, стратиграфически и тектонически экранированные в слоях, прорванных соляным диапиром. Несравнимо меньшее значение на этих куполах имеют пластовые сводовые залежи в слоях, сводообразно перекрывающих соляные ядра, и литологически ограниченные со всех сторон залежи в кэпроке соляных ядер. Месторождения типичных диапировых соляных куполов весьма многочисленны. К числу крупнейших из них принадлежит Уикс Айлэнд, Лэйк Уошингтон, Хамбл, Халл, Спиндлтоп и др.

Не меньшее, пожалуй, значение в прибрежной полосе развития соляных куполов имеют купола с глубоко погребенным соляным ядром, не прорывающим продуктивных горизонтов. С ними связан ряд таких крупных месторождений, как Конро, Гастингс, Анахуак и др. На них содержатся лишь пластовые сводовые залежи в слоях, облекающих глубоко погребенное соляное ядро. Эти залежи, как правило, интенсивно разбиты на отдельные блоки многочисленными разрывами, свойственными солянокупольным поднятиям.

За пределами прибрежной полосы меньшую роль играют зоны нефтегазонакопления, связанные с соляными поднятиями, группирующимися по бортам вышеупомянутых впадин — бассейна Тайлер, впадины Рио Гранде и юго-восточной части впадины Миссисипского залива. В этих зонах развиты месторождения, связанные лишь с поднятиями второго типа — с глубоко погребенным соляным ядром, с пластовыми сводовыми, разбитыми на отдельные блоки залежами в сводообразных изогнутых слоях, перекрывающих погребенное соляное ядро. Иногда эти поднятия ближе к типу соляных антиклиналей, упомянутых выше. Связанные с ними в данных районах месторождения сравнительно немногочисленны, но отдельные из них, как Ван и Хаукинс во впадине Тайлер, принадлежат к числу крупнейших.

Следует отметить, что в ряде случаев наличие глубоко погребенного соляного ядра на поднятиях во всех описанных районах предполагается лишь на основании непроверенных бурением геофизических данных, либо по аналогии. Однако большинство местных геологов предполагает генетическую связь с глубоко погребенными массами соли почти для всех структурных поднятий области, а также и для основных дизъюнктивов.

Западный и южный наземные борты бассейна Мексиканского залива значительно уже северного. На западном борту осадочное выполнение представлено, кроме самого северного района, мезозоем, юрой, главным образом мелом, и третичными толщами. В разрезе мезозоя решительно преобладают карбонатные отложения, причем в верхнеюрской толще присутствуют битуминозные известняки, а в туронской — черные известняки и глины, часто рассматриваемые как нефтематеринские. Мощность мезозоя достигает порядка 1800—3500 *м*, а третичной толщи, преимущественно песчано-глинистой, — порядка 1200—5000 *м*.

Самая северная часть западного борта, обычно известная под названием впадины Бургос или «северо-восточного нефтеносного района Мексики», по своему строению и условиям нефтегазоносности служит непосредственным продолжением к югу прибрежной юго-западной части северного борта, описанной выше. Здесь также в полосе выклинивания третичных толщ имеется ряд месторождений, приуроченных к отдельным спокойным брахиантиклинальным поднятиям, на которых встречаются пластовые сводовые и на крыльях поднятий литологически экранированные залежи. Стратиграфи-

чески основная нефтеносность приурочена здесь к олигоцену, в меньшей мере — к эоцену и миоцену. Примером может служить крупное месторождение Рейноса — Мехикано (рис. 156).

В средней по широте основной части западного борта, известной обычно под названием бассейна, или района Тампико-Туспан, наиболее богатой месторождениями, условия нефтеносности резко отличны. Стратиграфически продуктивность здесь почти целиком связана с известняковыми отложениями мела (альб — сеноман), среди которых различаются три фациально различных свиты Тамаулипас, Эль Абра и Тамабра. Первая характеризуется лишь вторичной пористостью, связанной с трещиноватостью; вторая и третья рифогенны и пористость их в основном первична. Совершенно подчиненную роль играет нефтеносность верхнеюрских известняков и третичных песчаников.

Северная часть описываемого района известна под названием Эбано-Пануко. Здесь имеется группа богатых месторождений, связанных с локальными осложнениями южного погружения крупного платформенного меридионального поднятия Тамаулипас, обычно называемого антиклинорием. На них продуктивны известняки свиты Тамаулипас.

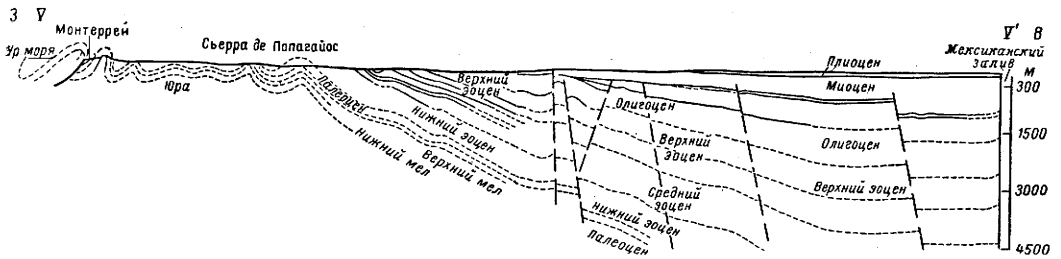


Рис. 156. Схематический профильный разрез через западный борт по линии $V—V'$ (по L. Benavides, G., 1956 г.).

Средняя часть описываемого района известна под названием Туспан. Здесь расположена богатая зона нефтегазонакопления «Золотой пояс» (Фаха де Оро, Голден Лэйн). Она приурочена к крупной рифовой зоне, связанной с погребенным кряжем, возможно сбросовым уступом. Ряд весьма высокодебитных месторождений, частично уже в той или иной мере выработанных, образующих протяженную цепь структурных и эрозионных выступов, содержат массивные залежи в известняках Эль Абра.

Непосредственно западнее и восточнее Золотого пояса протягиваются две значительно менее выраженные рифовые зоны, в которых в сходных условиях находятся несколько месторождений. В западную зону, в которой продуктивны известняки Тамабра, входит крупнейшее месторождение Поса Рика.

Небольшая южная часть западного борта известна под названием бассейна или впадины Веракрус. Она отделена от основной части западного борта массивом Тесиутлан, сложенным изверженными породами. Здесь недавно открыта зона (или зоны?) нефтегазонакопления, связанная с передовыми складками Сиерры Мадре Ориенталь (рис. 157). В ней продуктивны известняки Эскамела (альб — сантон) и Мендес (кампан — маастрихт). Немногочисленные пока месторождения приурочены к резко выраженным и сильно нарушенным брахиантиклиналям у внешнего фронта Сиерры Мадры Ориенталь.

На южном наземном борту бассейна Мексиканского залива нефтегазоносность приурочена к северной полосе Теуантепекского перешейка. Западная часть этой полосы известна под названием бассейна, или впадины Салина, а восточная — бассейна Табаско — Кампече. Их разделяет предполагаемый, по данным геофизических исследований, подземный выступ Халпа. Вся полоса исследована и разведана сравнительно слабо.

В разрезе бассейна Салина присутствует мощная соляная толща, которой предположительно приписывается юрский (триас? — пермь? — юрский)

возраст. Здесь развиты многочисленные продуктивные соляные поднятия, чаще не чисто диапировые, а более близкие к соляным антиклиналям. На них нефтегазоносны миоценовые песчаники Энканто, в меньшей мере — Верхней и Нижней Консепсион; совершенно подчиненное значение имеет нефтеносность олигоцена. На соляных поднятиях залежи содержатся в основном в толще, сводообразно изогнутой над соляным ядром. Примером может служить крупнейшее месторождение Эль Плано. Сильная невыдержанность и линзообразность песчаных коллекторских горизонтов обусловливает появление литологически со всех сторон ограниченных залежей.

Еще менее изучена впадина Табаско — Кампече. Соляные отложения в ее недрах не установлены, но предполагаются. Здесь известны несколько месторождений, приуроченных к нарушенным брахиантиклиналям, возможно связанным с глубинными разломами. На них нефтеносны главным образом миоценовые песчаники — Верхняя и Нижняя Амате. Крупнейшее из них — Хосе Коломо.

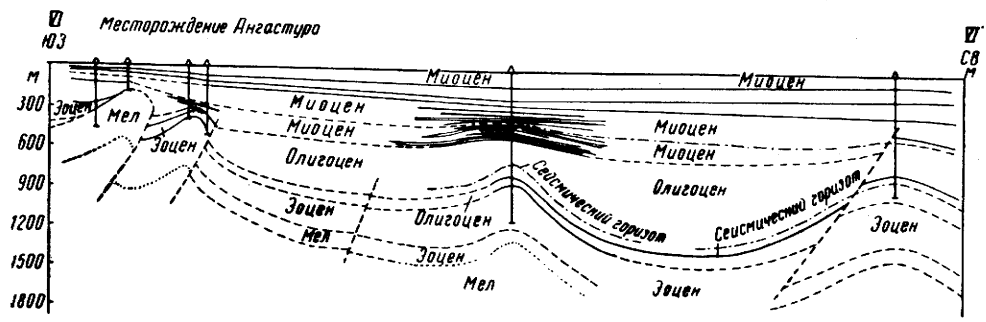


Рис. 157. Схематический профильный разрез через юго-западный борт бассейна по линии *VI—VI'* (по L. Benavides, G., 1956 г.).

На восточном борту бассейна Мексиканского залива известны лишь единичные малодебитные месторождения в предгорьях Центральной Кордильеры Кубы и на полуострове Флорида. Месторождения Кубы примечательны тем, что залежи на них содержатся в трещиноватых серпентинитах. Во Флориде месторождения приурочены к поднятиям на далеком западном борту Полуостровного свода. На них нефтеносны органогенные (рифовые?) известняки нижнего мела.

Впадины, входящие в северную краевую полосу бассейна Мексиканского залива, как упоминалось выше, выполнены палеозойскими отложениями.

Впадина Страун и ее северо-западные ответвления — Форт Уорс и Мариетта — выполнены в основном каменноугольными отложениями. Подчиненное значение имеют нижнепалеозойские толщи и местами пермские и меловые. Общая мощность осадочного выполнения достигает 3—4 тыс. *м*.

Нефтегазоносность связана главным образом с верхнекаменноугольными песчаниками, отчасти известняками. Зоны нефтегазонакопления и группы месторождений приурочены: 1) к зонам мелких, преимущественно террасовидных структурных осложнений на гомоклинальном восточном борту свода Бэнд; здесь развиты преимущественно газовые месторождения; 2) к локальным поднятиям, входящим в восточное погружение по простиранию регионального поднятия Ред Ривер и расположенных несколько северо-восточнее поднятий — свода Мюнстер и Крайнер Хиллс. Остов этих поднятий сложен погребенными гранитными кряжами. Соответствующий характер носят и месторождения в этих зонах. На месторождениях гомоклинали свода Бэнд преобладают литологически экранированные, а в районах упомянутых поднятий — пластовые сводовые залежи. Следует отметить, что в сводовых частях всех упомянутых поднятий присутствуют месторождения, обладающие,

по-видимому, двусторонним питанием как из описываемых впадин бассейна Мексиканского залива, так и из впадин, смежных с запада Пермского и Западного внутреннего бассейнов.

Впадина Арканзасской долины выполнена мощной, до 5000 *м* каменноугольной толщей. В ней газоносны верхнекаменноугольные песчаники. Многочисленные газовые месторождения группируются в зоны газонакопления, приуроченные к антиклинальным зонам в средней части бассейна и на его бортах.

Во впадине Блэк Уорриор известны лишь немногочисленные малодебитные газовые месторождения, на которых продуктивны нижнекаменноугольные песчаники. Месторождения связаны с мелкими брахиантиклиналями, осложняющими далекое юго-западное погружение купола Нэшвилл.

§ 56. ПРЕДАППАЛАЧСКИЙ БАССЕЙН

Аппалачский бассейн принадлежит к предгорным бассейнам палеозойских горных сооружений, относительно просто построенным, с преимущественно погребенным обрамлением платформенного борта. Восточное горное и складчатое обрамление бассейна выражено Аппалачским сооружением. На западе он ограничен Цинциннатским сводом и его северо-восточной ветвью — Альгонкским сводом. Поднятие Адайрондак — выступ Канадского щита — обрамляет центриклинальное замыкание бассейна на ССВ (см. рис. 139). На юго-западе бассейн замыкается крупным структурным перекатом, отделяющим от него небольшую часть Предаппалачской впадины, вошедшей в современной структуре в состав бассейна Мексиканского залива.

Предаппалачский бассейн выполнен толщей палеозойских отложений от кембрия до перми включительно, мощность которых в осевой части прогиба достигает 4000 *м*. В разрезе кембрия — силура преобладают карбонатные разности. Начиная с верхнего девона, основная роль в строении разреза переходит к песчано-глинистым образованиям. В верхнемиссисипских, пенсильванских и пермских отложениях широко распространены пестроцветные глины и угли. За исключением средне- и верхнемиссисипских, а также пермских породы осадочного комплекса отлагались в морских, изредка в лагунных условиях. В широтном направлении происходит выклинивание или значительное сокращение мощностей целого ряда литолого-стратиграфических комплексов к Цинциннатскому своду. Кембро-ордовик представлен фациями эпиконтинентального морского бассейна. Для силурийских и девонских отложений отчетливо устанавливается смена морских глин и известняков в восточном направлении прибрежными песчаными и континентальными фациями. В пенсильванский и пермский периоды бассейн, находясь в пределах передового прогиба, заполнялся угленосными и пестроцветными фациями.

К настоящему времени в бассейне разведано около 60 газонефтеносных горизонтов. Однако большинство из них имеет небольшую перспективность в силу развития на ограниченных площадях. Важнейшие разрабатываемые песчаники и известняки заключены в разрезе верхнего девона, миссисипия и пенсильвания (табл. 61).

Миссисипские продуктивные горизонты характеризуются наиболее широким распространением. Девонские отложения продуктивны преимущественно в северо-восточной части бассейна, а пенсильванские — в центральной. Нефтегазоносные горизонты ордовика и силура развиты преимущественно в штатах Нью-Йорк и Огайо.

Как и всякий предгорный прогиб, Предаппалачская впадина характеризуется асимметричным строением (рис. 158). На ее платформенном северо-западном борту слои погружаются от Цинциннатского свода крайне полого (под углом менее 1°). На юго-восточном предгорном борту углы падения возрастают до нескольких градусов. В пределах бассейна выделяется серия протяженных антиклинальных зон, простирающихся в общем с северо-вос-

Таблица 61

Схематический сводный разрез Предаппалачского бассейна и основные продуктивные горизонты

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Продуктивные горизонты
Пермь	—	Данкард	Песчаники, глины, угли, известняки	770	—
Пенсильваний	—	Мононгехела	Песчаники, глины, угли	100	Песчаники, нефть
		Коунмо, аллегани, поттсвилл	Пестроцветные глины и песчаники, угли	570	Песчаники, нефть, газ
Миссисипий	—	Моганк, гринбрайер, поконо	Пестроцветные глины, песчаники	300	Песчаники, нефть
			Известняки	30	Известняки, нефть, газ
			Глины, песчаники	300	Песчаники, нефть, газ
Девон	Верхний	Кэтскилл	Песчаники, глины	1000	Песчаники, нефть, сланцы, газ
		Чеманг, портедж	Глины с прослоями песчаников	800	
	Средний	Гамильтон, корниферус	Глины	400	Известняки, нефть, газ
			Известняки	200	
	Нижний	Орискани	Песчаники	10	Песчаники, газ
Силур	Верхний	Салина	Глины, известняки	200	—
	Средний	Ниагара	Известняки	170	Нефть
		Клинтон	Глины, известняки, песчаники	100	Песчаники, известняки, нефть, газ
	Нижний	Медайна	Песчаники, глины	370	
Ордовик		Цинциннати, трентон, бикмантаун	Глины с линзами песчаников	500	Газ
			Известняки	300	
			Известняки, песчаники	130	
Кембрий	—	Потсдам	Песчаники	15	Газ

тока на юго-запад, параллельно оси предгорного прогиба и фронту Аппалачского складчатого сооружения, надвинутого на бассейн с юго-востока. Узкие антиклинальные зоны разделены широкими синклиналями и заключают многочисленные брахиантиклинальные поднятия. Углы падения слоев на крыльях антиклинальных зон обычно не превышают нескольких градусов, но возрастают в зонах, приближенных к фронту Аппалачского складчатого сооружения. На северо-западном борту бассейна антиклинальные зоны

в плане очень извилисты, а в центральной его части и на юго-восточном борту — прямолинейны. На западе Западной Виргинии обособляется антиклинальная зона Бернинг-Спрингс-Эврика, где высота отдельных брахиантиклиналей достигает 300 *м*, а углы падения увеличиваются до 20—30°. Бурением глубоких скважин установлено, что структурный рельеф антиклинальных зон с глубиной становится выраженным все более и более резко. Выявлены связанные с ними разломы, затухающие к дневной поверхности. Все это позволяет предполагать, что антиклинальные зоны Аппалачского

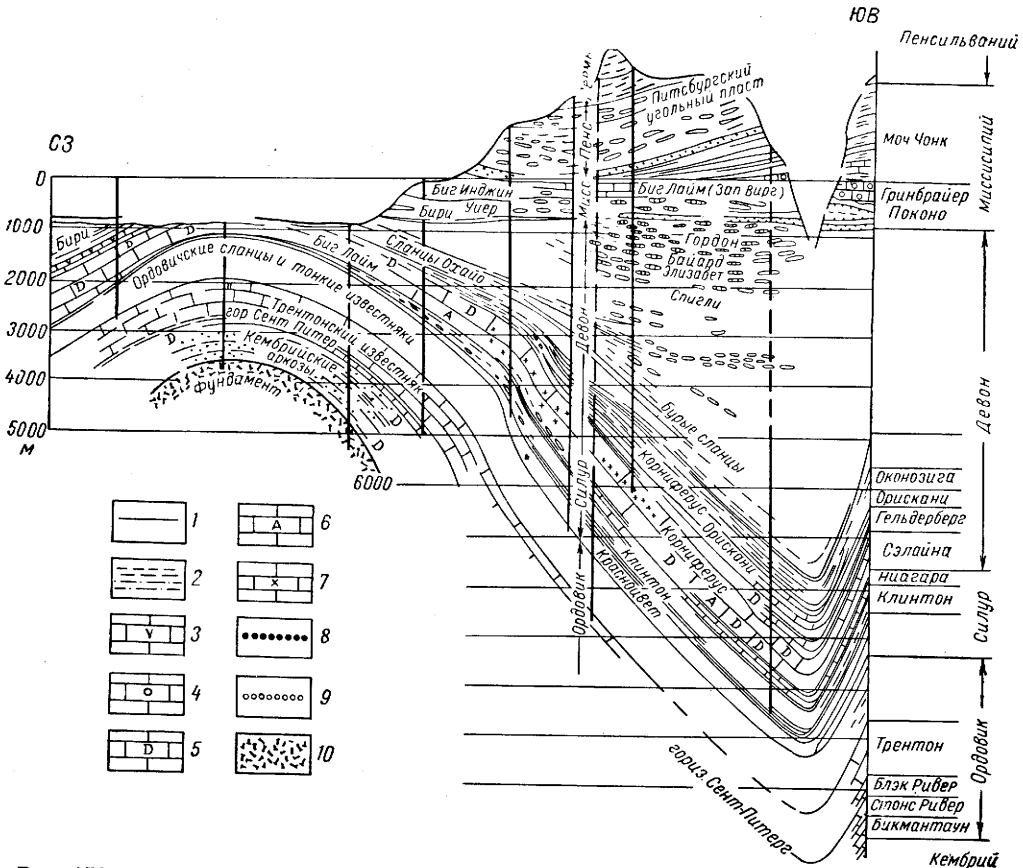


Рис. 158. Поперечный профильный разрез через Предаппалачский бассейн (по Лафферти).

Сланцы: *1* — бурые, *2* — песчаные. Известняки: *3* — кремнистые, *4* — оолитовые, *5* — доломитовые, *6* — ангидритовые, *7* — соль. Песчаники: *8* — оолитовые, *9* — конгломератовые, *10* — фундамент.

бассейна образовались не в результате пликативных дислокаций, а являются возрожденными структурами, отразившими подвижки отдельных блоков фундамента по разделяющим их разломам.

Зоны нефтегазонакопления связаны с вышеуказанными антиклинальными зонами и с областями выклинивания отдельных песчаных комплексов в центральной части бассейна.

Месторождения обычно приурочены к платформенным поднятиям или гомоклиналям. Наряду с ними очень характерны месторождения, связанные с синклиналями.

Наиболее распространены залежи пластовые сводовые, литологически экранированные и особенно литологически ограниченные. Это объясняется несколькими причинами.

Во-первых, в осадочном комплексе бассейна чрезвычайно многочисленны линзовидные песчаные тела различных размеров, заключенных в глинах. Эти тела представляют древние бары, береговые валы и другие аналогичные образования.

Во-вторых, даже в выдержанных пластовых песчаных комплексах коллекторские свойства резко меняются по площади, так что в условиях весьма пологого залегания слоев лишь отдельные участки этих резервуаров с повышенной пористостью и проницаемостью способны служить вместилищами для скоплений нефти и газа. В карбонатных толщах хорошими коллекторскими свойствами опять-таки обладают отдельные участки неправильной формы, подвергавшиеся эрозии или доломитизации.

Примером месторождения, заключающего типичную пластовую сводовую залежь, является Волкано, расположенное в Западной Виргинии. К такому же типу относятся залежи в верхнедевонских песчаниках Брэдфорд на одноименном месторождении, которое является крупнейшим в бассейне. В нем некоторые залежи смещены относительно свода ввиду ухудшения коллекторских свойств в северо-восточном направлении. Литологически экранированные залежи в основном связаны с выклиниванием песчаных горизонтов (Орискани, Клинтон и др.) на северо-западном борту бассейна (табл. 62).

Таблица 62

Месторождения и свойственные им залежи

Месторождения	Залежи	Примеры типичных месторождений
Месторождения возрожденных поднятий	Пластовые сводовые. Литологически ограниченные	Тиога, Волкано, Бредфорд
Месторождения, связанные с зонами выклинивания на гомоклиналях	Литологически ограниченные: а) в локальных зонах повышенной пористости и проницаемости; б) в четко ограниченных песчаных линзах. Литологически экранированные	 Биг Синкинг, Пуласки Гей-Спенсер, Ричардсон Месторождения площади Клинтон
Месторождения синклиналей	Литологически экранированные вниз по падению	Копли, Гриффин, Биг-Крик, Кэбин-Крик

Среди литологически ограниченных залежей бассейна можно выделить несколько разновидностей. К первой относятся залежи, занимающие локальные участки повышенной пористости и проницаемости в пластовых и массивных телах, характеризующихся довольно значительным площадным распространением. К таковым, например, относятся залежи в так называемом «100-футовом» песчанике миссисипского возраста в районе Сьюкли. Здесь отчетливо сказывается отсутствие какой-либо связи залежей со структурно повышенными участками.

Примером подобной залежи в карбонатных комплексах является залежь в ордовикских известняках трентон на месторождении Пуласки. Оно приурочено к пологой гомоклинали. Структурный фактор совершенно не контролирует локализацию скопления газа, приуроченного к трещиноватой кавернозной зоне горизонта трентон. Совершенно аналогичная картина наблюдается на месторождении Биг Синкинг, где продуктивны нижнедевонские известняки корниферус.

Наконец, к этой же разновидности залежей относятся скопления в трещиноватых девонских сланцах Огайо.

Ко второй разновидности литологически ограниченных залежей относятся залежи в четко ограниченных плохо проницаемыми породами песчаных телах неправильной формы. Типичным примером такой залежи является

залежь в древнем береговом валу, слагаемом миссисипскими песчаниками бири на месторождениях Гей-Спенсер и Ричардсон.

Как уже упоминалось, весьма характерны для Предаппалачского бассейна скопления, связанные с синклиналями.

Залежи в этом случае заключены в линзовидных песчаных телах невыдержанного состава, в которых вода присутствует лишь в субкапиллярных порах. В таких «безводных» песчаниках нефть под действием силы тяжести стремится занять пониженные участки резервуаров. Как правило, в таких залежах она обычно скапливается не в ядре синклинали, а на ее крыльях. Это обусловлено тем, что в ядрах синклиналей, формировавшихся одновременно с осадконакоплением, отлагалось значительное количество илистого материала и поэтому коллекторские свойства здесь хуже, чем на крыльях.

Крупные залежи нефти и газа в песчаных пластах, приуроченные к синклинальным участкам, имеются на месторождениях Копли, Кэбин-Крик и Биг-Крик в Западной Виргинии.

§ 57. ВОСТОЧНО-КАНАДСКИЙ БАССЕЙН

Восточно-Канадский бассейн расположен на территории Канады, у побережья залива Св. Лаврентия. Классификационно он относится к бассейнам межгорных впадин палеозойских горных сооружений, относительно

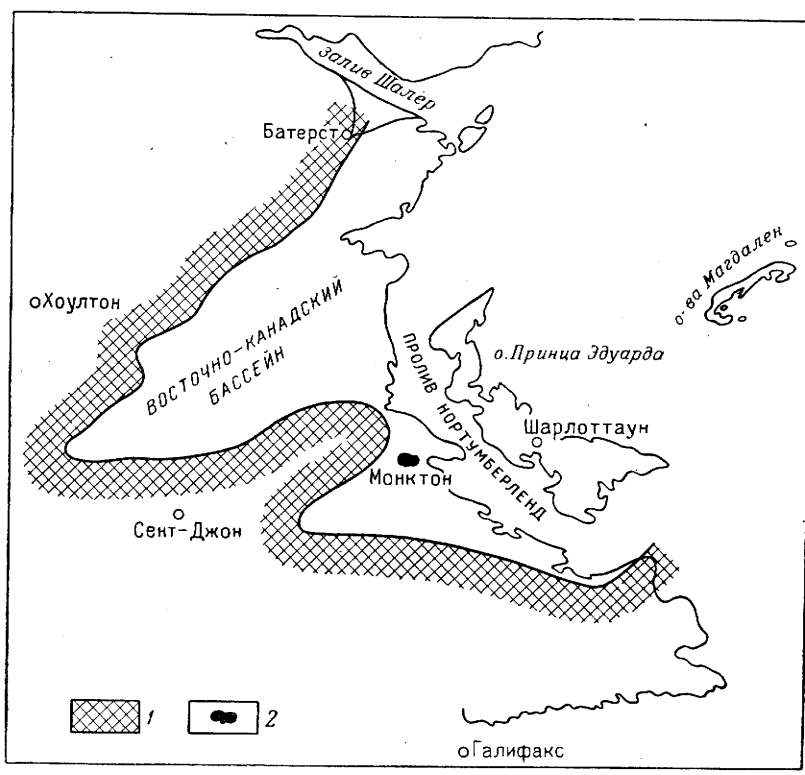


Рис. 159. Карта Восточно-Канадского бассейна.

1 — каледониды; *2* — нефтяное месторождение.

просто построенным. Обрамлением его служат отдельные ветви складчатого сооружения Аппалачей, причлененного к восточной окраине Канадского щита. На северо-востоке бассейн открывается в залив Св. Лаврентия. Фундаментом служат дислоцированные и метаморфизованные породы докембрия — девона, прорванные гранитными интрузиями (рис. 159).

Таблица 63

Схематический сводный разрез Восточно-Канадского бассейна

Система	Серия	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Триас		Континентальные песчаники и конгломераты (включая базальты Новой Шотландии)	210
Пермь (?)			
Пенсильваний	Пикту	Глины, конгломераты, песчаники Песчаники, алевролиты, угли Песчаники, глины, конгломераты Глины, алевролиты, песчаники, конгломераты, угли	150 300 450 750
	Кумберленд (только в Новой Шотландии)	Конгломераты, песчаники, глины, угли	2700
		Перерыв	
	Риверсдейл	Песчаники, конгломераты Песчаники, глины, конгломераты	1860 405
		Перерыв	
Миссисипий	Кэннсо	Песчаники и алевролиты Глины и алевролиты	700 780
	Виндзор	Органогенные известняки и песчаники Известняки, гипсы, глины, конгломераты	7 300 (?)
		Слоистые известняки	50 (?)
		Перерыв	
		Песчаники, конгломераты, прослои вулканического пепла	870
	Хортон	Глины, алевролиты; в основном конгломераты Глины, алевролиты, песчаники, известняки; много битуминозных прослоев Красные глины, песчаники, конгломераты	1500 1650 2100
		Перерыв	
Дакаменноугольный комплекс (фундамент)		Граниты, метаморфические сланцы, гнейсы	

Осадочное выполнение представлено слабо дислоцированными отложениями карбона. Миссисипские отложения слагаются морскими и континентальными фациями. Разрез пенсильванской системы полностью выражен континентальными осадками (табл. 63).

Единственным промышленным месторождением бассейна является Стони-Крик. Оно приурочено к пологой моноклинали, осложненной разрывом. На месторождении разведано 12 пластовых залежей, заключенных в песчаниках хортон (нижний миссисипий). Наиболее перспективными объектами для разведки в бассейне считаются многочисленные солянокупольные поднятия.

§ 58. ПРИБРЕЖНО-АТЛАНТИЧЕСКИЙ БАССЕЙН

Прибрежно-Атлантический бассейн расположен в юго-восточной части США. Он занимает равнинную полосу атлантического побережья и смежную прибрежную полосу океана, главным образом шельфовую, протягиваясь с СВ на ЮЗ. Он относится к платформенным бассейнам прибрежноокеаническим с докембрийским гомогенным фундаментом.

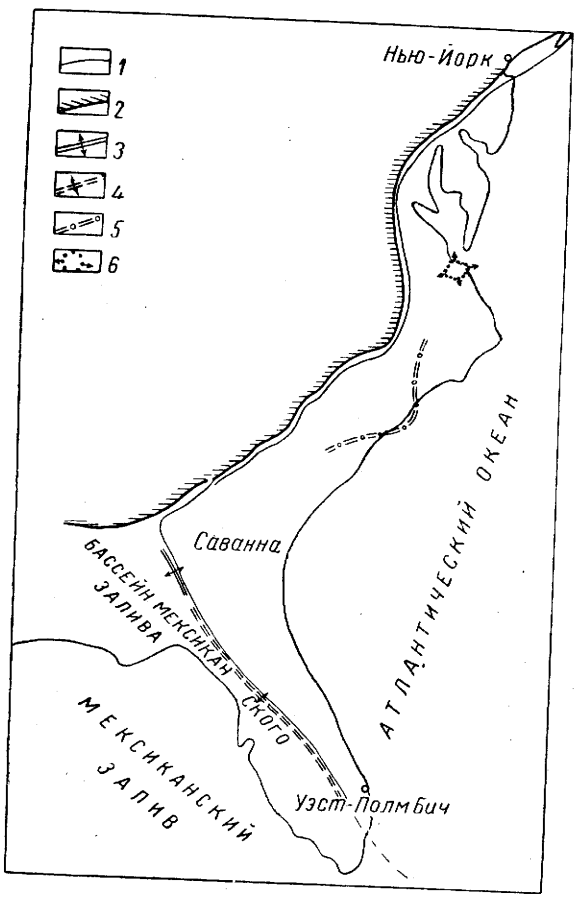


Рис. 160. Карта Прибрежно-Атлантического бассейна.

1 — граница бассейна; *2* — плато Пьедмонт; *3* — поднятие Южной Джорджии; *4* — поднятие Полуостровного свода Флориды; *5* — поднятие Кейп Фир; *6* — поднятие Форт Монро.

С северо-запада бассейн четко обрамлен областью Пьедмонта, сложенной докембрийскими и палеозойскими метаморфическими и изверженными породами. Местные внутренние впадины выполнены континентальными триасовыми отложениями. Морфологически Пьедмонт выражен пологохолмистой равниной, все же резко разграничивающейся с прибрежной равниной бассейна по так называемой «линии водопадов».

На севере западное обрамление бассейна становится нечетким. Здесь, по-видимому, в него с запада открывается одна из упомянутых внутренних впадин области Пьедмонта, наиболее обширная. Непосредственно севернее прибрежная равнина сильно суживается, восточные же зоны Аппалачского складчатого сооружения косо подходят почти непосредственно к современной береговой линии, фактически замыкая наземную полосу бассейна.

На юго-западе бассейн нерезко обрамляется погребенными, слабо выраженными поднятиями Южной Джорджии и полуостровного свода Флориды. Они разграничивают его с бассейном Мексиканского залива.

На юге подводная часть бассейна условно разграничивается с подводной же частью Северо-Кубинского бассейна в районе Флоридского пролива (рис. 160).

Восточное подводное ограничение бассейна остается неясным. Бассейн изучен недостаточно и сведения о его глубинном строении основываются почти исключительно на данных геофизических исследований, не подтвержденных глубоким бурением.

Фундамент наземной части бассейна сложен породами, аналогичными породам, слагающим Пьедмонт. В составе осадочного выполнения в наземной части установлены морские третичные и меловые отложения и предполагаются юрские. Литологически они представлены глауконитовыми и известковистыми песками, частично сцементированными, глинами и подчиненными тонкими прослоями мергелей и известняков. В южной флоридской части наземной полосы преобладают карбонатные породы. Мощность осадочного

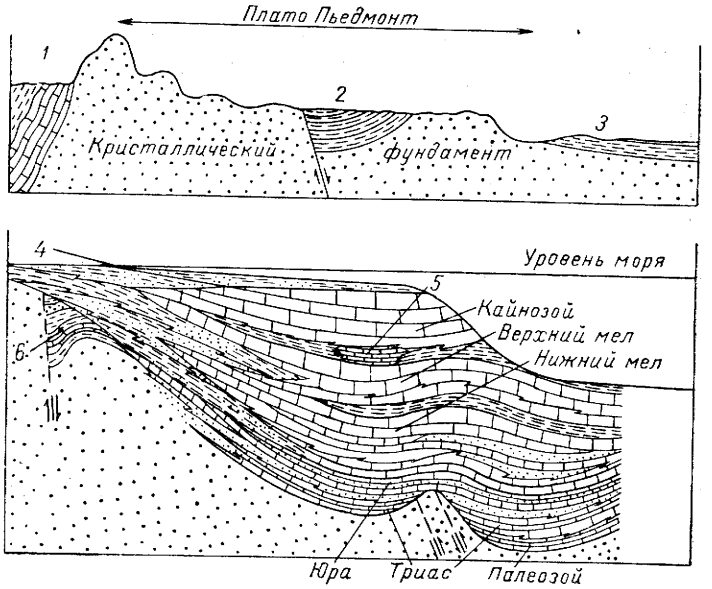


Рис. 161. Схематический поперечный профильный разрез через Прибрежно-Атлантический бассейн (по J. E. Johnston, J. Trumbull, G. P. Eatons, 1959 г.).

1 — Аппалачское складчатое сооружение; *2* — впадины, выполненные континентальными триасовыми отложениями; *3* — верхнемеловые и кайнозойские отложения; *4* — современная береговая линия Атлантического океана; *5* — предположительные рифовые известняки; *6* — палеозойские отложения (условия их залегания, возможно, аналогичны условиям залегания триасовых отложений на плато Пьедмонт).

выполнения регионально постепенно увеличивается с северо-запада и запада к юго-востоку и востоку, т. е. к шельфу, от десятков метров до 3000 *м* (рис. 161).

В подводной части бассейна предполагается по мере удаления от берега дальнейшее значительное нарастание мощностей, все бóльшая и бóльшая полнота разреза третичных, меловых и юрских отложений, предположительно становящихся карбонатными, и появление морских триасовых и, наконец, даже неметаморфизованных палеозойских отложений.

В наземной части бассейна и предположительно в подводной осадочные толщи залегают гомоклинально (на суше — полого), падая к юго-востоку и востоку. Нижнемеловые отложения на суше выклиниваются вверх по восстанию гомоклинали и трансгрессивно срезаются верхнемеловыми. Такие же взаимоотношения предполагаются для юрской и нижнемеловой толщ. На фоне гомоклинали на суше намечается широкий структурный нос в районе мыса Фир (поднятие Кэйп Фир) и севернее — значительно меньшее поднятие Форт Монро. Оба они отражают поднятия фундамента, и мощности осадочного покрова на них сокращаются.

В морской части бассейна намечается продольный подводный кряж — выступ фундамента, предположительно отражающийся и в структуре осадочных толщ.

До настоящего времени в бассейне не установлено каких-либо нефтегазопроявлений. Перспективность его не выяснена; положительные ее оценки основываются на следующих, в значительной мере предположительных моментах: 1) значительном объеме осадочных толщ, в особенности в морской части; 2) наличии упомянутых благоприятных структурных форм; 3) широком развитии выклинивания вверх по региональному восстанию слоев ряда горизонтов.

§ 59. ГРУППА ПРЕДКОРДИЛЬЕРСКИХ БАССЕЙНОВ

Группа предкордильерских бассейнов объединяет три бассейна: Северо-Аляскинский, Западно-Канадский и Уиллистонский. Классификационно они относятся к предгорным бассейнам послепалеозойских горных сооружений. Первый из них относится к бассейнам с обрамлением в значительной мере подводным, а остальные — к бассейнам с обрамлением платформенного борта, преимущественно выведенным на поверхность. Западным горным обрамлением бассейнов служат складчатые элементы ларамийской зоны Кордильер. Бассейны выполнены преимущественно палеозойскими и мезозойскими, в меньшей степени — третичными толщами. Возраст нефтегазоносных отложений ограничен палеозоем и мезозоем.

СЕВЕРО-АЛЯСКИНСКИЙ БАССЕЙН

Этот бассейн связан с предгорным прогибом складчатой системы мезозоид, продолжающейся из Аляски на юго-восток в Канаду. Отчетливо выраженным в рельефе южным обрамляющим элементом бассейна служит хребет Брукс, сложенный интенсивно дислоцированными и метаморфизованными породами палеозоя — мезозоя.

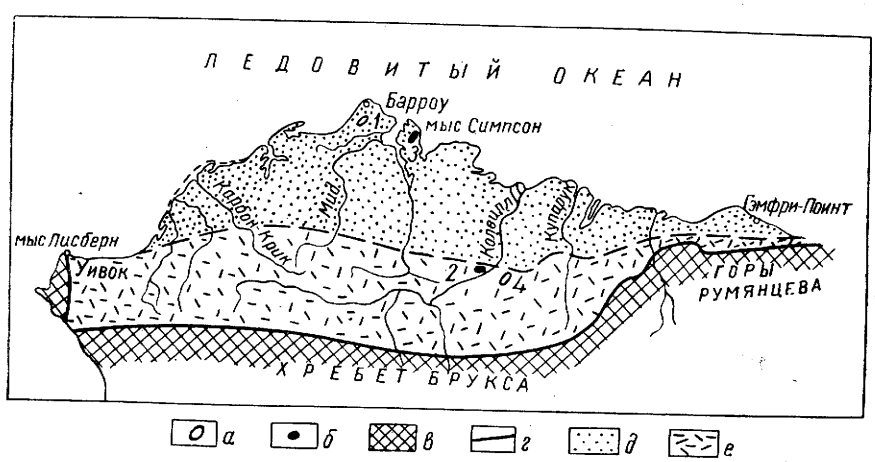


Рис. 162. Карта Северо-Аляскинского бассейна.

Месторождения — *а* — газовые: *1* — Барроу, *4* — Губик; *б* — нефтяные; *3* — Симпсон, *2* — Умиат; *в* — мезозоиды Скалистых гор; *г* — граница бассейна; *д* — склон Арктической платформы; *е* — передовой прогиб Колвилл.

Перед системой мезозоид выделяется ориентированный в широтном направлении Колвиллский передовой прогиб, в котором установлен ряд антиклинальных складок, не выраженных на поверхности (рис. 162).

Северная окраина Аляски занята краевой частью Арктической эпигерцинской платформы.

Для слоев осадочного чехла в пределах платформы в общем характерно чрезвычайно пологое погружение на юг. Эта платформа является частью Арктического континентального массива, погрузившегося под воды Северного Ледовитого океана в мезозойскую эру. Сводная характеристика отложений, развитых в пределах платформенного борта и передового прогиба, приводится в табл. 64, 65.

Таблица 64

Сводный стратиграфический разрез Арктической платформы

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Меловая		Шредер Блафф	Глины	450
		Сиги	Глины с известняками и алевролитами	370
		Грэнстенд	Глины, песчаники, алевролиты; прослои известняков	300
		Топагорук	Глины с известняками и алевролитами	600
		Умалик	Глины	520
Юрская	Верхний		Глины	100
	Перерыв			
	Нижний		Песчаники, глины	200
Триасовая, палеозой	Верхний	Шаблик	Алевролиты Фундамент	85

Таблица 65

Сводный стратиграфический разрез передового прогиба Колвилл

Система	Отдел	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Меловая	Верхний	Глины, алевролиты, песчаники	На севере 500, на юге 2500
	Перерыв		
	Нижний	Глины, известняки, алевролиты	На севере 1500, на юге 2500
Юрская		Глины, песчаники	200—500
Триасовая		Глинистые сланцы, известняки, часто кремнистые	150—600

Фундамент Арктической платформы слагается сложнодислоцированными и метаморфизованными породами палеозоя. По некоторым данным в его строении участвуют также отложения нижнего триаса.

В направлении с севера на юг к передовому прогибу наблюдается значительное увеличение мощностей всех литолого-стратиграфических комплексов,

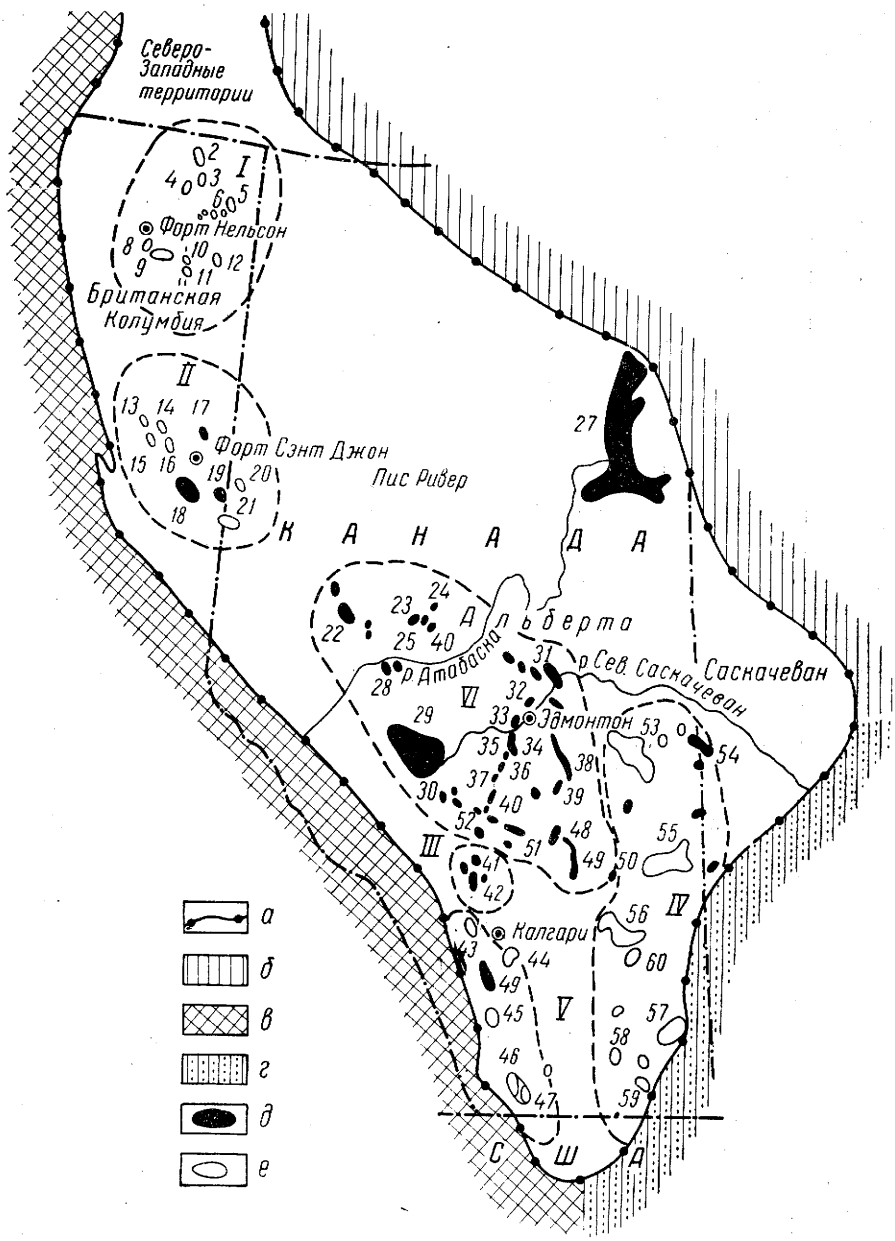


Рис. 163. Карта Западно-Канадского бассейна.

а — граница бассейна; *б* — Канадский щит; *в* — Ларамийские складчатые сооружения (Скалистые горы); *г* — платформенные поднятия Суитграсс и Норс Баттлфорд; *д* — нефтяные и газонефтяные месторождения; *е* — газовые месторождения: *1* — Бивер-Ривер; *2* — Петито; *3* — Тсеа; *4* — Коми-Крик; *5* — Кейзи; *6* — Котчо; *7* — Йо-йо; *8* — Форт Нельсон; *9* — Кларк Лейк; *10* — Клуа; *11* — Джекфиш; *12* — Юниор; *13* — Эдни; *14* — Ниг-Крик; *15* — Блюберри; *16* — Бюик-Крик; *17* — Миллиган-Крик; *18* — Форт Сэнт-Джон; *19* — Баундари Лейк; *20* — Уорсли; *21* — Поус-Кап; *22* — Старджеон Лейк; *23* — Кайбоб; *24* — Свэн Хилле; *25* — Вирджиния Хилле; *26* — Джуди-Крик; *27* — Атабаска; *28* — Виндфолл; *29* — Пембина; *30* — Альгамбра; *31* — Редуотер; *32* — Сэнт Альберт; *33* — Ачесон; *34* — Ледюк и Голден Спайк; *35* — Визард Лейк; *36* — Бони Глэн; *37* — Вестероуз; *38* — Джоаркам; *39* — Мальмо; *40* — Римбей; *41* — Сандр-Вествард Хо; *42* — Харматтан; *43* — Джампинг Паунд; *44* — Ист Калгари; *45* — Саванна Крик; *46* — Уотертон Парк; *47* — Пинчер-Крик; *48* — Жоффр; *49* — Стетлер-Фенн Биг Вэлли; *50* — Друмелер; *51* — Иннисфейл; *52* — Сильвен Лэйк; *53* — Викинг Кинселла; *54* — Ллойдминстер; *55* — Прово; *56* — Цессфорд; *57* — Мэдисин Хэт; *58* — Боу Айленд; *59* — Формост; *60* — Принцесс.

I — район Форт Нельсон; *II* — район Форт Сэнт-Джон; *III* — район Калгари; *IV* — район юго-восточной Альберты; *V* — район передовых складок Скалистых гор; *VI* — район Эдмонтон.

а также заметное погружение юрских и особенно меловых осадков. Отложения этой системы на севере выражены в морских фациях, которые к югу переходят в прибрежные, а иногда континентальные фации.

Поиски нефти в бассейне энергично проводились с 1944 по 1953 г. За это время было открыто три нефтяных (Умиат, Симпсон, Фиш-Крик) и два газовых (Барроу, Губик) месторождения. Месторождения Умиат и Губик приурочены к передовым антиклинальным складкам.

Месторождения Симпсон, Барроу и Фиш-Крик связаны с платформенным бортом прогиба и заключают залежи в стратиграфических ловушках. На всех этих месторождениях продуктивны меловые отложения. Самым крупным из них является Умиат, запасы нефти на котором оцениваются в 0,4—1,3 млн. *т*.

ЗАПАДНО-КАНАДСКИЙ БАССЕЙН

Западно-Канадский предгорный бассейн расположен в западных провинциях Канады. Западным горным мезозойским складчатым его обрамлением служат Скалистые горы. С востока бассейн ограничен Канадским щитом. На юге и юго-востоке бассейн отделен от Уиллистонского бассейна платформенным сводом Суитграсс и его северо-восточным продолжением — слабо выраженным сводом Норс Баттлфорд (рис. 163). На севере бассейн резко сужается в районе гор Франклин и Макензи, образующих восточный выступ Скалистых гор. Однако он здесь не замыкается, а продолжается далее на север к Ледовитому океану.

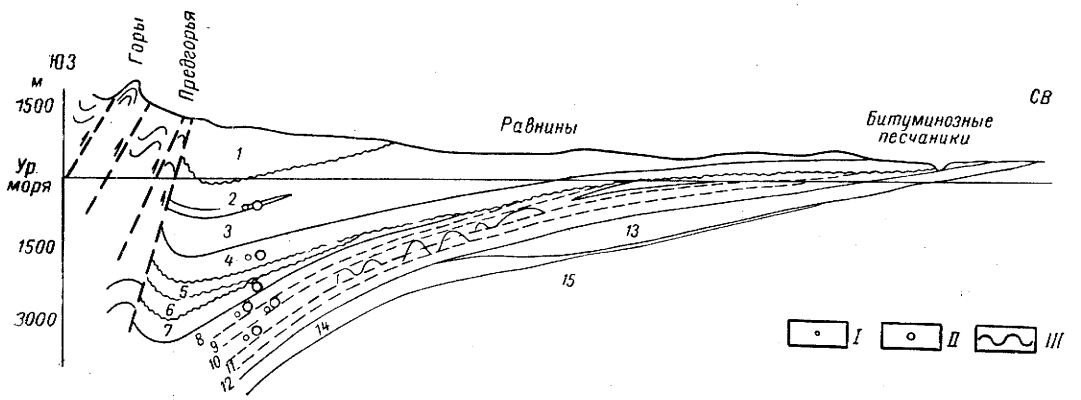


Рис. 164. Поперечный профильный разрез через Западно-Канадский бассейн (по Дж. Даунингу с использованием переработанных материалов Линка и Наусса, 1950 г., и Вестерн Лизхолдс, 1955 г.,

1 — кайнозойские отложения; *2* — песчаники Кардиум; *3* — верхний мел; *4* — нижний мел; *5* — юра; *6* — триас; *7* — миссисипские отложения; верхний девон: *8* — Вабамун; *9* — Винтерберн; *10* — Вудбенд; *11* — Кукинг-Лейк; *12* — Биверхилл Лейк; *B* — средний девон (эвапориты); *14* — кембрий; *15* — докембрий, *I* — нефть; *II* — газ; *III* — рифовые массивы. Условные обозначения нефти и газа показывают продуктивные горизонты.

На восточном платформенном борту возраст фундамента докембрийский. В бассейне развита мощная толща осадочных образований, преимущественно палеозойского и мезозойского возраста. Разрез осадочного комплекса для различных областей характеризуется существенными отличиями. Это иллюстрируется табл. 66, 67, 68, 69, представляющими сводные стратиграфические разрезы южной, средней и северной частей платформенного борта, а также западного предгорного борта (рис. 164).

В поперечном сечении бассейн характеризуется резко асимметричным строением. Его западным складчатым бортом является зона передовых складок Скалистых гор, отделенная от основной области мезозойской складчатости крупными разрывами. В южной части бассейна передовые складки в свою очередь отграничены от предгорного прогиба надвигами значительной амплитуды. Внутри области передовых складок проходит серия разрывов,

Таблица 66

Схематический сводный разрез южной части платформенного борта Западно-Канадского бассейна (Южная Альберта)

Система, отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Палеогеновая		Ципресс Хилл, Поркюпайн Хилле	Песчаники, глины, конгломераты	
Верхний мел		Уиллоу-Крик, Сэнт Мэри Ривер, Бирпоу, Белли-Ривер, Милк Ривер	Песчаники, конгломераты, глины	1200
	Колорадо	Уайт Спекс 1 ×[1]		
		Кардиум ×		
		Уайт Спекс II, × Джампинг Паунд ×		
		Фиш Скейл ×		
Нижний мел		Боу Айленд (Викинг) ×	Песчаники, глины, конгломераты	350
		Базальный Колорадо ×		
	Блейрмор	Верхняя ×		
		Остракодовая × Сапберст ×		
Перерыв				
Юра	Свифт, Райрдон, Сотус		Преимущественно глины	80, на востоке выклиниваются
Перерыв				
Верхний миссисипий		Роки Маунтейн	Известняки, доломиты	
Средний миссисипий		Туннел Маунтейн, Маунт Хед, Элктон	Известняки, доломиты с прослоями глин	320, на восток выклиниваются

[1] В разрезах групп Колорадо и Бейрмор выделены именные песчаные горизонты, отмеченные знаком «×».

Продолжение табл. 66

Система, отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Нижний миссисипий		Шунда, Пекиско, Банфф, Экшоу	Известняки, доломиты с прослоями глин	320, на восток выклиниваются
Верхний девон	Вабамун Винтерберн Фейрхолм		Известняки, доломиты, ангидриты, гипсы	460
		Биверхилл Лейк		
Средний девон		Хост Ривер, Эльк Пойнт		
Перерыв				
Кембрий			Глины, известняки, песчаники	200—300

Таблица 67

Схематический сводный разрез платформенного борта Западно-Канадского бассейна в Центральной Альберте

(район Эдмонтон)

Система, отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Палеоген		Паскапу	Песчаники, глины, гравелиты	
Верхний мел		Эдмонтон, Бирпоу, Белли-Ривер	Песчаники и глины с пластами углей	Более 700
		Ли Парк	Темно-серые глины	110
	Колорадо	Уайт Спекс× [1]	Глины и аргиллиты с горизонтами песчаников	365
		Кардиум ×		
		Фиш Скейл ×		
Нижний мел		Викинг ×	Кварцевые и кремнистые песчаники	30
		Джоли Фоу	Темно-серые глины	5
	Блейрмор	Колони	Песчаники и глины с пластами углей	205
		Спарки		
		Менвилл		
		Базальные песчаники	Кварцевые песчаники	60

[1] Знаком «×» выделены именные песчаные горизонты в группе Колорадо.

Продолжение табл. 67

Система, отдел	Серия	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
		Перерыв		
Миссисипий		Рандл, Банфф	Известняки, доломиты Алевролиты, глины, глинистые известняки	90 190
		Эксшоу	Битуминозные глины	3—5
Верхний девон	Вабамун		Известняки и доломиты с линзами ангидритов	245
	Винтерберн	Граминиа	Глинистые и кристаллические доломиты, алевролиты	55
		Кальмар	Доломиты	10
		Ниску	Известняки, доломиты, алевролиты, галогенные породы	60
	Вудбенд	Айртон, Ледюк	Глины, иногда битуминозные, с прослоями известняков, облекающие рифовые известняки свиты Ледюк	300
		Кукинг Лейк	Известняки рифовые и кристаллические, доломиты, глины	
		Биверхилл Лейк	Глины, иногда битуминозные и глинистые известняки	140
Средний девон		Эльк Пойнт	Глины и кварцевые песчаники	30—330
		Перерыв		
Кембрий			Слюдистые, глауконитовые песчаники, глины, доломиты	0—290
		Перерыв		
Докембрий			Кристаллические, изверженные и метаморфические породы фундамента	

Таблица 68

Схематический сводный разрез платформенного борта Западно-Канадского бассейна в северо-западной Альберте — северо-восточной Британской Колумбии [1]

Отдел, система	Группа	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Палеоген		Паскапу	Песчаники, глины	
Верхний мел	Смоуки Ривер	Вапити	Песчаники, конгломераты, глины	450—550
		Вапиаби	Конгломераты, песчаники, глины	135—170
		Бэдхарт	Песчаники	7
		Кардиум	Песчаники, конгломераты с прослоями глин	40
		Каскапу	Конгломераты, песчаники, глины	240—300
		Дунвеган	Песчаники	75
Нижний мел	Форт Сэнт-Джон	Шафтсбюри	Глины	135—170
		Пис-Ривер, Падди, Кадотт, Хармон	Песчаники	25
		Спирит Ривер	Глины	270—330
		Бласки	Песчаники	55
		Гетинг	Песчаники и глины	30—40
		Кадомин		
Юра		Никанассин	Песчаники и глины	50—700
		Ферни	Глины	90
Перерыв				
Триас		Шулер-Крик Спрэй-Ривер	Песчаники, алевролиты, глины	100—430
Перерыв				
Пермь-пенсильваний			Песчаники, известняки, глины	30—140
Перерыв				
Миссисипий		Банфф	Известняки, алевролиты	200—225
		Рандл	Известняки, доломиты, глины	400—450
		Экшоу	Битуминозные глины	5—10

[1] Указаны мощности для западной части региона. В восточном направлении к поднятию Пис-Ривер отложения миссисипия, пермо-пенсильвания, триаса и юры полностью выклиниваются.

Продолжение табл. 68

Отдел, система	Группа	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Верхний девон	Вабамун		Известняки, доломиты	240
	Винтерберн		Доломиты, алевролиты	75
	Вудбенд	Айртон — Ледюк	Доломиты, рифовые известняки, глины	115—360
Средний девон			Известняки, песчаники, глины	90
Перерыв				
Кембрий (?)		Гранит Уош	Кварциты, глауконитовые песчаники, гравелиты, алевролиты	До 90

Таблица 69

Схематический сводный разрез южной части складчатого борта

(провинция Альберта)

Система, отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Верхний мел		Песчаники, глины с прослоями конгломератов и углей	1000—1100
Нижний мел		Песчаники и глины с прослоями известняков и алевролитов в средней части	Около 300
Юра	Ферни	Песчаники и глины	30—50
Перерыв			
Миссисипий	Рандл Банфф	Органогенные и кристаллические известняки	Более 3000

разбивших эти складки на чешуи, надвинутые в восточном направлении. На севере граница области передовых складок и предгорного прогиба выражена значительно менее резко. Восточный платформенный борт представляет весьма пологую гомоклиналь, соответствующую склону Канадского щита. Характерно выклинивание и срезание целого ряда горизонтов палеозоя и мела на гомоклинали вверх по восстанию. Важным структурным элементом на погруженной части платформенного борта является крупный погребенный выступ докембрийского фундамента — Пис-Ривер, расположенный в северо-западной части провинции Альберта.

В бассейне отчетливо выделяется несколько нефтегазоносных районов, заключающих определенные типы зон нефтегазонакопления:

1) юго-западная Альберта; зоны передовых складок Скалистых гор;

2) южно-центральная Альберта (район Эдмонтон); зоны верхнедевонских рифов и зоны выклинивания песчаных горизонтов нижнего — верхнего мела;

3) район Калгари; зона срезания миссисипских известняков поверхностью размыва;

4) район Форт Сэнт-Джон (центральная восточная часть Британской Колумбии и центральная западная часть Альберты); зоны пологих поднятий на окраине платформенного борта;

5) район Форт Нельсон (северо-восточная Британская Колумбия); зоны среднедевонских рифовых массивов;

6) юго-восточная Альберта; зоны платформенных поднятий на склонах сводов Суитграсс и Норс-Баттлфорд.

Первый из указанных районов располагается в складчатом борту бассейна, а остальные на платформенном. В первом районе, связанном с передовыми складками Скалистых гор, расположены самые крупные газовые месторождения бассейна: Пинчер-Крик, Джампинг Паунд, Саванна-Крик, недавно открытое Уотертон Парк и газонефтяное месторождение Тернер Велли. Все они характеризуются более или менее сходным строением. Антиклинальные складки, слагаемые в основном породами мела, юры и миссисипия, разбиты серией крупных разрывов на чешуи, надвинутые в восточном направлении. Крупнейшие залежи газа и нефти заключены в структурных выступах карбонатного миссисипского комплекса.

Во втором районе — в южной центральной Альберте расположено большинство важнейших месторождений бассейна, связанных с рифовыми массивами верхнедевонского возраста. Рифы группируются в несколько зон. Одна из них образует прерывистое кольцо вокруг погребенного поднятия фундамента Пис Ривер, являвшегося в верхнем девоне островом.

Здесь расположены месторождения Виндфолл и Старджеон Лейк. От Эдмонтон на юг проходит зона рифов, к которым приурочены месторождения Ледюк, Бони Глен, Голден Спайк и др. Северо-восточнее Эдмонтон на простирании этой зоны находится месторождение рифового массива Редуотер. Еще одна цепь рифов расположена северо-восточнее Эдмонтон (месторождения Стетлер, Фенн Биг Велли и Друмеллер). За последние годы северо-западнее Эдмонтон разведана группа крупных нефтяных месторождений, связанных с рифовыми массивами, слагаемыми породами верхнего девона (свита Биверхилл Лейк). Крупнейшими из этой группы являются месторождения Свен Хиллс, Вирджиния Хиллс и Кайбоб.

Рифы, входящие в зоны рассматриваемого района, обычно имеют в плане удлиненную по простиранию зоны форму. Одиночный риф Редуотер характеризуется округлой формой. Сами рифы слагаются органогенными доломитизированными известняками, облекаемыми плохо проницаемыми глинами.

Для всех указанных месторождений характерны массивные нефтяные и газовые залежи в биогенных выступах. Кроме того, на месторождениях Стетлер, Фенн Биг Вэлли, Ледюк и других имеются массивные залежи в структурах облекания, слагаемых известняками свиты ниску, залегающей над рифовыми известняками ледюк и отделенной от них глинами айртон.

Весьма многочисленны в южной — центральной Альберте месторождения гомоклиналей. В этом районе в пределах платформенного борта бассейна происходит выклинивание вверх по восстанию меловых песчаных горизонтов. Юго-западнее Эдмонтон разведана группа месторождений в зоне замещения верхнемеловых песчаников кардиум глинами. Наряду с небольшими (Альгамбра, Кийстон) здесь открыто крупнейшее месторождение — Пембина. Все они обладают весьма простым и сходным строением, заключая литологически экранированные залежи. В Пембина разведаны также небольшие, литологически ограниченные залежи. Целый ряд аналогичных месторождений, связанных с зонами выклинивания на гомоклинали южной — центральной Альберты, заключает литологически экранированные и ограниченные залежи нефти и газа в песчаниках викинг и других меловых песчаных горизонтах. Одним из крупнейших среди этих месторождений является Джоаркам.

В третьем районе на платформенном борту северо-западнее Калгари открыта группа месторождений, связанных с гомоклиналью и приуроченных к области срезания миссисипских известняков поверхностью размыва (Харматтан, Вествард Хо, Сандр). Известняки перекрыты плохо проницаемыми глинами юрского возраста. Это обусловило образование массивных залежей в эрозионных выступах.

В районе Форт Сэнт-Джон открыто более 30 месторождений, приуроченных к пологим платформенным поднятиям. Здесь преобладают газовые месторождения. Продуктивны многочисленные песчаные и известняковые горизонты миссисипского, пермско-пенсильванского, триасового и мелового возраста. Основное значение имеют горизонты мела и триаса. Месторождения обычно содержат по нескольку залежей. Последние в этом районе, по-видимому, представлены главным образом массивными в структурных выступах и пластовыми сводовыми. Наиболее значительными в этом районе являются месторождения Форт Сэнт-Джон, Поус-Кап, Блюберри, Бюик-Крик и Баундари Лейк.

Район Форт Нельсон разведан за последние годы. Здесь открыта группа газовых месторождений (Котчо, Тсеа, Кларк Лейк, Йо-йо и др.), приуроченных к рифовым массивам, слагаемым среднедевонскими известняками свиты слейв пойнт.

Наконец, последний район в юго-восточной Альберте заключает зоны, объединяющие месторождения, связанные с платформенными поднятиями на склонах и у сводов поднятий Суитграсс и Норс Баттлфорд. Здесь присутствуют в основном газовые месторождения (Прово, Мэдисин Хэт, Викинг-Кинселла, Цессфорд и др.), заключающие пластовые сводовые, а также литологически экранированные залежи в песчаниках мелового возраста.

Таблица 70

Нефтегазоносность Западно-Канадского бассейна

Возраст продуктивной толщи	Наименование продуктивной толщи (свита, горизонт)	Площади распространения	Литологический состав нефтегазосодержащих пластов	Крупные или типичные месторождения
Верхний мел	Белли-Ривер	ЮЦА; ЮВА	Песчаники	Пембина, Альгамбра
	Мэдисин Хэт	ЮВА	Песчаники	Мэдисин Хэт (г)
	Кардиум ××	ЮЦА; ЮВА	Песчаники	Пембина, Альгамбра, Кийстон
Нижний мел	Викинг ×	ЮЦА; ЮВА	Песчаники	Джоаркам, Жоффр, Бентлей (г), Прово (г) Пендан д'Орейл (г)
	Мак-Марри××	СВА	Песчаники	Атабаска
	Горизонты группы Блейрмор × (Спарки, Колони, Санберст, Базальный и др.)	ЮЦА; ЮВА	Песчаники	Площадь Ллойдминстер Александер Индиен Резерв (г)
	Падди, Кадотт, Гетинг, Кадомин, Бласки и др.	С-Д	Песчаники	Биттон Ривер Вест, Баундари Лейк (г), Форт Сэнт-Джон, Даусон-Крик (г), Поус-Кап (г)

Продолжение табл. 70

Возраст продуктивной толщи	Наименование продуктивной толщи (свита, горизонт)	Площади распространения	Литологический состав нефтегазосодержащих пластов	Крупные или типичные месторождения
Юра	Сотус, Никанасин	ЮВА С-Д	Песчаники	
Триас	Спрей Ривер, Шулер-Крик, Балдонелл, Хафуэй, Чарли Лейк и др.	С-Д	Песчаники, известняки	Миллиган-Крик, Баундари Лейк (г), Форт Сэнт-Джон (г), Бюик-Крик (г), Блюберри (г)
Пермь — пенсильваний		С-Д	Доломиты, известняки	Форт Сэнт-Джон (г)
Миссисипий	Рандл ××, ×, Банфф	ЮЗА	Доломиты, известняки	Харматтан, Сандр, Тернер-Велли, Джампинг-Паунд (г), Пинчер-Крик (г), Саванна-Крик (г), Уотертон Парк (г)
	Без названия	С-Д	Известняки	Блюберри Ист
Верхний девон	Вабамун	ЮЦА	Известняки	Октококс (г), Ист-Калгари (г)
	Ниску ××	ЮЦА	Доломиты, известняки	Стетлер, Ледюк, Фенн Биг Велли
	Ледюк ××, ×	ЮЦА, СЗТ	Рифовые известняки, иногда доломитизированные	Редуотер, Бонни-Глен, Визард Лейк, Голден Спайк, Старджеон Лейк, Ледюк, Ачессон, Вестероуз, Норман Уэллс
	Биверхилл Лейк ××	ЮЦА	Рифовые известняки	Свен Хиллс, Кайбоб, Вирджиниа Хиллс, Джуди-Крик, Уайткорт (г), Сара Лейк
Средний девон	Слейв Пойнт ×	ФН	Рифовые известняки	Котчо (г), Кларк Лейк (г), Петито (г), Тсеа (г), Йо-йо (г), Кейзи (г), Джекфиш (г) и др.

Примечание. В графе «Площади распространения», показанные сокращения обозначают: ЮЦА—южная центральная Альберта; ЮВА—юго-восточная Альберта; СВА—северо-восточная Альберта; С-Д—район Форта Сэнт Джон; ФН—район Форта Нельсон; ЮЗА—юго-западная Альберта; СЗТ—Северо-Западные территории; ×—важнейшие газоносные горизонты; ××—важнейшие нефтеносные горизонты; знаком «г» выделены газовые месторождения.

За пределами охарактеризованных районов располагаются два очень интересных месторождения. Одно из них — Норман Уэллс — является первым крупным месторождением, открытым в бассейне в 1921 г. Оно приурочено к рифовому массиву девонского возраста и, располагаясь на Северо-Западных Территориях, около Большого Медвежьего озера, свидетельствует о промышленной нефтеносности далеких северных частей бассейна.

Другое из упомянутых месторождений находится в северо-восточной Альберте, в бассейне р. Атабаска. Здесь на площади около 55 000 *км*^{2} развиты нефтеносные нижнемеловые песчаники Мак-Марри. Мощность их достигает 60 *м*. Они залегают на размытой поверхности девонских известняков и перекрыты меловыми глинами Клируотер. Местами песчаники выходят на поверхность. Они представляют грубые озерные осадки. Содержание нефти в песчаниках достигает 18% (по весу). Нефть вязкая (уд. вес 1,002—

1,027), сернистая (до 4—5%). Это месторождение на гомоклинали заключает гигантскую, литологически экранированную залежь, местами вскрытую эрозией. Запасы нефти оцениваются в 15—40 млрд. *т*.

С 1966 г. начнется эксплуатация месторождения. Планируется шахтная разработка и последующее извлечение нефти путем промывки горячей водой.

Распределение нефтегазоносности по разрезу и сводная характеристика месторождений и залежей бассейна даны в табл. 70, 71.

Таблица 71

Типы месторождений и свойственных им залежей

Месторождения	Залежи	Крупнейшие месторождения	Возраст продуктивной толщи
1. Месторождения передовых складок, разбитых на надвинутые чешуи	а) Массивные в структурных выступах [1]. б) Пластовые, тектонически экранированные	Тернер Велли, Пинчер-Крик, Уотертон Парк, Саванна-Крик, Джампинг Паунд	Миссисипий Мел
2. Месторождения, связанные с рифовыми массивами	а) Массивные в биогенных выступах [1]	Ледюк, Редуотер, Фенн Биг Велли, Голден Спайк, Ачессон, Визард Лейк, Бонни Глен, Вестероуз, Стетлер, Друмеллер, Свен Хиллс, Вирджиниа Хиллс, Кайбоб	Верхний девон
		Котчо, Кларк Лейк, Петито, Тсеа	Средний девон
	б) Массивные в структурных выступах (структуры облекания рифов)	Ледюк, Стетлер, Фенн Биг Велли	Верхний девон
3. Месторождения, связанные с зонами выклинивания на гомоклиналях	а) Литологически экранированные [1] б) Литологически ограниченные	Пембина, Альгамбра, Кийстон Джоаркам, Площадь Ллойдминстер	Верхний мел Нижний мел
4. Месторождения гомоклиналей, связанные с зонами несогласия	Массивные в эрозионных выступах	Сандр, Харматтан, Вествард Хо	Миссисипий
5. Месторождения платформенных поднятий	а) Пластовые сводовые [1]. б) Массивные в структурных выступах	Форт Сэнт-Джон, Ллойдминстер, Прово, Викинг-Кинселла, Мэдисин Хэт, Цессфорд, Баундари Лейк, Поус-Кап, Бюик-Крик	Мел, юра, триас, пермь, пенсильваний, миссисипий

[1] Наиболее характерные типы залежей.

УИЛЛИСТОНСКИЙ БАССЕЙН

Уиллистонский бассейн располагается на территории Канады и США. Юго-западным горным и складчатым ограничением его служат горные хребты ларамийской складчатой системы Скалистых гор. С востока равнинным платформенным обрамлением служит Канадский щит. На северо-западе бассейн

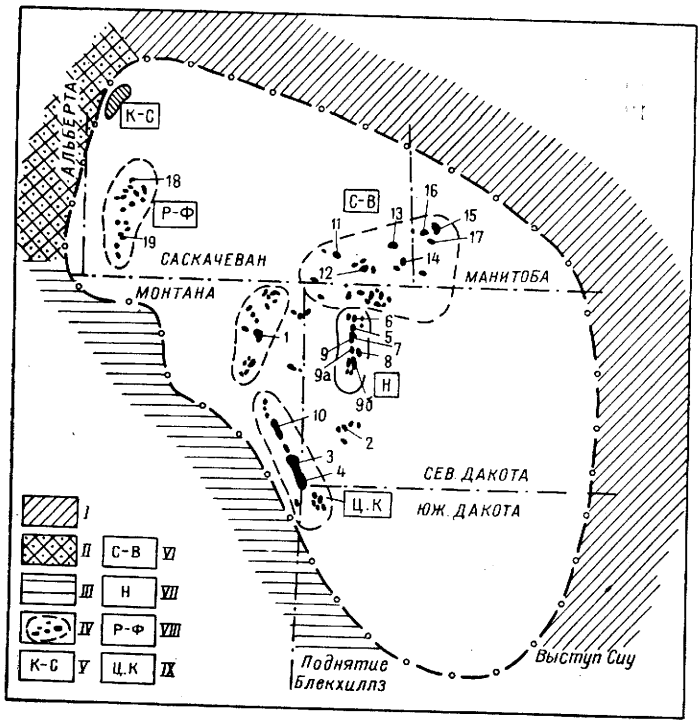


Рис. 165. Карта Уиллистонского бассейна.

I — склоны Канадского щита; *II* — платформенные поднятия Суиттграсс и Норс Баттлфорд; *III* — Ларамийские складчатые сооружения; *IV* — нефтегазоносные районы; *V* — Колевилл-Смайли [К-С]; *VI* — Саурис-Вэлли [С-В]; *VII* — Нессон [Н]; *VIII* — Рандан-Фостертон [Р-Ф]; *IX* — Цедар Крик [Ц-К].

Наиболее крупные месторождения: *1* — Поплар, *2* — Фрайбург, *3* — Кэбин-Крик, *4* — Фаллон, *5* — Тиога, *6* — Уайт Эрс, *7* — Бивер Лодж *8* — Вэст Сэниш, *9* — Хофлунд, *9а* — Чарльсон, *9б* — Блю Баттс, *10* — Пайн, *11* — Вейбурн, *12* — Стилмэн, *13* — Мидейл, *14* — Алида, *15* — Норс Вирден, *16* — Дэли, *17* — Вирден-Розалеа, *18* — Саксесс, *19* — Доллард.

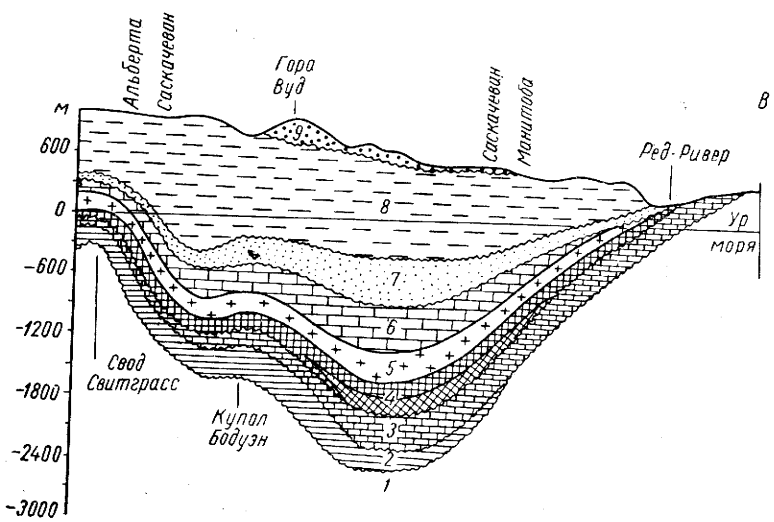


Рис. 166. Широтный разрез северного борта Уиллистонского бассейна близ 49-й параллели (по Г. Б. Дарлингу и П. В. Вуду, 1958 г.).

1 — докембрий; *2* — кембрий; *3* — силур — ордовик; *4* — средний девон; *5* — верхний девон; *6* — миссисипий; *7* — юра; *8* — мел; *9* — третичные отложения.

отделяется от Западно-Канадского бассейна платформенным сводом Суитграсс и северо-восточным продолжением последнего — пологим сводом Норс Баттлфорд. Южное ограничение бассейна выражено менее отчетливо. Оно проводится по крупному выступу Скалистых гор к востоку — поднятию Блэк Хиллс, которому навстречу смотрит выступ Канадского щита, к западу — поднятие Сиу. В широтной полосе между этими выступами развиты верхнемеловые отложения. Общее строение бассейна показано на рис. 165, 166, 167.

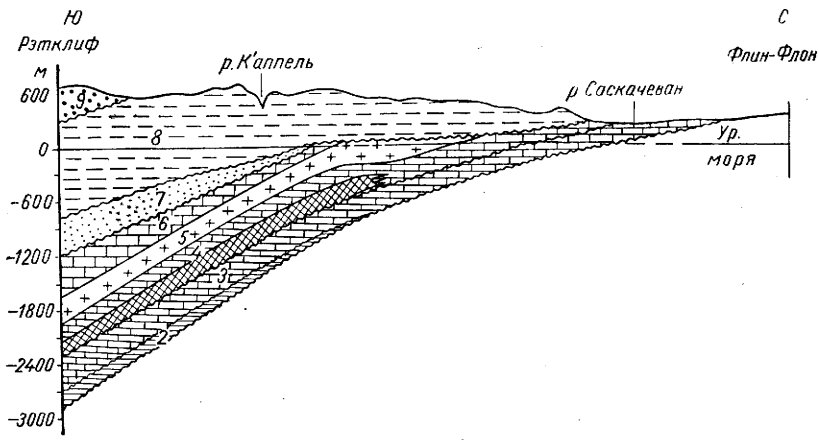


Рис. 167. Меридиональный разрез северного борта Уиллистонского бассейна от границы с США до Канадского щита (по Г. Б. Дарлингу и П. В. Вуду, 1958 г.).

1 — докембрий; *2* — кембрий; *3* — силур — ордовик; *4* — средний девон; *5* — верхний девон; *6* — миссисипий; *7* — юра; *8* — мел; *9* — третичные отложения.

В пределах бассейна на докембрийском фундаменте развита осадочная толща суммарной мощностью более 4 *км*. В ней представлены отложения от кембрийского до эоценового возраста. Они выражены в подавляющем большинстве фациями открытого морского бассейна. В разрезе девона, миссисипия и особенно юры довольно широко развиты также лагунные фации.

Карбонатные разности резко преобладают в отложениях палеозоя и практически отсутствуют в мезозойском комплексе. Наиболее полный разрез осадочной толщи развит в максимально погруженной части бассейна, в США. В канадском секторе бассейна отсутствуют отложения триаса и пенсильвания (табл. 72).

Таблица 72

Схематический сводный стратиграфический разрез Уиллистонского бассейна

Система	Кратная литологическая характеристика	Максимальная мощность, *м*
Палеоген	Песчаники, глины, конгломераты	300
Мел	Песчаники, глины	1200
Юра	Глины, песчаники; в основании пестроцветные глины и ангидриты	360
Триас-пенсильваний	Песчаники, глины, известняки	350
Миссисипий	Известняки, доломиты, ангидриты; в нижней части глины и песчаники	750
Девон	Известняки, доломиты, ангидриты, соль, рифогенные известняки	600
Силур	Известняки, доломиты	300
Ордовик	Известняки; в нижней части песчаники и глины	200
Кембрий	Песчаники, глины	250
Докембрий	Изверженные и метаморфические породы фундамента	

Нефтегазоносность приурочена преимущественно к отложениям мелового, юрского, миссисипского и ордовикского возраста. Распределение нефтегазоносности по разрезу дается в табл. 73.

Таблица 73

Нефтегазоносные горизонты Уиллистонского бассейна

Система	Название продуктивного горизонта	Литологический состав и мощность, *м*	Основные области распространения и крупнейшие месторождения, где продуктивны данные толщи и горизонты
Мел	Викинг[1] Кантуар, Спарки Юнити, Базальный и др. Преимущественно газоносные	Песчаники, 5—15	Монтана (зона Цедар-Крик), Саскачеван (Блейрмор, Гулл Лейк, Колевилл-Смайли (г), Хэттон (г), Гузьер (г)
Юра	Розрей[2], Шаунавон[2] и др.	Песчаники, 5—11	Сев. Монтана, Саскачеван (Кантуар, Фостертон, Саксесс, Доллард)
Пенсильваний		Песчаники	Сев. Дакота (Фрайбург)
Миссисипий	Мадисон[2]	Известняки оолитовые, кавернозные, органогенные, 5—30	Саскачеван (Стилмэн, Мидейл, Вейбурн, Нотингем, Алида), Манитоба (Дели, Вирден-Розалеа), Монтана (Пайн, Кэбин-Крик), Сев. Дакота (Тиога, Бивер Лодж)
	Банфф	Песчаники	Саскачеван (Колевилл)
Силур—девон		Известняки, доломиты	Монтана (зона Цедар-Крик), Сев. Дакота (зона Нессон)
Ордовик	Ред Ривер[2], Виннипег[2]	Песчаники Известняки	Монтана (Аутлук, зона Цедар-Крик), Сев. Дакота, Южная Дакота

[1] Важнейшие газоносные горизонты.
[2] Важнейшие нефтеносные горизонты.
Примечание. Указанные в скобках (г)—газовые месторождения.

В канадской части бассейна месторождения сосредоточены в трех зонах нефтегазонакопления: Соурис Велли, Рапдан-Фостертон и Колевилл-Смайли. Первые две связаны с зонами выклинивания и несогласия, последняя — с линейным структурным поднятием, разделяющим Уиллистонский и Западно-Канадский бассейн. В зоне Соурис Велли, расположенной на платформенном борту бассейна, находятся крупнейшие месторождения провинций Саскачеван и Манитоба. По строению и по типу заключенных в них залежей они весьма сходны. Нефтеносные карбонатные горизонты миссисипского возраста в кровле и подошве ограничены ангидритами, а вверх по восстанию слоев в северо-восточном направлении срезаются поверхностью размыва и перекрыты плохо проницаемой глинистой юрской пестроцветной свитой. Формирование скоплений нефти в основном контролируется поверхностью несогласия. Иногда они расположены непосредственно под ней, а в ряде месторождений заключены на несколько десятков метров ниже кровли миссисипских отложений. Это обусловлено процессами вторичного окремнения и заполнения ангидритом трещин верхней части карбонатного комплекса в послемиссисипское время; поэтому она превратилась в непроницаемую покрышку.

Таким образом, в зоне Соурис Велли находятся месторождениях омоклинали, связанные с зонами несогласия.

Залежи, если они отчетливо контролируются наличием непроницаемой глинистой покрышки над поверхностью размыва миссисипского комплекса

и расположены непосредственно под этой поверхностью, являются массивными в эрозионных выступах. Такие залежи имеются, например, на месторождениях Алида, Гастингс, Тилстон. В ряде месторождений залежи заключены на некоторой глубине под поверхностью размыва в ловушках, возникших за счет уменьшения пористости и проницаемости миссисипских известняков вверх по восстанию слоев. Такие литологически экранированные залежи разведаны на месторождениях Дели, Стилмэн в горизонте фробишер и др. Залежи на месторождениях Мидейл, Вирден-Розалеа, Стилмэн и Кингсфорд в горизонте мидейл и других являются литологически экранированными с элементами стратиграфического экранирования.

Зона нефтенакопления Рапдан-Фостертон простирается с севера на юг на 150 *км* на западном борту бассейна. Нефтеносны песчаные горизонты юры и нижнего мела. В западном направлении некоторые из этих горизонтов срезаются поверхностями размыва. Имеющиеся сведения дают основания предполагать, что большинство месторождений связано с зоной несогласий на гомоклинали. Среди канадских геологов существует мнение, что некоторые месторождения приурочены к небольшим возрожденным поднятиям, возникшим за счет подвижек блоков фундамента. Примерами таких месторождений служат Кантуар и Фостертон.

Наиболее типичными залежами в рассматриваемой зоне, очевидно, являются стратиграфически экранированные и пластовые сводовые.

Зона Колевилл-Смайли находится в западном Саскачеване у границы с Альбертой. Она приурочена к пологому структурному перекату Норс Баттлфорд, разделяющему Уиллистонский и Западно-Канадский бассейны. Имеющиеся здесь месторождения связаны с пологими платформенными поднятиями. Наиболее крупным и типичным является месторождение Колевилл. На нем имеются две залежи. Нижняя, заключенная в миссисипских песчаниках банфф, является пластовой сводовой, осложненной поверхностью размыва. Верхняя залежь на месторождении Колевилл является пластовой сводовой. Наиболее высокие участки пласта заняты газом, а пониженные — нефтью.

В американском секторе бассейна отчетливо выделяются две зоны нефтегазонакопления — в Сев. Дакоте и Монтане. Первая связана с погребенным

Таблица 74

Месторождения и свойственные им залежи Уиллистонского бассейна

Месторождения	Залежи	Крупнейшие или типичные месторождения
Месторождения гомоклиналей, связанные с зонами несогласия	а) Массивные в эрозионных выступах	Алида, Тилстон, Гастингс
	б) Литологически экранированные	
	в) Литологически экранированные с элементами стратиграфического экранирования	Мидейл, Вирден-Розалеа, Стилмен
	г) Пластовые, стратиграфически экранированные	Месторождения зоны Рапдан-Фостертон
Месторождения возрожденных (?) поднятий	Пластовые сводовые	Кантуар-Фостертон
Месторождения погребенных платформенных поднятий	а) Пластовые сводовые	Колевилл, Смайли, Эврика, Тиога, Бивер Лодж
	б) Массивные в структурных выступах	
Месторождения антиклинальных передовых складок	а) Массивные в структурных выступах	Фаллон, Пайн, Кэбин-Крик (зона Цедар-Крик)
	б) Пластовые сводовые	

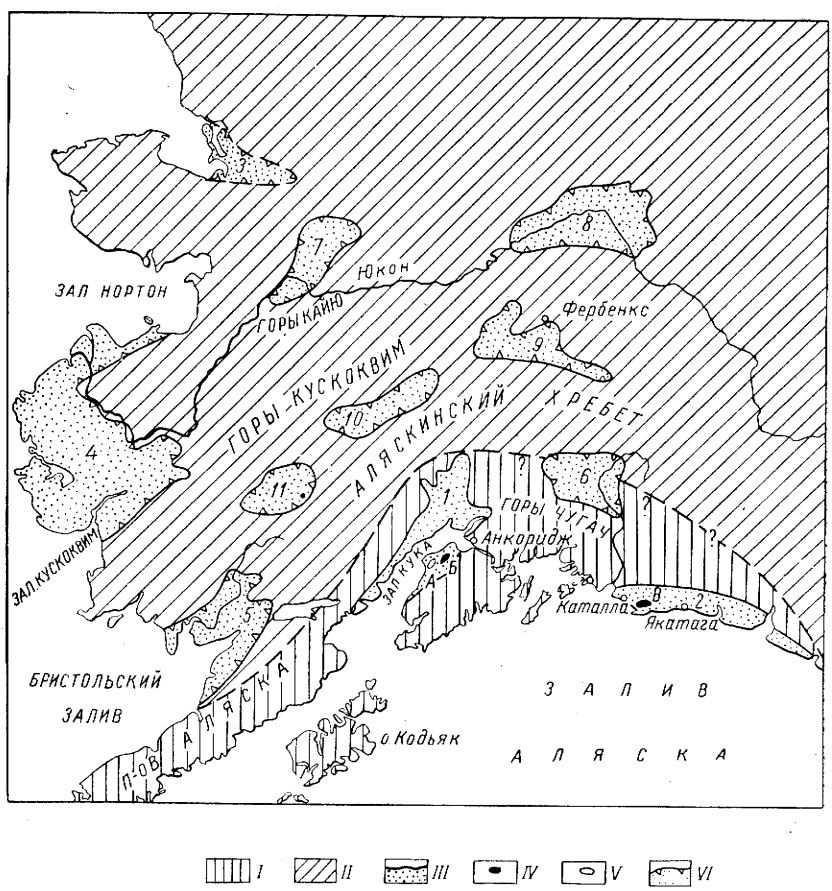
поднятием Нессон, включающем меридиональную цепочку невысоких брахиантиклиналей. В пределах зоны имеется ряд месторождений платформенных поднятий, из которых крупнейшими являются Бивер-Лодж и Тиога. Наиболее крупные массивные залежи в структурных выступах заключены в миссисипских известняках Мадисон. Гораздо меньшее промышленное значение имеют массивные залежи в структурных выступах известняков силура — девона и пластовые сводовые залежи в песчаниках ордовика.

Ряд месторождений приурочен к зоне передовых складок Цедар-Крик в Монтане. Длина ее достигает 200 *км*. Месторождения этой зоны связаны с отдельными, четко выраженными антиклиналями, заключающими массивные залежи нефти в карбонатных комплексах миссисипского, силурийского и ордовикского возраста, а также пластовые сводовые залежи газа в песчаниках меловой системы (табл. 74).

§ 60. ГРУППА СЕВЕРНЫХ ВНУТРИКОРДИЛЬЕРСКИХ БАССЕЙНОВ

БАССЕЙНЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЛЯСКИ

Центральная Аляска представляет область мезозойской складчатости, в которой выделяется ряд сравнительно небольших по площади межгорных прогибов, выполненных верхнемезозойскими и кайнозойскими рыхлыми



I II III IV V VI

Рис. 168. Карта бассейнов Центральной и Южной Аляски (по Д. Миллеру, Т. Пейну Д. Грику).

I — область кайнозойской складчатости; *II* — область мезозойской складчатости; *III* — Южно-Аляскинские нефтегазоносные бассейны; *1* — залива Кука; *2* — Сэнт Элиас, *IV* — месторождения нефти: Свенсон Ривер (*Б*), Каттала (*В*); *V* — месторождения газа: Кенай (*А*); *VI* — Центрально-Аляскинские возможно нефтегазоносные бассейны. *3* — Селавик, *4* — Нортон — Бетел, *5* — Нушагак, *6* — Коппер Ривер, *7* — Коюкук (Галина), *8* — Порюпайн, *9* — Танана, *10* — Минчумина, *11* — Холитна.

осадками. Песчано-глинистые и угленосные отложения кайнозоя в основном представлены континентальными и в меньшей степени морскими фациями.

В некоторых межгорных прогибах мощность осадочного выполнения достигает предположительно нескольких тысяч метров.

Указанные межгорные прогибы являются возможно нефтегазоносными бассейнами послепалеозойских складчатых сооружений. Все они характеризуются относительно простым строением (рис. 168).

Бассейны Поркюпайн, Танана, Минчумина, Коппер-Ривер, Холитна и Галина (Коюкук) обладают наземным горным обрамлением. У бассейнов Селавик, Нортон-Бетел и Нушагак обрамление является частично подводным. Следует отметить, что южная часть бассейна Коппер-Ривер, вероятно, располагается в области кайнозойской складчатости. Все перечисленные бассейны изучены очень слабо.

Перспективными для поисков нефти и газа считаются отложения кайнозоя. С ними связаны нефтегазопроявления на поверхности. Признаки нефти и газа в кайнозойских осадках отмечались при бурении мелких скважин в бассейнах Нортон-Бетел и Селавик.

§ 61. ГРУППА ЮЖНЫХ ВНУТРИКОРДИЛЬЕРСКИХ БАССЕЙНОВ

Группа внутрикордильерских бассейнов объединяет межгорные бассейны, расположенные среди горных сооружений системы Кордильер и непосредственно связанных с ними массивов.

В состав группы входит ряд смежных бассейнов, издавна известных под названием бассейнов Скалистых гор. Особняком расположен значительно западнее небольшой бассейн Паско. Оба относятся к гомогенным межгорным бассейнам послепалеозойских складчатых систем с наземным обрамлением.

БАССЕЙНЫ СКАЛИСТЫХ ГОР

В Скалистых горах находятся бассейны, известные под названиями Бигхорн, Паудер Ривер, Уинд Ривер, Грин Ривер, Ханна-Ларами, Норс Парк, Уинта, Парадокс, Блэк Мэса — Кэйпароуитс и Сан Хуан. Из них Блэк Мэса — Кэйпароуитс (и Парадокс?), видимо, образованы на базе части срединного массива Колорадо. По мере развития поисково-разведочных работ и открытия новых месторождений число промышленно-нефтеносных бассейнов Скалистых гор увеличивается. Так, например, бассейны Норс Парк, Ханна-Ларами, Парадокс, Блэк Мэса — Кэйпароуитс вступили в строй сравнительно недавно (рис. 169).

Обрамлением отдельных бассейнов служат почти всегда морфологически резко выраженные горами и тектонически сильно поднятые элементы сложно построенной системы Скалистых гор. Остов этих поднятий сложен, как правило, докембрийскими и изверженными породами, перекрываемыми на склонах палеозойскими и мезозойскими осадочными толщами. Фундамент впадин — докембрийский, выполнены же они отложениями от кембрия до современных включительно.

Общая максимальная мощность осадочных толщ в различных бассейнах колеблется между 4,5 тыс. *м* в бассейне Сан Хуан и 9—10 тыс. *м* в бассейнах Уинд Ривер и Грин Ривер.

В составе этого выполнения можно различить два комплекса, разделенных выраженным несогласием. В нижний комплекс входят толщи, отложившиеся до образования нынешних впадин и поднятий. Мощность их, как правило, возрастает с востока на запад, в пределах региона в целом, не контролируясь его современным расчленением. Верхний комплекс занимают толщи, отложенные после образования теперешних впадин и поднятий. Мощность его, как правило, увеличивается от краев по направлению к центральной части в пределах каждого отдельного бассейна. Стратиграфическая граница между обоими комплексами несколько различна в разных частях региона,

но в основном она проходит между палеоценом и эоценом. Внутри нижнего комплекса в свою очередь отмечаются отдельные несогласия.

Разрез палеозоя характеризуется преобладанием карбонатных пород, а мезозоя и кайнозоя — решительным преобладанием песчано-глинистых отложений, из которых, в особенности в третичной толще, значительная часть приходится на континентальные образования.

По мощности основная часть разреза почти всюду приходится на мезозой, в частности мел.

Для примера приводится схематический разрез бассейна Бигхорн (табл. 75).

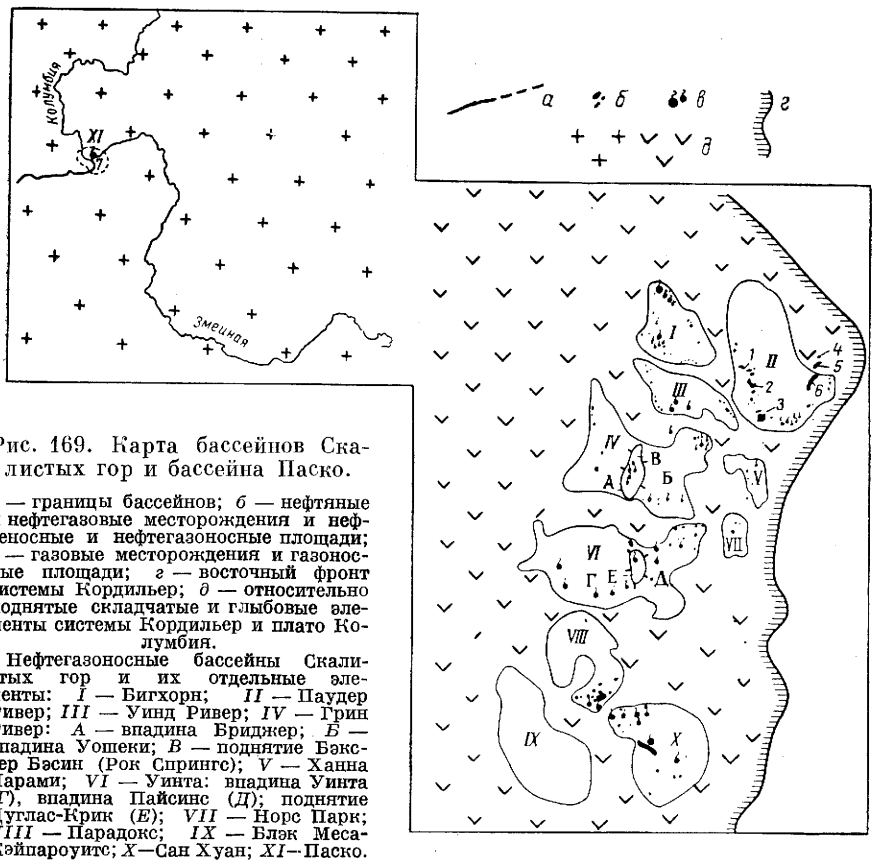


Рис. 169. Карта бассейнов Скалистых гор и бассейна Паско.

а — границы бассейнов; *б* — нефтяные и нефтегазовые месторождения и нефтеносные и нефтегазоносные площади; *в* — газовые месторождения и газоносные площади; *г* — восточный фронт системы Кордильер; *д* — относительно поднятые складчатые и глыбовые элементы системы Кордильер и плато Колумбия.

Нефтегазоносные бассейны Скалистых гор и их отдельные элементы: *I* — Бигхорн; *II* — Паудер Ривер; *III* — Уинд Ривер; *IV* — Грин Ривер: *А* — впадина Бриджер; *Б* — впадина Уошеки; *В* — поднятие Бэкстер Бэсин (Рок Спрингс); *V* — Ханна Ларами; *VI* — Уинта: впадина Уинта (*Г*), впадина Пайсинс (*Д*); поднятие Дуглас-Крик (*Е*); *VII* — Норс Парк; *VIII* — Парадокс; *IX* — Блэк Меса-Кэйпароуитс; *X*—Сан Хуан; *XI*—Паско.

Нефтяные и газовые месторождения: *1* — Мидоу-Крик, *2* — Солт-Крик, *3* — Биг-Мадди, *4* — Оседаж, *5* — Фидлер, *6* — Клэйртон, *7* — Рэттлснэйк Хилс.

Разрез бассейна Уинд Ривер носит весьма сходный характер. Основными отличиями являются: 1) присутствие венчающей разрез олигоценовой серии Уайт Ривер мощностью около 130 *м*; она слагается песками и вулканическими пеплами с горизонтом валунника в основании и залегает на эоценовой толще с эрозионным несогласием; 2) угловое несогласие внутри эоценовой толщи; 3) значительно меньшая мощность (около 400 *м*) верхнемеловой серии Колорадо.

В бассейне Паудер Ривер верхнемеловая серия Колорадо пользуется лишь ограниченным развитием; разрез перми и пенсильвания отличается большей песчанистостью; отмечаются несогласия также в основании палеоцена, внутри нижнего мела и перми и в основании миссисипия и пенсильвания.

В бассейне Уинта разрез венчается миоценовыми (?) конгломератами Бишоп мощностью около 30 *м* и нижнеолигоценовой глинисто-песчаной свитой Дюшен Ривер мощностью 420 *м*. В разрезе эоцена выделяется

Таблица 75

Схематический сводный стратиграфический разрез бассейна Бигхорн

Возраст	Местное расчленение: серии	Местное расчленение: свиты	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Эоцен		Уосэтч	Континентальные пестроцветные глины с подчиненными песками и конгломератами	1300
		Несогласие		
Палеоцен		Форт Юнион	Континентальные, часто красноцветные рыхлые песчаники и глины с подчиненными углями	5600
Верхний мел	Ларами	Лэнс	Песчаники рыхлые, косослоистые, подчиненные глины	1800
	Монтана	Мититс и Игл	Континентальные глины и песчаники, подчиненные угли	1300
	Колорадо	Коди, Карлайль, Фрончиер, Маури, Термополис	Морские глины серые и темные с подчиненными песчаниками	4500
Нижний мел	Кловерли	Дакота (в большинстве районов формации Дакота относится к основанию верхнего мела)	Континентальные песчаники	30
		Фасон	Глины серые, зеленые, коричневые	100
			Континентальные песчаники и конгломераты	50
Верхняя юра	Сандэнс	Моррисон	Пестроцветные глины с подчиненными песчаниками	600
			Глины зеленые и песчаники серые; подчиненные оолитовые известняки и ангидриты	400
Средняя юра		Гипсум Спринг	Ангидриты и пестроцветные глины	80
		Несогласие		
Триас		Чагуотер	Континентальные красноцветные глины, песчаники, аргиллиты	600
		Динвуди	Глины зеленые и ангидриты	35
Пермь — пенсильваний		Эмбар Тенслип	Известняки и доломиты	300
			Песчаники с подчиненными карбонатными породами	150
		Амсден	Известняки, красные глины, подчиненные песчаники	200
Миссисипий — девон	Мэдисон, Трифоркс		Массивные известняки	700
			Известняки, глины, песчаники	200

Продолжение табл. 75

Возраст	Местное расчленение		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
	серии	свиты		
Перерыв				
Ордовик, кембрий		Бигхорн	Массивные доломиты и известняки	300
		Джеллатин	Глины зеленые, известняки, песчаники	500
		Грос Вентр	Глины и песчаники	500
		Флэтхед	Песчаники	100

мергелисто-песчаная свита Грин Ривер мощностью около 1200 *м*. Разрез перми и пенсильвания — песчано-глинистый. Отмечаются несогласия в основании олигоцена, внутри эоцена, внутри мела, между мелом и юрой и внутри триаса и палеозойской толщи.

В бассейне Сан Хуан весьма сокращен разрез палеозойской допенсильванской толщи, а основные несогласия отмечаются в основании пенсильвания и между юрой и мелом.

В бассейне Парадокс в разрезе пенсильвания развита доломито-соленосная толща Хермоса.

В бассейне Блэк Мэса — Кэйпароуитс значительно возрастает мощность палеозоя в целом.

Номенклатура местного расчленения в различных бассейнах нередко также весьма различна.

Некоторые из описываемых бассейнов, например, Норс Парк, Ханна-Ларами, представляют собой совсем небольшие по размерам впадины, другие, например, Грин Ривер, Бигхорн, весьма обширны. Почти все бассейны довольно резко асимметричны, оси их прижаты к северным либо к западным бортам. В отдельных случаях обрамление бассейнов на отдельных участках, и эвентуально разграничение их с соседними бассейнами, морфологически и тектонически выражено не резко. Таков, например, раздел между бассейнами Сан Хуан на юго-востоке и Парадокс на северо-западе. Обширные бассейны Грин Ривер и Уинта каждый разделены поперечными валообразными поднятиями в их центральных частях на две взаимно сообщающиеся впадины: поднятие Бэкстер Бэсин, иначе Рок Спрингс, разделяет бассейн Грин Ривер на западную впадину — Бриджер и восточную — Уошэки; поднятие Дугласс-Крик разделяет бассейн Уинта на западную впадину — собственно Уинта и восточную Пайсинс. Аналогично небольшой бассейн Ханна-Ларами пережимается внутренним поднятием на две соответственно именуемые впадины. Представление о строении некоторых впадин дают рис. 170—175.

На бортах бассейнов, помимо ряда террасовидных и очень пологих замкнутых форм, широко развиты многочисленные антиклинальные линии и отдельные антиклинали. Они, как правило, обладают большой структурной амплитудой и резко выражены почти во всей осадочной толще, затухая лишь в третичных слоях. В расположении их часто наблюдается кулисообразность, но в общем они простираются, как правило, вдоль бортов бассейнов.

Входящие в состав антиклинальных линий поднятия то куполообразны, то резко вытянуты и сжаты. Для большинства характерна асимметрия; крылья, обращенные к центральной части бассейнов, обычно круче. Очень часты отдельные, либо многочисленные эпиантиклинальные сбросы. Реже поднятия нарушены надвигами. Но западные борта бассейнов Грин Ривер и Уинта обрамляются зоной так называемых главных надвигов Скалистых

гор; здесь антиклинальные линии нарушены крупными надвигами, служащими передовыми элементами затухающей к востоку системы главных надвигов.

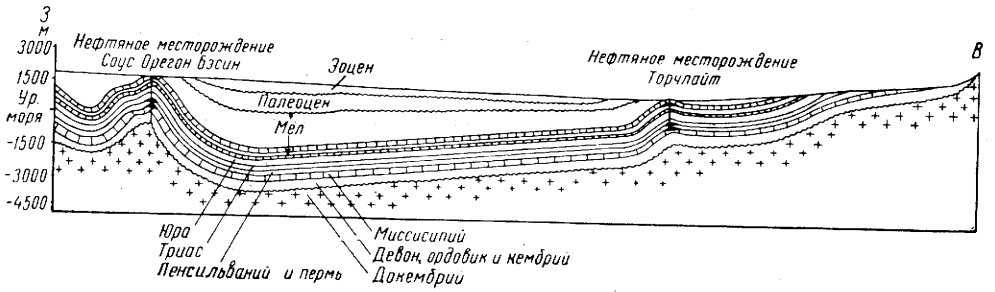


Рис. 170. Профильный разрез через бассейн Биг Хорн (из «Rocky Mountains Region», Bull, AAPG, № 2, 1954 г.).

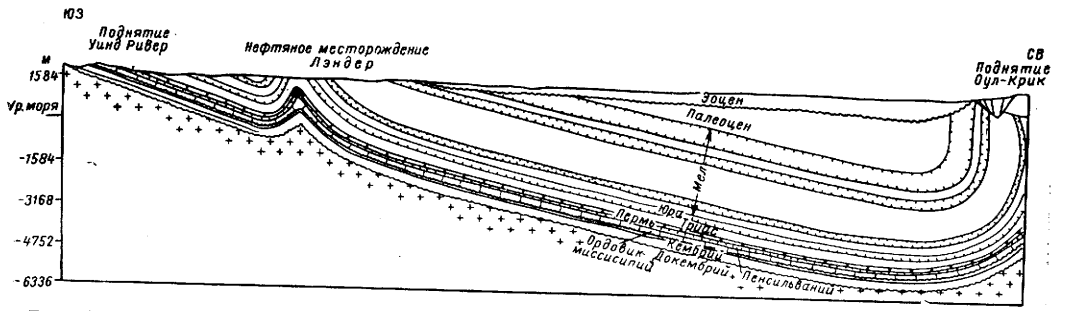


Рис. 171. Профильный разрез через бассейн Уинд Ривер (из «Rocky Mountains Region», Bull, AAPG, № 2, 1951 г.).

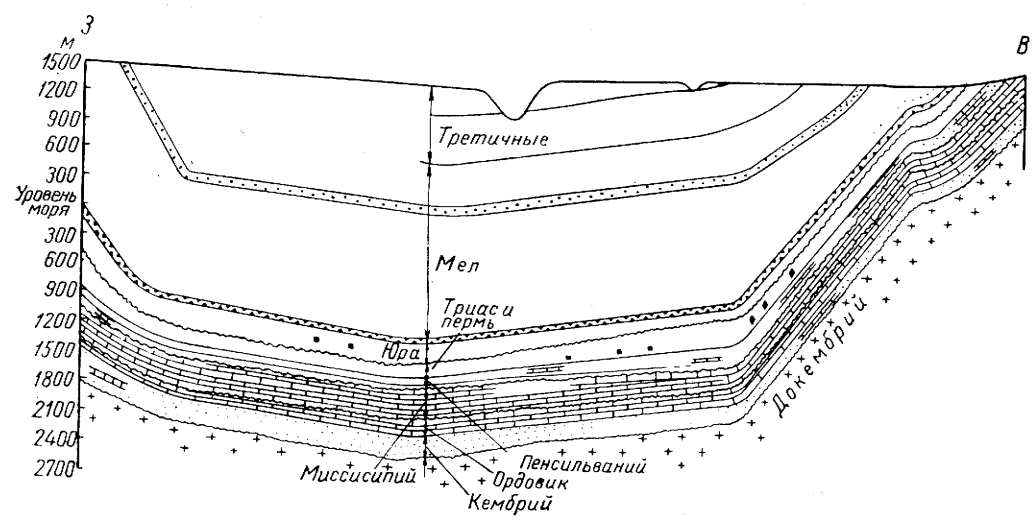


Рис. 172. Профильный разрез через бассейн Паудер Ривер (из «Rocky Mountains Region», Bull. AAPG, № 2, 1951 г.).

Стратиграфический интервал нефтегазоносности в бассейнах Скалистых гор в целом весьма широк, охватывая практически всю осадочную толщу от кембрия до третичных отложений включительно. Известны также залежи в трещиноватых породах фундамента. Однако основное значение имеет

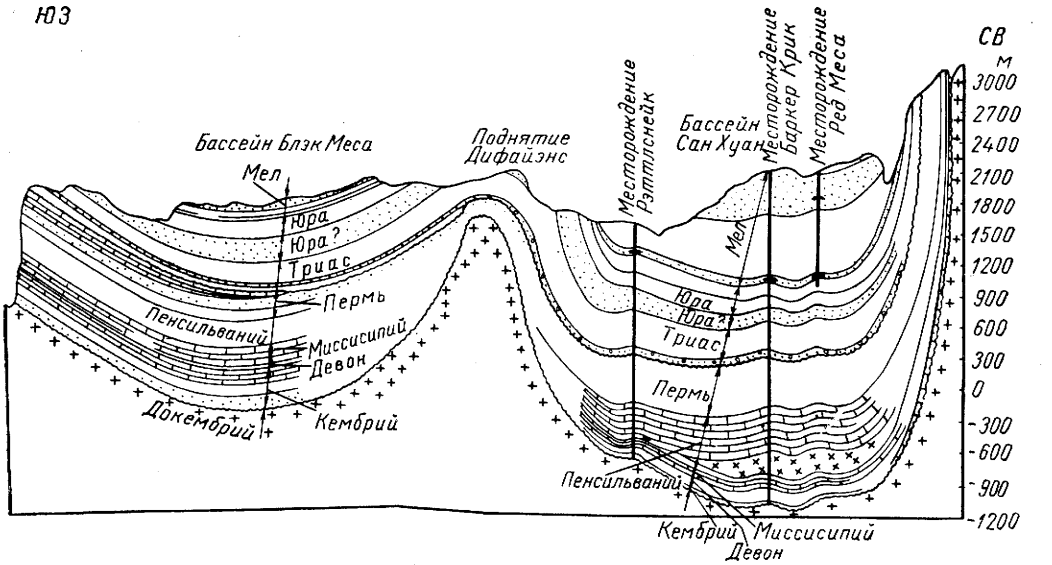


Рис. 173. Профильный разрез через северную часть бассейна Сан Хуан и бассейн Блэк Меса (из «Rocky Mountains Region», Bull. AAPG, № 2, 1951 г.).

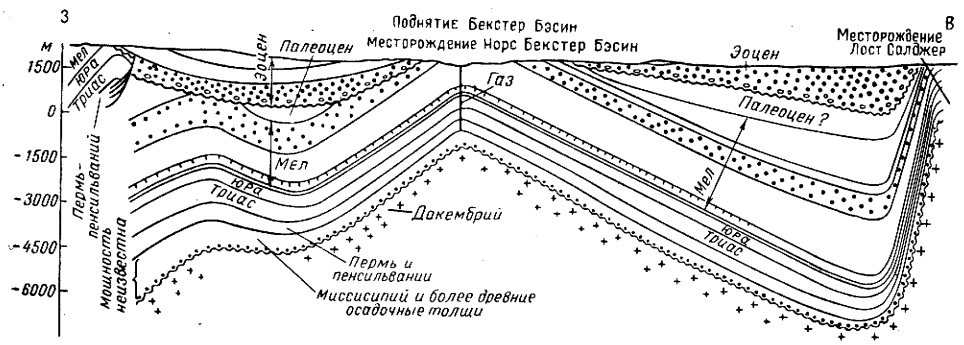


Рис. 174. Профильный разрез через бассейн Грин Ривер (из «Rocky Mountains Region», Bull. AAPG, № 2, 1951 г.).

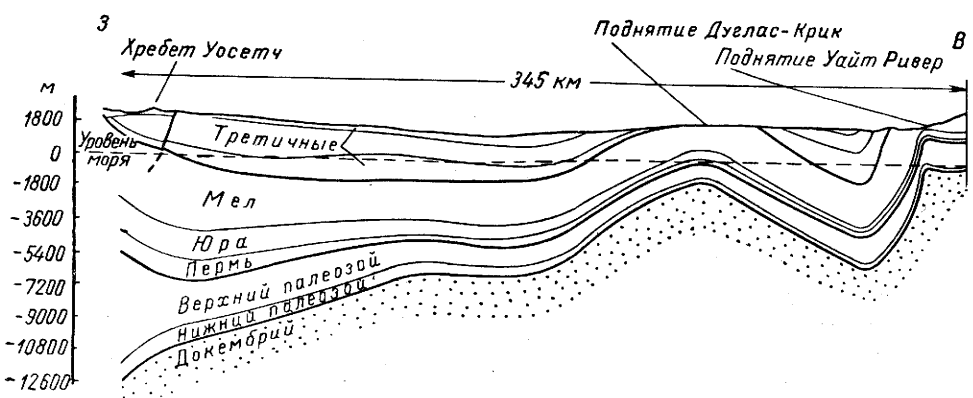


Рис. 175. Профильный разрез через бассейн Уинта (по Lewis F. Wells, 1958 г.).

продуктивность, с одной стороны, мела и юры, с другой, — пенсильвания и миссисипия. В самые последние годы весьма интенсивно развивается добыча из пенсильванских отложений в бассейне Парадокс. В мезозое и в кайнозое коллекторы преимущественно карбонатные.

Большинство месторождений бассейнов Скалистых гор группируются в зоны нефтегазонакопления, связанные с упомянутыми многочисленными антиклинальными линиями, развитыми на бортах бассейнов. Месторождения в них связаны с отдельными поднятиями, входящими в состав линий, структурные особенности которых охарактеризованы выше. Залежи — чаще всего пластовые, сводовые, реже — литологически либо тектонически экранированные. Примером подобной зоны может служить зона Солт-Крик — Биг Мадди, простирающаяся вдоль юго-западного борта бассейна Паудер Ривер. На поднятиях, связанных с затухающими к востоку крупными надвигами, в бассейне Грин Ривер, по-видимому, имеются и стратиграфически экранированные залежи в зоне Ла Бардж. С внутренними поперечными поднятиями Бэкстер Бэсин и Дуглас-Крик также связаны зоны нефтегазонакопления, в которых месторождения приурочены к отдельным, хорошо выраженным брахиантиклиналям, осложняющим эти поднятия.

Иногда можно наблюдать, как вблизи антиклинальной линии несколько структурно, ниже по моноклинальному падению борта бассейна, протягивается полоса мелких структурных осложнений, в основном террасовидных. К таким полосам также приурочены зоны нефтегазонакопления с месторождениями, связанными с упомянутыми осложнениями; залежи в них преобладают литологически экранированные. Примером может служить зона месторождений Сассекс — Мидоу-Крик, соседняя с упомянутой антиклинальной зоной Солт-Крик — Биг Мадди.

Подчиненное значение имеют небольшие зоны и группы месторождений, связанные с небольшими, округлыми в плане, рифовыми поднятиями в бассейне Парадокс, в районе месторождения Анет.

В бассейнах Скалистых гор известны также чисто моноклинальные зоны нефтегазонакопления. Примером может служить крупная зона, простирающаяся вдоль северо-восточного борта бассейна Паудер Ривер, т. е. далекого западного борта, обрамляющего его поднятия Блэк Хиллс. Она приурочена к хорошо выраженной структурной террасе, осложняющей моноклинальный борт. Отдельные месторождения, например, Муркрофт, Клэйртон, Осэдж, Фидлер-Крик, Дьюи, связаны с брахиантиклиналями весьма малой амплитуды, либо с носовидными осложнениями.

В восточной части бассейна Грин Ривер, во впадине Уошэки, зона нефтегазонакопления приурочена к выклиниванию на моноклинали восточного борта впадины вверх по восстанию слоев продуктивной здесь пермской доломитовой формации Фосфория. Месторождения Коттонвуд и другие, по-видимому, с массивными залежами связаны с отдельными небольшими рифовыми поднятиями, протягивающимися в полосе выклинивания.

Шире всего стратиграфические моноклинальные зоны нефтегазонакопления развиты в бассейне Сан Хуан. Так, например, на юго-восточном борту бассейна зона нефтегазонакопления приурочена к протягивающейся вдоль моноклинали борта полосе ископаемых баров, сложенных верхнемеловой формацией Джеллай, группы Месаверде. Месторождения Бисти, Саус Баркер и другие содержат литологически ограниченные со всех сторон залежи в песчаных скоплениях полосы баров.

На этом же борту бассейна другая зона нефтегазонакопления приурочена к выклиниванию вверх по восстанию слоев продуктивных песчаных пачек верхнемеловой серии Колорадо. Месторождения Севен Лэйкс, Стони Баттс и другие с литологически экранированными залежами связаны небольшими структурными осложнениями на моноклинальном борту.

В сходных условиях находятся газовые месторождения районов Блумфилд — Фармингтон, несколько ближе к центральной части бассейна, на которых продуктивны песчаники верхнемеловой серии Монтана.

В осевой зоне того же бассейна Сан Хуан упоминается синклинальное газовое месторождение Бланко, на котором газоносны отдельные песчаные линзы среди глинистой верхнемеловой свиты Месаверде.

Перспективность бассейнов Скалистых гор, видимо, далеко не ограничивается известными месторождениями.

БАССЕЙН ПАСКО

Совершенно обособленно, вне ларамийской зоны Скалистых гор, а значительно западнее, среди вулканического плато р. Колумбии, видимо, связанного со срединным массивом, расположена мало изученная впадина Паско (см. рис. 172).

В составе выполнения впадины, видимо, участвуют третичные толщи. В ней известно одно незначительное газовое месторождение — Рэттснейк Хиллс. Оно связано с поднятием, слагаемым в верхней части туфами, брекчиями и вулканическими пеплами. Ниже базальтовые лавы переслаиваются с озерными глинами. Газоносны отдельные пористые и проницаемые участки базальтовых лав, залегающие на небольшой глубине; глины же служат непроницаемой покрышкой для залежей.

§ 62. СЕВЕРНАЯ ГРУППА ЗАПАДНО-КОРДИЛЬЕРСКИХ БАССЕЙНОВ

Вдоль западной периферии системы Кордильер, примыкая к Тихому океану, расположены, как отмечено выше, три группы западно-кордильерских бассейнов — северная, центральная и южная. В них входят межгорные бассейны послепалеозойских складчатых систем и современных геосинклиналей. Эти бассейны гомогенны, в большинстве случаев с частично подводным обрамлением. Они срезаются современной береговой линией Тихого океана. Осадочное выполнение и возраст продуктивных и перспективных отложений в них главным образом третичные.

В Северную группу входят южно-аляскинские бассейны.

ЮЖНО-АЛЯСКИНСКИЕ БАССЕЙНЫ

Эти бассейны располагаются в области альпийской складчатости, вытянутой вдоль южного побережья полуострова Аляска (см. рис. 171). Они приурочены к межгорным впадинам, выполненным мощными рыхлыми толщами кайнозойских осадков, залегающих на интенсивно дислоцированных и метаморфизованных комплексах мезозоя. Последние принимают основное участие в строении складчатых сооружений, обрамляющих межгорные южно-аляскинские бассейны.

Бассейн Сэнт-Элиас. Южное горное обрамление этого бассейна располагается под водами Аляскинского залива. В бассейне развита толща эоценовых — плиоценовых осадков, разделяющаяся на три комплекса.

1. Эоцен — нижний олигоцен. Этот комплекс в районе Каттала включает несколько свит; в районе Якатага представлен свитой калтит; переслаивающиеся, взаимно вклинивающиеся континентальные угленосные и мелководные морские песчано-глинистые осадки. Мощность более 2800 *м*.

2. Средний олигоцен — средний миоцен. В районе Каттала комплекс соответствует свите каттала, а в районе Якатага — свите паул-крик. Морские песчаники, глины с прослоями туфов и конгломератов. Мощность 1850—2650 *м*.

3. Верхний миоцен — плиоцен (свита якатага). Мелководные песчаники и глины с прослоями конгломератов. Мощность 3000—4500 *м*.

В 1902 г. в районе Каттала было открыто небольшое месторождение нефти, эксплуатация которого продолжалась до 1932 г. Суммарная добыча составила 20 тыс. *т*. Нефть заключалась в трещиноватых песчаниках и алевролитах свиты каттала на глубине 110—530 *м*.

Бассейн залива Кука. Осадочное выполнение представлено отложениями кайнозоя, начиная с эоценовых. Самая глубокая скважина в бассейне достигла глубины 4586 *м*, но не вышла из осадков эоценового отдела (рис. 176).

Разрез представлен угленосными песчано-глинистыми литофациями. Слои осадочного выполнения залегают почти горизонтально, а иногда образуют пологие поднятия. К таким поднятиям приурочены два крупных месторождения — Свенсон Ривер и Кенай, открытые в 1957 и 1959 гг.

На Свенсон Ривер, длина которого достигает 6,5 *км*, разведаны две пластовые сводовые залежи в песчаниках эоцена. Верхняя газовая обнаружена на глубине 2330 *м*; нижняя нефтяная заключена в горизонте хемлок на глубине 3400 *м*. Добыча на месторождении к концу 1960 г. достигла 3800 *т/сутки*.

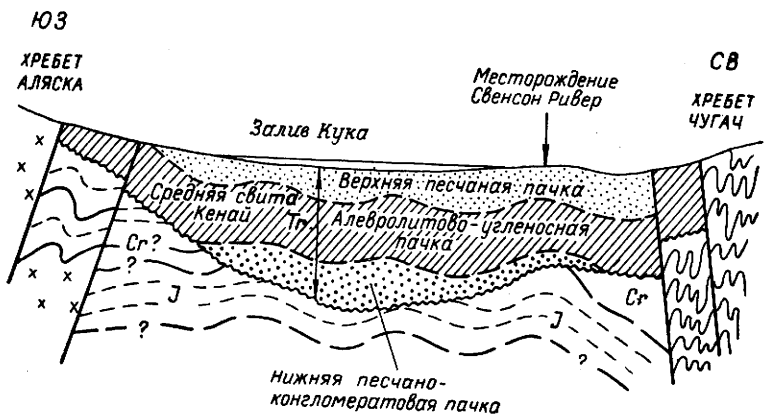


Рис. 176. Геологический разрез через бассейн Кук Инлет.

На Кенай газоносный горизонт вскрыт на глубине 1200—1400 *м*. Мощность его 11—22 *м*. Начальный дебит превышает 850 тыс. $м^3$/*сутки*. Размеры месторождения Кенай 3,5 × 3,5 *км*.

За последние годы на осушенной части бассейна и на акватории залива Кука открыто еще несколько нефтяных и газовых месторождений, в которых продуктивны песчаники горизонта хемлок.

Возможно нефтеносный бассейн р. Коппер изучен чрезвычайно слабо и сведения о нем весьма ограниченные. В его пределах была пробурена скважина глубиной 1470 *м*, вскрывшая разрез песчано-глинистых кайнозойских осадков. При бурении отмечались нефтегазопроявления.

§ 63. ЦЕНТРАЛЬНАЯ ГРУППА ЗАПАДНО-КОРДИЛЬЕРСКИХ БАССЕЙНОВ

Данная группа включает бассейны Фрэйзер и Прибрежно-Тихоокеанский.

БАССЕЙН ФРЭЙЗЕР

Бассейн находится в самом нижнем течении одноименной реки, у границы США и Британской Колумбии. Он расположен среди горных сооружений Тихоокеанского побережья, относящихся здесь, видимо, к невадийской зоне консолидации. К западу бассейн открывается в пролив Джорджия. Бассейн изучен слабо.

В составе выполнения бассейна присутствуют третичные и четвертичные песчано-глинистые отложения. Известно одно незначительное газовое месторождение — Биллинглэн (ныне оставленное?). На нем газоносны линзообразные песчаные коллекторы плейстоценового возраста, залегающие на очень небольшой глубине.

ПРИБРЕЖНО-ТИХООКЕАНСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн расположен в основном в штате Вашингтон (США) среди горного сооружения третичного (до современного?) возраста Береговых хребтов Вашингтона — Орегона. К западу бассейн открывается в Тихий океан. Бассейн изучен слабо и границы его намечены условно; не исключено, что на востоке он соединяется с более обширной впадиной Паджет, вытянутой между Береговыми хребтами и Каскадными горами (рис. 177).

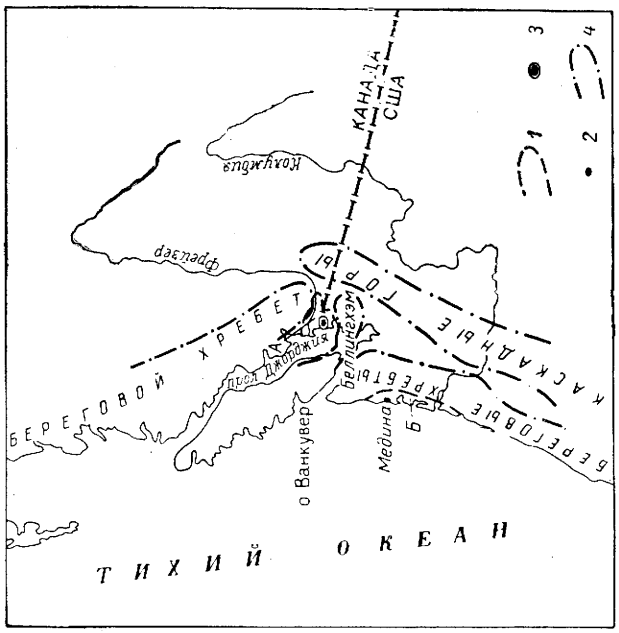


Рис. 177. Карта бассейнов р. Фрейзер и Прибрежно-Тихоокеанского (Вашингтонского).

1 — граница бассейна; *2* — нефтяные месторождения; *3* — газовые месторождения; *4* — складчатые сооружения; *А* — бассейн р. Фрейзер; *Б* — Вашингтонский бассейн.

В составе выполнения бассейна присутствуют третичные отложения, с которыми связаны нефтепроявления, поверхностные и в скважинах. В одной из скважин, пройденной на нарушенной разрывами антиклинали, в 1957—1959 гг. получались промышленные притоки нефти из нижнемиоценовых отложений.

§ 64. ЮЖНАЯ ГРУППА ЗАПАДНО-КОРДИЛЬЕРСКИХ БАССЕЙНОВ (КАЛИФОРНИЙСКИЕ)

В южную группу западно-кордильерских бассейнов входят бассейны, расположенные в непосредственном соседстве друг с другом в штате Калифорния. Они объединяются под общим названием Калифорнийских. Выделяется пять небольших по площади бассейнов — бассейн р. Ил, Салинас-Кайяма, Санта Мария, Вентура и Лос-Анжелос и один более обширный — Сан Хаокин. Кроме первых двух, они, в особенности бассейны Лос-Анжелос и Сан Хаокин, принадлежат в числу богатейших нефтегазоносных территорий земного шара (рис. 178).

Бассейны р. Ил, Салинас-Кайяма, Санта Мария и Вентура представляют собой сравнительно небольшие впадины, расположенные среди служащих им обрамлением поднятых элементов молодой складчатой системы Береговых хребтов Калифорнии, обрезаемой с запада современной береговой

линией Тихого океана. В последний все эти бассейны открываются к северо-западу или к западу. Система Береговых хребтов обладает почти на всем своем протяжении общим СЗ — ЮВ простиранием. На самом же юге оно резко сменяется широтным. Широтный отрезок Береговых хребтов обычно именуется Поперечными хребтами. Среди них расположен бассейн Вентура.

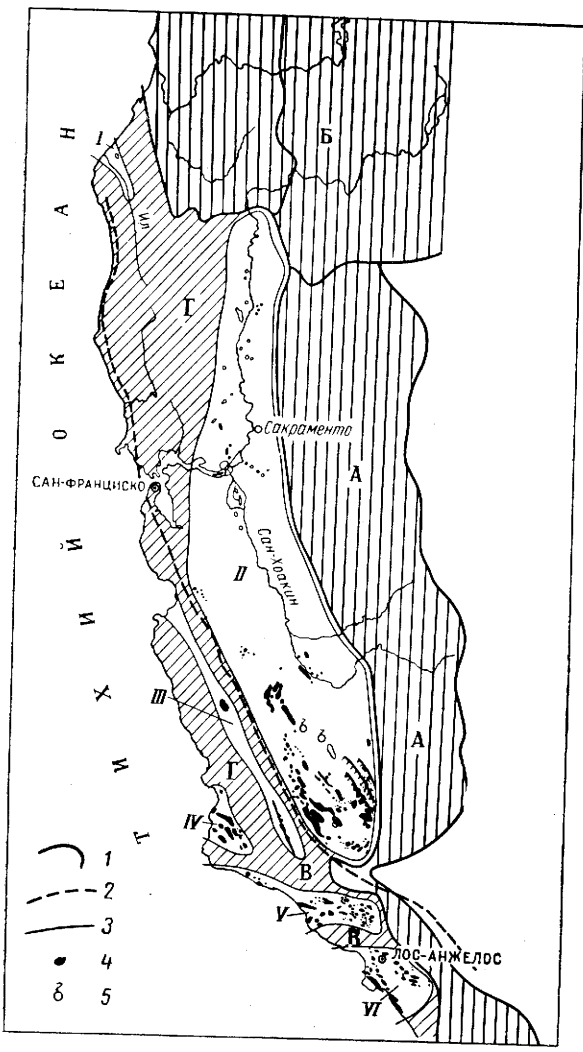


Рис. 178. Карта калифорнийских бассейнов.

I — бассейн р. Ил; *II* — бассейн Сан Хоакин; *III* — бассейн Салинас-Кайяма; *IV* — бассейн Санта Мария; *V* — бассейн Вентура; *VI* — бассейн Лос-Анжелес; *А* — массив Сиерра Невада; *Б* — горы Кламат; *В* — поперечные хребты; *Г* — береговые хребты; *1* — границы бассейнов; *2* — разлом Сан Андреас; *3* — крупнейшие разрывы; *4* — нефтяные и нефтегазовые месторождения; *5* — газовые месторождения.

Бассейн Лос-Анжелос частично также открывается на северо-западе и юго-востоке в Тихий океан и частично с юго-запада и с севера ограничен тоже поднятым элементом системы Поперечных хребтов. С северо-востока же его обрамлением служит Полуостровной хребет — элемент невадийской, т. е. юрского возраста, более древней по сравнению с Береговыми хребтами зоны консолидации.

Обширный бассейн Сан Хоакин геотектонически представляет собой предгорную впадину системы Береговых хребтов. Он вытянут с ССЗ на ЮЮВ между системой Береговых хребтов на ЗЮЗ и элементом зоны невадийской консолидации — поднятым массивом Сиерры Невады на ВСВ, служащих соответственно его обрамлениями. Северо-западное и юго-восточное замыкания бассейна образованы тесно сближающимися с Береговыми хребтами выступами к западу зоны невадийской консолидации. На севере — это горы Кламат.

Морфологически все указанные элементы обрамления выражены средневысотными до высоких горами, с отметками от ~1000 *м* до 4000 тыс. *м* и выше.

Элементы невадийской зоны, служащие обрамлениями Калифорнийских бассейнов, представляют собой в основном крупные гранитные батолиты, местами несущие покров интенсивно дислоцированных и метаморфизованных мезозойских, а иногда и более древних толщ. На крайнем севере развиты также покровы третичных эффузивов.

Элементы береговых гор, обрамляющие бассейны, сложены в своих ядрах и наиболее поднятых частях метаморфизованными образованиями и основными интрузивами дотретичного, в основном верхнеюрского, так называемого францисканского комплекса, а местами, видимо, и более древними образованиями. Относительно менее поднятые части сложены терри-

генными третичными толщами, главнейшие — миоценовыми и более ограниченно палеогеновыми и плиоценовыми.

Нефтегазоносные бассейны связаны с межгорными впадинами и обладают чрезвычайно сложным строением. Нижний структурный этаж, служащий в бассейнах фундаментом, резко расчленен, часто образуя мозаику отдельных блоков. Помимо пликативных дислокаций, очень важную роль играют дизъюнктивные нарушения. Иногда последние, как, например, зона разлома Сан Андреас, принадлежат к числу крупнейших на земном шаре. Поднятые элементы, обрамляющие межгорные бассейны, чаще всего в той или иной мере ограничены сложно построенными разрывами. Поэтому сами бассейны часто грабенообразны. Иногда небольшие впадины бассейнов в свою очередь распадаются все же на отдельные части, полуобособленные друг от друга структурными порогами, перекатами, либо поднятыми по разрывам блоками фундамента. В частности, бассейн Салинас-Кайяма распадается подобным образом на две основные части: северо-западную — Салинас и юго-восточную — Кайяма; в бассейне Лос-Анжелос его северо-восточная часть по разлому несколько обособлена от юго-западной.

Внутри осадочных толщ бассейнов наблюдается несколько несогласий, из которых наиболее выдержанное несогласие между миоценом и плиоценом. В осадочной толще бассейнов развиты различного рода актиклинальные поднятия, часто группирующиеся в выдержанные зоны.

Сравнительно проще построен Сан Хоакин. Он асимметричен, обладает узким крутым западным и широким пологим восточным бортами. Западный борт значительно осложнен выступами обрамляющих его поднятых элементов Береговых хребтов и антиклинальными зонами и поднятиями в осадочной толще бассейна, видимо, в основном связанными с этими выступами. Восточный борт обладает в общем гомоклинальным строением. Оно сравнительно слабо осложнено продольными сбросами небольшой амплитуды и поднятиями, часто связанными с этими сбросами.

Фундамент Калифорнийских бассейнов сложен главным образом гранитами и интенсивно метаморфизованными юрскими породами и францисканским комплексом. Имеются неясные указания, что в бассейне Лос-Анжелос в комплекс фундамента входят также отложения верхнего мела — нижнего миоцена и нижнемиоценовые эффузивы, а в бассейне Салинас-Кайяма — меловые отложения.

В бассейне Сан Хоакин осадочное выполнение слагается толщами мела, палеогена, миоцена и плио-плейстоцена. Меловая толща слагает основную часть осадочного комплекса в северной части бассейна. В южном направлении по простиранию бассейна мощность ее постепенно уменьшается вплоть до полного выклинивания. Среди третичного комплекса палеоген занимает вообще весьма подчиненное положение, мощность же миоцена и плио-плейстоцена постепенно уменьшается с юга на север (рис. 179).

Из других Калифорнийских бассейнов лишь в бассейне Вентура меловые, в частности, верхнемеловые и палеогеновые отложения играют существенную роль в осадочном комплексе. В основном же он слагается миоценовыми и плио-плейстоценовыми толщами. Меловые и палеогеновые отложения либо вовсе отсутствуют, либо представленные в сокращенных мощностях слагают базальные горизонты осадочного выполнения, в известной мере носящие характер, переходный к комплексу фундамента.

Литологически осадочные толщи слагаются преимущественно песчано-глинистыми отложениями. Довольно широко распространены, особенно в разрезе миоцена, кремнистые глины и аргиллиты и так называемые диатомовые сланцы. Среди глинистых толщ присутствуют темноцветные, обогащенные органическим веществом, разности. В базальных горизонтах развиты преимущественно грубообломочные разности терригенных пород, иногда с примесью туфогенного материала. Чисто карбонатные породы встречаются лишь в виде исключения. Основная часть осадочного выполнения

принадлежит к морским образованиям, но часто на различных стратиграфических уровнях встречаются и континентальные отложения.

Фациальный состав и мощности осадочного комплекса подвержены резким изменениям по площади в связи с упомянутым резким расчленением фундамента бассейнов (кроме бассейна Сан Хоакин). Для относительно поднятых частей бассейнов наиболее характерна общая мощность осадочного комплекса примерно в 500—1200 *м*, максимальная же общая мощность для опущенных частей бассейнов составляет (примерные цифры): Лос-Анжелос — 18 000 *м*, Вентура — 15 000 *м*, Сан Хоакин и Салинас-Кайяма — 10 000 *м*, Санта Мария — 4500 *м*, р. Ил — свыше 4000 *м*.

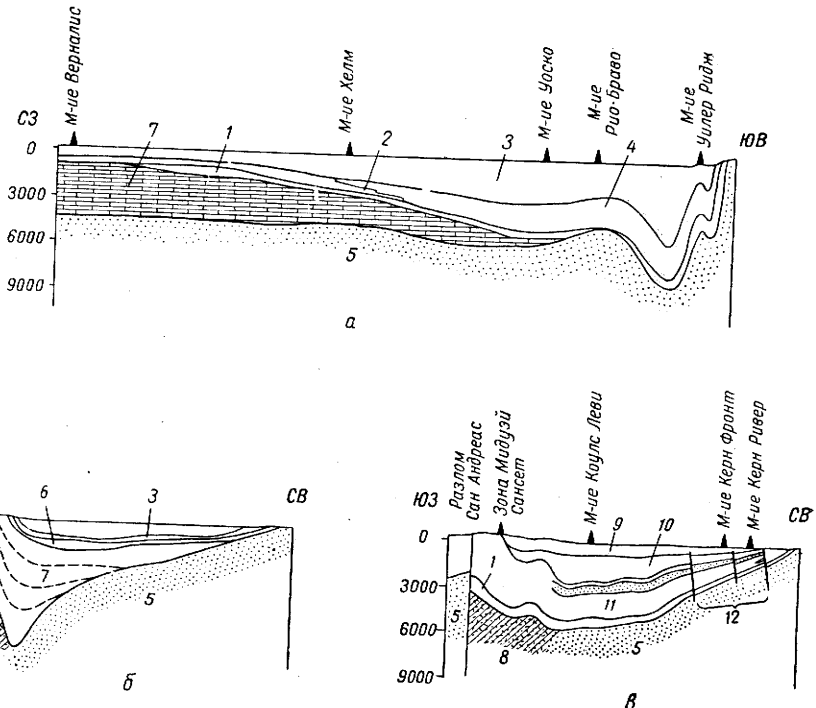


Рис. 179. Профильные разрезы через бассейн Сан Хоакин (по Russel R. Simonson, 1958 г.)

а — продольный; *б* — поперечный, через северную часть бассейна; *в* — поперечный, через южную часть. *1* — эоцен; *2* — континентальный миоцен; *3* — плио-плейстоцен; *4* — морской миоцен; *5* — фундамент, преимущественно граниты; *6* — миоцен — эоцен; *7* — мел; *8* — францисканский комплекс; *9* — плейстоцен; *10* — плиоцен; *11* — миоцен; *12* — зона сбросов на восточном борту бассейна.

Основная нефтегазоносность в Калифорнийских бассейнах связана с миоценовыми и плиоценовыми отложениями; весьма подчиненное значение имеет нефтегазоносность палеогена (бассейны Сан Хоакин и Вентура) и еще меньшее — верхнего мела (бассейн Сан Хоакин).

Коллекторские отложения представлены в основном песчаными породами, нередко — грубыми разностями, до конгломератов, а природные резервуары — пластовым типом. Наряду с ними, в особенности в бассейне Санта Мария, большое значение в качестве коллекторов имеют трещиноватые аргиллиты и глинисто-кремнистые сланцы, в частности, упомянутой формации Монтерей. В бассейнах Сан Хоакин, Лос-Анжелос и Вентура на нескольких месторождениях промышленно нефтеносны трещиноватые изверженные и метаморфические породы фундамента.

Бассейн р. Ил, в котором известно только одно небольшое месторождение, представляет собой лишь перспективную территорию. В бассейне Салинас-Кайяма несколько относительно крупных месторождений было открыто сравнительно недавно, и он также в основном принадлежит лишь к перспективным территориям. Такой же характер носит большая северная и средняя часть бассейна Сан Хоакин, в которой известны лишь сравнительно немного-

численные и небольшие газовые месторождения. В южной же части этого бассейна и в остальных Калифорнийских бассейнах сосредоточены на сравнительно небольших площадях многие десятки месторождений, среди которых много очень крупных.

Зоны нефтегазонакопления и группы месторождений Калифорнийских бассейнов весьма многочисленны и разнообразны. Далее кратко описываются лишь основные из них, но с которыми связаны месторождения, дающие подавляющую часть добычи бассейнов.

Наиболее развиты антиклинальные зоны, тектонически связанные явно или предположительно, непосредственно, или косвенно, с многочисленными разломами и разрывами, служащими важной чертой тектоники региона.

К числу антиклинальных зон, явно и непосредственно связанных с разломами, принадлежит зона Ньюпорт-Инглвуд в бассейне Лос-Анжелос. Разлом, по которому преобладает боковая компонента смещения, протягивается с северо-запада на юго-восток через всю западную часть бассейна. От него под острым углом отходит ряд перистых разрывов с преобладающим сбросовым характером. Непосредственно у этих разрывов развиты антиклинали и брахиантиклинали, располагающиеся несколько эшелонированно,

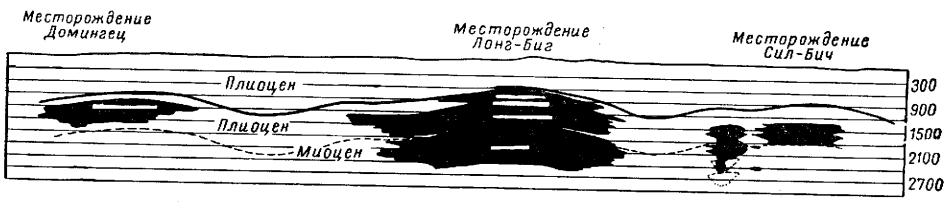


Рис. 180. Продольный профильный разрез через южную часть зоны Ньюпорт-Инглвуд (по Ver Wiebe, 1958 г.).

следуя простиранию разрывов, вдоль всего разлома. Около десятка этих поднятий продуктивны. Крупные месторождения Лонг-Бич, Хантингтон, Домингец, Сил-Бич и другие образуют антиклинальную зону нефтегазонакопления. Они построены относительно просто. Это чаще сравнительно симметричные, довольно крутые поднятия, с углами до 45°, не очень интенсивно осложненные разрывами. Залежи почти все пластовые сводовые, иногда разбитые на отдельные блоки. Месторождения многопластовые, с большой высотой этажа нефтеносности; иногда большое количество пластовых сводовых залежей, располагающихся одна над другой и разделенных весьма маломощными глинистыми разделами, образуя залежь типа переходного к массивному. На рис. 180 отражена эта и некоторые другие особенности месторождений описываемой зоны нефтегазонакопления.

Другая антиклинальная зона нефтегазонакопления, явно связанная с разломом, протягивается вдоль разлома Уиттайер, носящего надвиговый характер. Он проходит у северо-восточной окраины бассейна Лос-Анжелос с северо-запада на юго-восток. Непосредственно или почти непосредственно вдоль разлома протягивается цепочка продуктивных антиклинальных поднятий, образующих зону нефтегазонакопления с месторождениями Уиттайер, Пуэнте Хиллс и др. Антиклинальные месторождения содержат в основном пластовые сводовые залежи. Согласно не совсем ясным описаниям месторождение Олинда этой в целом антиклинальной зоны принадлежит к моноклинально-разломному типу: оно не связано с замкнутым поднятием, а содержит залежи, тектонически экранированные основным продольным и второстепенными, отходящими от него разрывами.

Вдоль южной части юго-западного и вдоль юго-восточного борта бассейна Сан Хоакин расположен ряд коротких антиклинальных зон. Они протягиваются вдоль этих бортов, т. е. с северо-востока на юго-запад, а затем поворачивают к северо-востоку, следуя центриклинальному замыканию бассейна, но расположены в основном кулисообразно. Такое же кулисооб-

разное расположение часто характерно для отдельных поднятий, образующих эти зоны. Для более крупных зон довольно отчетливо устанавливается, что они представляют собой юго-восточные косые погружения поднятых элементов, входящих в западное обрамление бассейна. Согласно некоторым представлениям эти поднятия связаны с системой перистых сбросов, косо отходящих от протягивающегося западнее основного разрыва Сан Андреас. С упомянутыми кулисообразными антиклинальными зонами связан ряд коротких, но изобилующих крупными месторождениями антиклинальных зон нефтегазонакопления. Отчетливее всего выделяются зоны поднятия и одноименных месторождений или площадей Коалинга-Кеттлмен Хиллс, Лост Хиллс, Антелоп Хиллс-Элк Хиллс, Коулс Леви, Уилер Ридж-Теджон Хиллс. Поднятия, образующие зоны, и связанные с ними месторождения представляют собой то вытянутые, довольно сжатые антиклинали, то небольшие, часто пологие, брахиантиклинали; часто они в той или иной мере нарушены. В зоне Уилер Ридж-Теджон Хиллс, протягивающейся вдоль юго-восточного центриклинального замыкания бассейна, наблюдается резкое опрокидывание к северу, в сторону центральной части бассейна. Залежи преобладают пластовые сводовые, довольно часто встречаются литологически, реже тектонически экранированные; известны запечатанные асфальтом залежи, например, на площади Коалинга.

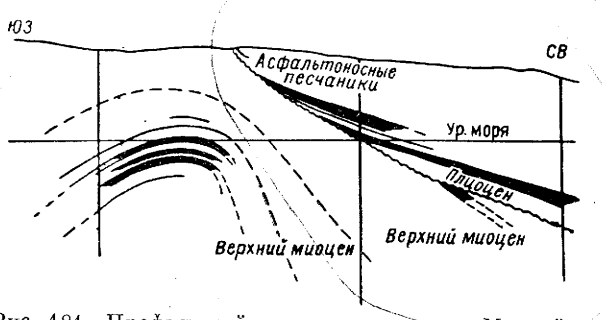


Рис. 181. Профильный разрез через зону Мидуэй-Сансет (по A. I. Levorsen, 1956 г.).

На отдельных отрезках антиклинальных зон с ними совпадают зоны выклинивания или фациального замещения тех или иных коллекторских горизонтов. На этих отрезках зоны нефтегазонакопления принимают частично или полностью стратиграфический характер, а на антиклинальных месторождениях преобладают литологически экранированные залежи. Так, на антиклинали Коалинга нижний этаж зоны нефтегазонакопления образован выклиниванием и фациальным замещением эоценовых коллекторских горизонтов; на антиклиналях Коулс Леви и Палома нефтенакопление связано с выклиниванием и фациальным замещением миоценовых коллекторов.

Еще сложнее построена зона нефтегазонакопления Мидуэй-Сансет. Ее нижний этаж — антиклинальный, местами образован поднятиями типа структурных носов, с соответствующего же типа месторождениями, содержащими пластовые сводовые залежи в миоценовых слоях. Верхний же этаж зоны стратиграфический, образован моноклинальными месторождениями. Последние содержат залежи в миоценовых слоях, стратиграфически экранированные плиоценовыми слоями, несогласно срезающими миоценовые, а в плиоцене залежи прислонены к поверхности несогласия между миоценом и плиоценом или запечатаны асфальтом (рис. 181).

Предположительно связаны с разрывами антиклинальные зоны, образованные цепочками антиклинальных поднятий, вытянутыми вдоль крупного надвига Санта Клара на южном борту бассейна Вентура и вдоль меньших разрывов на северном борту этого бассейна. С обоими связаны антиклинальные зоны нефтегазонакопления, образуемые отдельными продуктивными поднятиями, главным образом брахиантиклиналями. Южная зона значительно богаче. В нее входят месторождения Саус Маунтэйн, Шайеллс Кэнион и др. (рис. 182).

В бассейне Салинас-Кайяма, по-видимому, с крупным разрывом Рассел связана антиклинальная зона, слагаемая несколькими поднятиями. Сравнительно недавно на них были открыты нефтяные месторождения Рассел Рэнч, Саус Кайяма и другие и поднятия стали установленной зоной нефтега-

зонакопления. Основные продуктивные поднятия построены здесь чрезвычайно сложно; они обрезаны главным разрывом Рассел, интенсивно нарушены многочисленными сбросами, большей частью отходящими от него, и осложнены надвиганием, направленным навстречу главному разрыву. Залежи здесь преобладают тектонически экранированные, либо пластовые сводовые, разбитые на отдельные блоки (рис. 183).

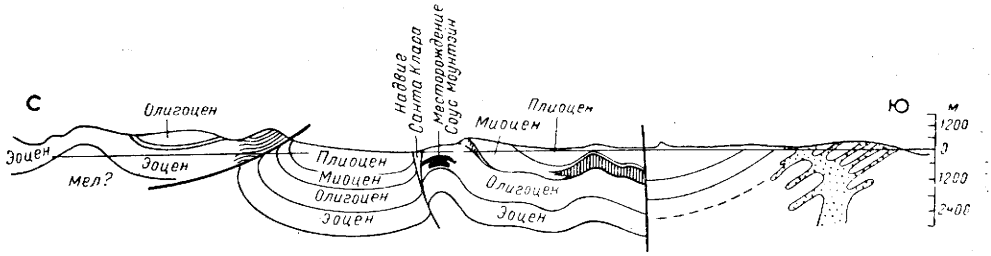


Рис. 182. Поперечный профильный разрез через бассейн Вентура (по Ver Wiebe, 1950 г.).

В ряде случаев небольшие антиклинальные зоны, развитые среди бассейнов и служащие зонами нефтегазонакопления, и группы продуктивных поднятий не обнаруживают непосредственной связи с разрывами и, возможно, представляют собой свободные складки мощных осадочных толщ.

Таковы на восточном борту бассейна Сан Хоакин, ближе к осевой зоне бассейна, антиклинали месторождений Рио Браво-Грили и газового месторождения Семитропик — на юге, а севернее — месторождений Хелм, Рэйзин Сити и др. Таковы же, по-видимому, в бассейне Лос-Анжелос зоны одноименных месторождений Плэйа дель Рэй — Эль Сегундо и Ист Койоут—

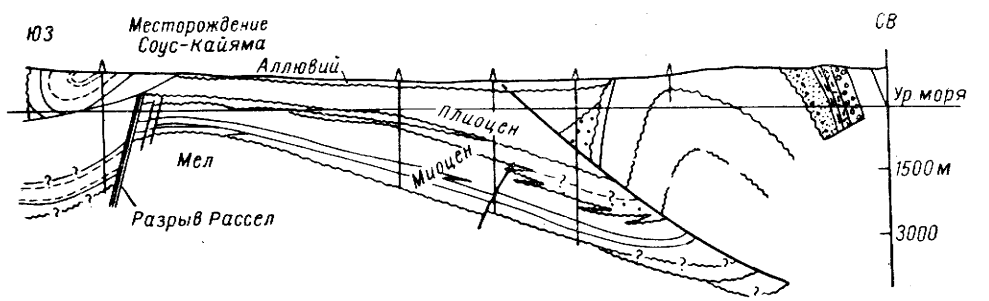


Рис. 183. Поперечный профильный разрез через южную часть бассейна Салинас-Кайяма (по I. T. Schwade и др., 1958 г.).

Уэст Койоут; в бассейне Санта Мария — зона Касмалия — Оркатт, в бассейне Вентура — зона Ринкон — Вентура Авеню. Их месторождения связаны обычно с антиклинальными или куполообразными поднятиями, иногда значительно нарушенными и разбитыми на отдельные блоки, и содержат пластовые сводовые залежи. Месторождение Вентура Авеню принадлежит к числу крупнейших, так же как и месторождение Санта фе Спрингс, расположенное несколько обособленно, возможно, на продолжении зоны Ист Койоут — Уэст Койоут. Оба они отличаются своей многопластовостью и высотой этажа нефтеносности; залежи их, по-видимому, носят такой же переходный к массивному типу характер, как залежи месторождений вышеописанной зоны Ньюпорт — Инглвуд.

Несколько другой характер носит антиклинальная зона нефтенакопления у юго-западной окраины наземной части бассейна Лос-Анжелос. С этой зоной связаны месторождения Торренс и Уильмингтон. Она, видимо,

представляет собой крупную складку облекания. Месторождение Уильмингтон принадлежит к числу крупнейших. Оно связано с пологим куполообразным поднятием на периклинальном погружении указанной складки. Месторождение содержит ряд пластовых сводовых залежей, иногда разбитых на отдельные блоки крупными разрывами, нарушающими поднятие.

Моноклинальные зоны нефтегазонакопления, связанные со сбросами, известны на далеком северо-восточном борту бассейна Сан Хоакин. Они приурочены к упомянутым выше сбросам, осложняющим гомоклиналь этого борта, примыкающую к массиву Сиерра Невада. Две более восточных из этих зон, по-видимому, чисто моноклинальные. Их месторождения связаны не с замкнутыми поднятиями, а лишь с основными продольными сбросами и отходящими от них более мелкими поперечными разрывами (месторождения Маунт Посо, Раунд Маунтэйн и др.). Подчиненное значение в этих зонах, видимо, имеет выклинивание у сбросов некоторых коллекторских горизонтов миоцена и плиоцена. Залежи здесь преимущественно тектонически экранированные.

В третьей, западной зоне наряду с такого же типа месторождениями, например, Эдисон, имеются также антиклинальные месторождения, приуроченные к поднятиям, связанным со сбросом. По-видимому, таковы месторождения Керн Ривер, Керн Фронт и др. Таким образом, эта зона нефтегазонакопления носит смешанный характер.

Моноклинальной стратиграфической зоной нефтегазонакопления, по-видимому, является зона месторождений Санта Мария — Вэлли — Ист Кэт Кэнион на северо-восточном борту бассейна Санта Мария. Зона связана со срезанием коллекторских горизонтов миоценовой свиты Монтерей, несогласно перекрываемых плиоценом. Месторождения ее — моноклинальные, с залежами в миоцене, стратиграфически экранированными поверхностью несогласия, и с залежами в плиоцене, прислоненными к этой поверхности.

На восточном борту бассейна Вентура в сильно дислоцированном районе расположена группа месторождений Дель Валле, Алисо Кэнион и других, связанных со сложно построенными и интенсивно нарушенными антиклинальными поднятиями, содержащими тектонически экранированные и сводовые, разбитые на отдельные блоки залежи.

В пределах описанных бассейнов дальнейшая перспективность связывается в первую очередь с более глубокими, в основном палеогеновыми, а в бассейне Сан Хоакин — меловыми горизонтами, часто недостаточно разведанными. Кроме того, большое значение имеют все более и более развивающиеся подводные площади.

ГЛАВА VII

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ЮЖНОЙ АМЕРИКИ

§ 65. ОБЗОР РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

В Центральной и Южной Америке выделяются следующие бассейны.

В Центральной Америке расположена группа Карибских нефтегазоносных бассейнов. Это — межгорные бассейны, связанные с высокомобильной областью Карибского моря. В группу входят следующие бассейны: 1) кубинские — Северо- и Южно-Кубинский; 2) Гаитийский, на острове Гаити; 3) Прибрежнокарибский — у Панамского перешейка. В Южной Америке прежде всего выделяется группа внутренних бассейнов Бразильской платформы в составе трех платформенных бассейнов с докембрийским фундаментом: Нижнеамазонского, Мараньяо и Паранского.

Вдоль восточной периферии Бразильской платформы, примыкая к Атлантическому океану, протягивается прерывистая цепочка платформенных прибрежноокеанических бассейнов. Они объединяются в группу прибрежноатлантических бассейнов Бразильской платформы. Сюда входят бассейны: Баийя, Сержипе-Алагоас, Северо-восточный Прибрежный и Эспирито Санто-Кампос. Вдоль восточного фронта Анд протягивается через весь материк с юга на север полоса Предандийских бассейнов. Она разбивается по простиранию полосы на три группы: 1) северную в составе бассейнов Восточно-Венесуэльского и Западно-Венесуэльско-Колумбийского; 2) центральную, в которую входят бассейны Верхне-Амазонский и Центрально-Предандийский; 3) южную в составе бассейнов Мендоса, Неукен, Патагонского и Южно-Предандийского.

В Южной Америке выделяются и межгорные бассейны внутриандийские, расположенные среди системы Анд. Они развиты в основном лишь в северо-западном углу континента, где они и объединяются в северную группу внутриандийских бассейнов, в составе бассейнов Каука, Колумбийского, Маракаибского, Токуйо и Туй-Кариако.

Значительно южнее среди Анд изолированно расположены два межгорных бассейна — Титикакский и Центральной (Продольной) долины, объединяемые в центральную группу внутриандийских бассейнов.

Наконец, на западной периферии системы Анд, у побережья Тихого океана, весьма напоминая по своему общему геотектоническому положению западнокордильерские бассейны Северной Америки, расположен Гуаякильский бассейн.

§ 66. ГРУППА КАРИБСКИХ БАССЕЙНОВ

Карибские бассейны расположены на островах или на побережье Карибского моря. Они принадлежат к межгорным бассейнам современных геосинклиналей с частично подводным обрамлением. Выполнены они преимущественно третичными, частично мезозойскими толщами. Таков же возраст продуктивных и перспективных отложений.

Бассейны данной группы мало изучены и представляют собой в основном лишь перспективные территории.

КУБИНСКИЕ (СЕВЕРО-КУБИНСКИЙ И ЮЖНО-КУБИНСКИЙ) БАССЕЙНЫ

Бассейны изучены недостаточно и границы их проводятся в значительной мере условно.

Наземные части Северо-Кубинского и Южно-Кубинского бассейнов расположены соответственно на северо-восточном и юго-западном побе-

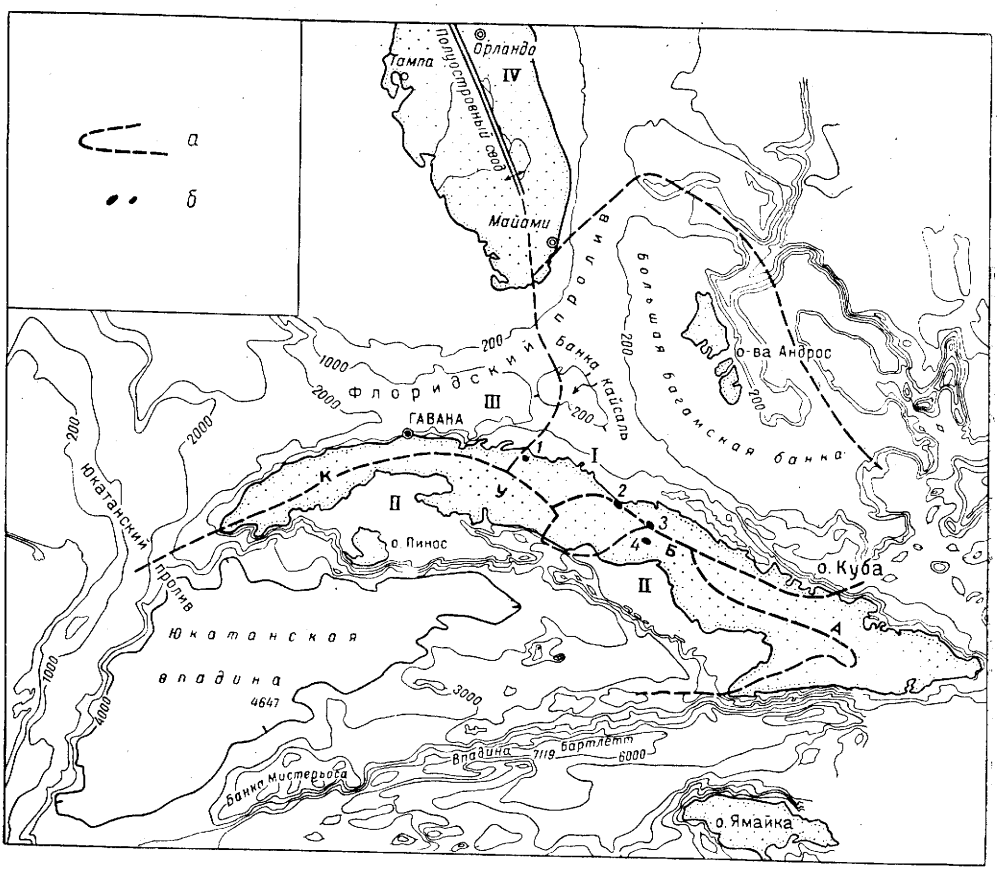


Рис. 184. Карта Северо-Кубинского и Южно-Кубинского бассейнов.

I — Северо-Кубинский бассейн; *II* — Южно-Кубинский бассейн; *III* — бассейн Мексиканского залива; *IV* — Прибрежно-Атлантический бассейн; *а* — границы бассейнов; *б* — нефтяные месторождения, и нефтегазоносные площади. Нефтяные месторождения: *1* — Мотембо, *2* — Харахуэка, *3* — Хатибонико, *4* — Каталина.

режьях Кубы. Их разделяет мезо-кайнозойское складчатое сооружение — Центральная Кордильера Кубы (рис. 184).

Северо-Кубинский бассейн открывается к северо-востоку в район Старого Багамского пролива и Большой Багамской банки. С северо-востока ограничение бассейна можно наметить по северо-восточной окраине Багам-

ских островов, где некоторыми исследователями предполагается погребенный вал СЗ—ЮВ простирания. На западе бассейн нерезко граничит с бассейном Мексиканского залива по погребенному Полуостровному своду Флориды и по банке Кай-Саль (рис. 185).

Наземная часть Южно-Кубинского бассейна открывается в Юкатанскую впадину Карибского моря, под водами которой, видимо, скрыта его большая и наиболее погруженная часть.

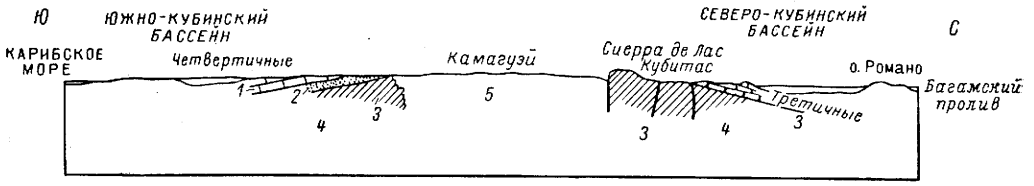


Рис. 185. Схематический поперечный профильный разрез через Северо-Кубинский и Южно-Кубинский бассейны.

1 — миоцен; *2* — эоцен; *3* — верхний мел; *4* — юра; *5* — изверженные породы (в основном верхнетретичные серпентиниты).

Осадочное выполнение бассейнов сложено мезозойскими и третичными, преимущественно карбонатными толщами. Значительным распространением пользуются серпентиниты, слагающие как крупные массивы, так и мелкие тела. По возрасту они большей частью относятся к постэоцену (табл. 76).

Таблица 76

Схематический сводный стратиграфический разрез кубинских бассейнов

Возраст	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Миоцен	Известняки белые и серые, толстослоистые, весьма пористые и кавернозные, иногда содержат мощные прослои конгломератов. В верхах толщи иногда присутствуют гипсы	До 500
Палеоген	Мергели белые и желтоватые, известняки, известковистые пески, иногда писчий мел	До 1500
Верхний мел	Известняки синевато-серые кристаллические, подчиненные мергели, песчаники и пирокластические породы	~300
Верхний мел?	Брекчии известняка и серпентинитовые гальки, сцементированные плотным белым известковистым цементом	~200
	Известняки синевато-серые, органогенные, пронизанные тонкими прожилками кальцита, часто пропитаны нефтью	~900
Юра?	Известняки массивные, синие, с обильными следами нефти, иногда перекрываемые известняковыми конгломератами, мощностью до 60 *м*	>660
	Изверженные и метаморфические породы фундамента	

Толщи, выполняющие бассейны, сильно осложнены рядом поднятий и разрывов. Известно несколько небольших месторождений нефти, на которых нефтеносны главным образом трещиноватые серпентиниты.

ГАИТИЙСКИЙ БАССЕЙН

Гаитийский бассейн (именуемый иногда в литературе бассейном Асуа) расположен на юго-востоке о. Гаити, в пределах Доминиканской республики.

С северо-востока бассейн обрамляется хребтом Сиерра де Окоа — ветвью мезо-кайнозойского складчатого сооружения Центральной Кордильеры о. Гаити, а с юго-запада — хребтом Лома де Мартин Гарсиа, подобным же складчатым элементом. Эти хребты сложены в основном метаморфическими и изверженными породами. У их подножий во впадину бассейна погружаются палеогеновая и миоценовая толщи (рис. 186).

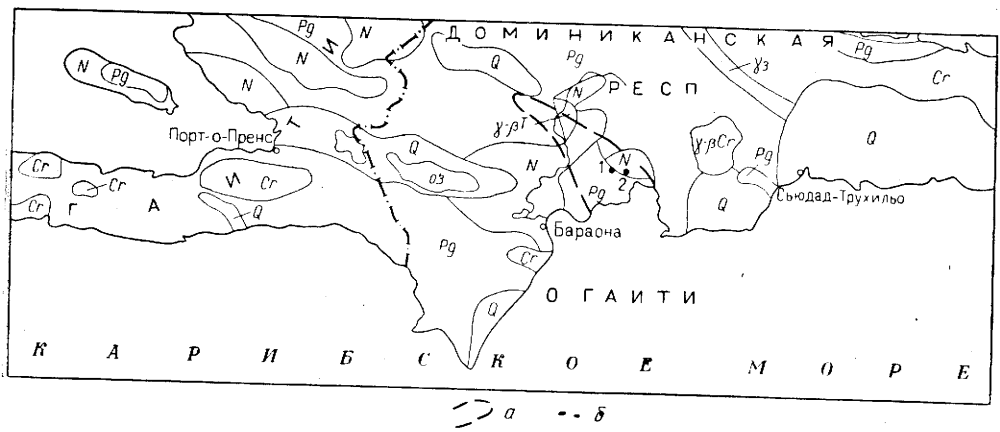


Рис. 186. Карта Гаитийского бассейна.

а — граница бассейна; *б* — нефтяные и нефтегазоносные площади: *1* — Малено, *2* — Игерито.

С северо-запада сужающийся в плане бассейн, по-видимому, замыкается структурным перекатом, осложненным разрывом. К юго-востоку бассейн открывается в северную часть Венесуэльской впадины Карибского моря.

Верхняя часть осадочного выполнения бассейна, пройденная до 1000 *м* скважинами, сложена миоценовыми и палеогеновыми слоями, представленными как терригенными, так и карбонатными породами. Общая мощность осадочных образований в бассейне предположительно оценивается в 7000—8000 *м*.

В течение некоторого времени незначительная добыча нефти получалась на двух брахиантиклинальных поднятиях, осложняющих северо-восточный борт бассейна Игерито и Малено. Нефтеносны песчаные линзы в толще нижнего миоцена на глубине 120—300 *м*. В ряде мест и в отдельных скважинах встречены нефтегазопроявления.

ПРИБРЕЖНО-КАРИБСКИЙ БАССЕЙН

Этот бассейн расположен у западного окончания Панамского перешейка, у границы Коста-Рики с Панамой. С юго-запада он обрамляется Кордильерой де Таламанка — элементом мезо-кайнозойского складчатого сооружения Анд Центральной Америки. С северо-востока он открывается в Карибское море, с северо-запада и юго-востока ограничение его проведено условно. Возможно, что бассейн протягивается в обоих направлениях значительно далее, занимая равнинную полосу вдоль побережья Карибского моря, у подножий Анд Центральной Америки (рис. 187).

В выполнении бассейна участвуют третичные отложения мощностью не менее 2900 *м*. В 1956 г. в одной из скважин, пробуренной на нарушенном разрывами поднятии Коколес, были встречены следы нефти и газа в олиго-

ценовых известняках, а в другой скважине в течение некоторого времени были получены значительные притоки нефти из (третичных?) трещиноватых известняков.

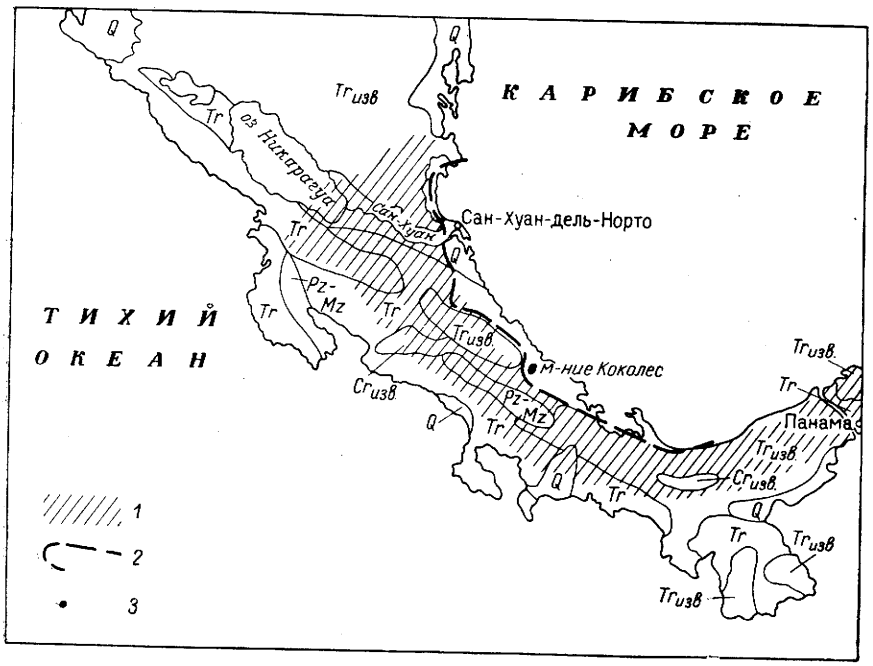


Рис. 187. Карта Прибрежно-Карибского бассейна.

1 — область Анд Центральной Америки; *2* — границы бассейна; *3* — нефтегазовое месторождение.

§ 67. ГРУППА ВНУТРЕННИХ БАССЕЙНОВ ЮЖНОАМЕРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В группу входят платформенные бассейны Нижнеамазонской, Мараньяо и Паранский в Бразилии.

Обрамлением бассейнов почти на всем их протяжении служат платформенные поднятия, либо области развития весьма приближенного к поверхности докембрия Гвианского и Бразильского щитов.

Доминирующее значение в осадочном выполнении бассейнов имеет палеозой, подчиненное — мезозой и третичные толщи. Весьма характерно для всех бассейнов группы широкое развитие верхнемезозойских диабазов и базальтов.

Эти бассейны изучены слабо и относятся лишь к перспективным в той или иной мере территориям.

НИЖНЕАМАЗОНСКИЙ БАССЕЙН

Нижнеамазонский бассейн расположен в средней и восточной по долготе частях Амазонской синеклизы, отделяющей Гвианский щит на севере от Бразильского щита на юге.

С запада бассейн ограничен не четко. Он в известной мере условно разграничивается с Верхнеамазонским бассейном, входящим уже в предандийскую полосу, по предполагаемому погребенному сводовому поднятию фундамента Икитос, на междуречье верхнего течения Амазонки и Мадейры. Резский структурный барьер между западной частью Амазонской синеклизы и восточным платформенным склоном Верхнеамазонского бассейна отсут-

ствует. С востока бассейн открывается в области дельты Амазонки в Атлантический океан.

Обширный и труднодоступный закрытый бассейн изучен слабо. Характеристика глубинной структуры основывается главным образом на результатах геофизических исследований, далеко не всегда проверенных глубоким бурением; последнее проведено в ограниченной мере.

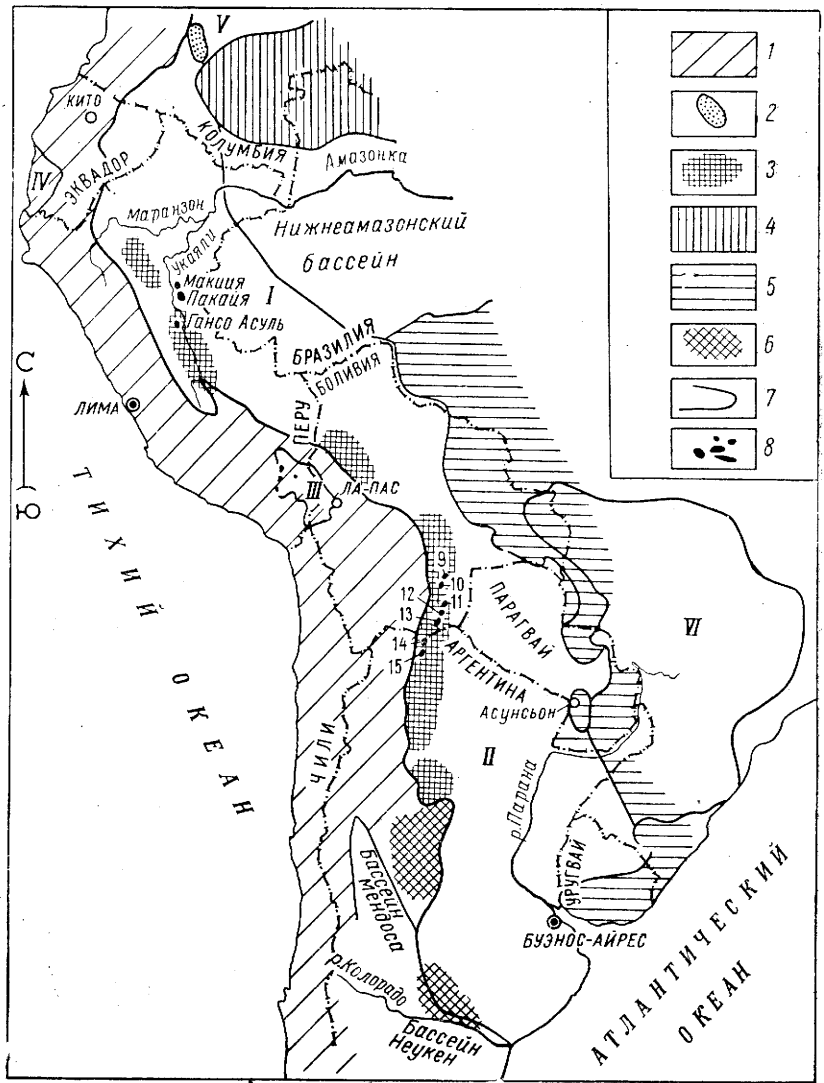


Рис. 188. Карта бассейнов ~~Верхнеамазонского~~, Центрально-Субандийского и Паранского.

Бассейны: *I* — ~~Верхнеамазонский~~; *II* — Центральнопредандийский; *III* — Титиканский; *IV* — Гуаякильский; *V* — Западно-Венесуэльско-Колумбийский; *VI* — Паранский. *1* — складчатое сооружение Анд; *2* — поднятие Сиерра де Макарена; *3* — передовые складки Анд; *4* — Гвианский щит; *5* — Бразильский щит; *6* — Сиерра Пампа; *7* — границы бассейнов; *8* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади; *9* — Камири; *10* — Гуайруй; *11* — Каматинди; *12* — Санандита; *13* — Торо; *14* — Бермехо; *15* — Рио Пескадо.

Помимо упомянутого погребенного свода Икитос, в бассейне намечены два аналогичных, но менее поднятых, поперечных региональных свода — Пурус и Гуруна. Они разделяют бассейн по долготе на три части, обычно именуемые соответственно с запада на восток впадинами (или бассейнами) Верхней, Средней и Нижней Амазонки (или впадиной Марахо). Не исключено, что последнюю следует рассматривать как самостоятельный

бассейн, образованный на базе одностороннего Приатлантического грабена, близкий по своему типу к описываемым ниже бассейнам Баийя и Сержипе-Алагоас (рис. 189).

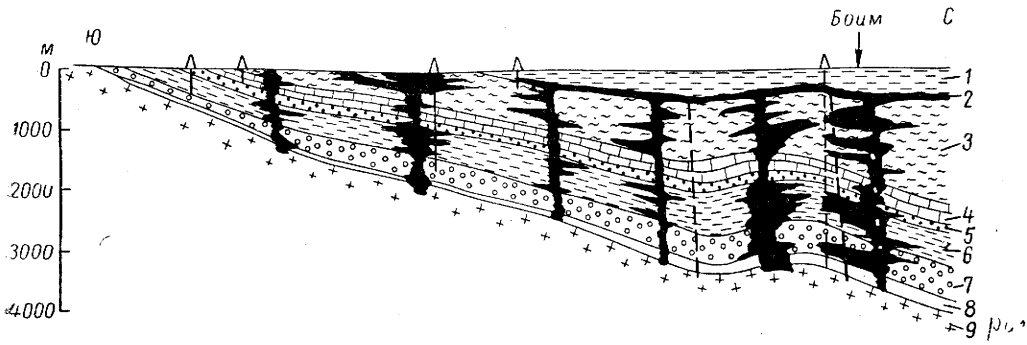


Рис. 189. Схематический профильный поперечный разрез через центральную часть Нижнеамазонского бассейна (по L. G. Morales, 1959 г.).

1 — мел; *2* — юра — триас, диабазы; *3* — карбон, свита Нова Олинда; *4* — карбон, свита Итаитуба; *5* — карбон, свита Монте Алегре; *6* — девон, свита Куруа, *7* — девон, свита Маскуру; *8* — силур, свита Тромбетас; *9* — докембрийский фундамент.

В первых двух впадинах осадочное выполнение в основном палеозойское, причем девонская толща выклинивается на восточном борту свода Пурус (табл. 77).

Таблица 77

Сводный схематический разрез Нижнеамазонского бассейна

Возраст	Серия		Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Третичные	Алтер де Чао			Континентальные (во впадине Нижней Амазонки — главным образом дельтовые) песчаники, алевролиты, глины белые и красновато-коричневые. Базальные конгломераты	До 600 *м* (во впадине Нижней Амазонки значительно больше)
Мел	Сукундури			Континентальные алевролиты плотные, часто косослоистые с подчиненными глинами и песчаниками	До 200 *м* (во впадине Нижней Амазонки значительно больше)
Юра-триас				Диабазы и базальтовые потоки	
Карбон	Верхний (во впадине Верхней Амазонки отсутствует)	Нова Олинда		Пестроцветные песчаники, алевролиты и глины, известняки, ангидриты, соль, гипс. Обычны дайки диабаза	Северный борт — 800; центральной части — 1200; южный борт — 650
		Итаитуба		Известняки, глины черные и серые, песчаники серые, ангидриты	Северный борт и центральная часть — 300; южный борт — 200
		Монте Алегре		Песчаники с подчиненными алевритами и глинами	Северный борт и центральная часть — 250; южный борт — 60

Продолжение табл. 77

Возраст	Серия		Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
			Несогласие		
Девон (развит только во впадине Верхней Амазонки)	Верхний	Куруа	Баррейриньяс	Пестроцветные глины, подчиненные песчаники и алевролиты. Растительные остатки	Северный борт — 80; центральная часть — 180; южный борт — 50
	Средний			Глины черные, часто битуминозные; тонкие линзы алевролитов и песчаников. Нефтеносны	Северный борт и центральная часть — 300; южный борт — 200
	Нижний	Маекуру	Арирамба	Алевролиты с подчиненными глинами и песчаниками	Северный борт — 100; центральная часть — 150; южный борт — 40
			Ятапу	Песчаники: вверху — тонкослоистые, в средней части — косослоистые, в низах — тонкослоистые с подчиненными глинами и алевролитами	Северный борт — 300; центральная часть — 400; южный борт — 120
Силур			Трombетас	Кровля отбивается неуверенно. Глины слюдистые, песчаники, алевролиты	Северный борт — 100; центральная часть — 150; южный борт — 20
Досилурийские отложения (установлены в западной части бассейна)	Акари-Жау			Плотные красноцветные породы и доломиты	
Докембрийский фундамент				Изверженные и метаморфические породы	

Свод поднятия Гурупа осложнен крупной зоной разлома, по которому опущен его восточный склон. Меньшие разрывы субмеридионального простирания, продольные по отношению к своду Пурус, намечаются на его склонах. Эти разрывы, возможно, образуют грабеновые структуры, на бортах которых предполагаются иногда замкнутые поднятия.

В течение последних пяти лет на своде Пурус в районах Нова Олинда (восточный борт свода) и Аутас Мирим в нескольких скважинах были встречены нефтепроявления, а в двух скважинах — полупромышленные притоки легкой нефти. В районе Нова Олинда нефть связана с линзообразными песчаными резервуарами, в основном глинистой, девонской толщи Баррейриньяс, а в районе Аутас Мирим, по-видимому, с песчаными коллекторами свиты Монте Алегре каменноугольного возраста.

БАССЕЙН МАРАНЬЯО

Бассейн Мараньяо расположен в северо-восточной Бразилии. Изучен он весьма недостаточно, границы можно наметить лишь приблизительно. На востоке, юге и юго-западе бассейн обрамляется выходами докембрия Бразильского щита. На северо-западе бассейн неуверенно разграничивается с Нижнеамазонским областями сплошного развития у поверхности докембрия в бассейне нижнего течения р. Токантинс. Неясно, открывается ли бассейн на севере в Атлантический океан. Возможно, что восточная часть прибрежной полосы представляет собой обособленную впадину, выполненную мощной меловой толщей, и ее следует рассматривать как самостоятельный бассейн, сходный по характеру с нижеописываемыми бассейнами Баийя и Сержипе-Алагоас (рис. 190). Остальная часть бассейна, видимо,

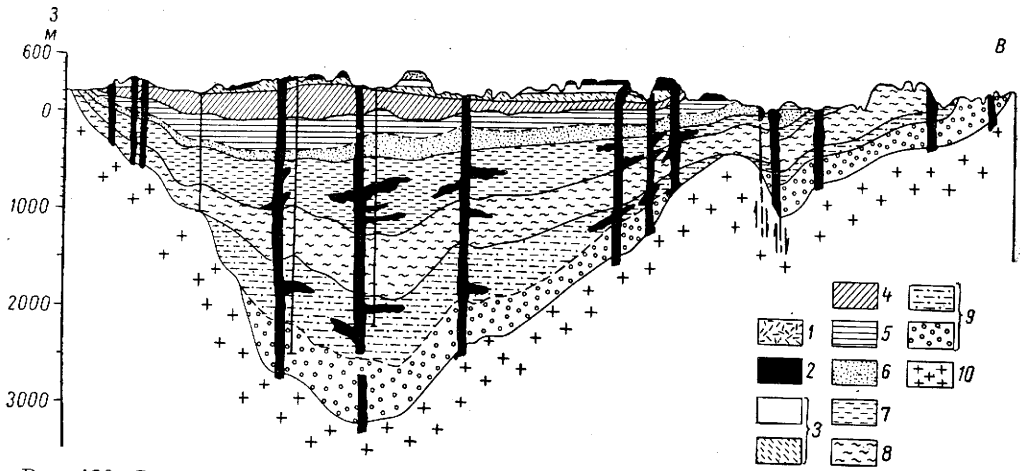


Рис. 190. Схематический профильный разрез через южную часть бассейна Мараньяо (по Link, 1959 г.).

1 — третичные и верхний мел; *2* — юрские диабазы; *3* — юра-триас; *4* — пермь; *5* — верхний карбон; *6* — нижний карбон; *7* — верхний девон; *8* — средний девон; *9* — нижний девон; *10* — додевонские изверженные и метаморфические породы.

представляет собой сравнительно просто построенную чашеобразную впадину. В пределах бассейна, помимо локальных сбросов и куполообразных поднятий, связанных с внедрением диабазов, намечается на северо-западе широтное погребенное сводообразное поднятие фундамента (свод Феррер).

Бассейн выполнен палеозойскими отложениями. Представлен полный разрез девона, карбона и перми общей мощностью около 2900 *м*. Литологически в разрезе преобладают кластические отложения, мелководные, пресноводные, частично морские.

Палеозой перекрывается триасовыми (триас-юрскими?), меловыми и третичными отложениями общей мощностью около 870 *м*. В разрезе мезозоя присутствуют мощные пластовые жилы диабаза, дайки которого (юрского возраста?) прорывают всю осадочную толщу. В разрезе мела присутствует пачка темных, слегка битуминозных глин Кодо мощностью 5—40 *м*. Сероцветные и темноцветные глинистые породы отмечены также в разрезе верхнего девона и верхнего карбона.

На своде Феррер палеозойская толща выклинивается и к северу от него мезозой залегает непосредственно на фундаменте.

При бурении скважин встречены незначительные нефтепроявления в меловых и каменноугольных отложениях.

ПАРАНСКИЙ БАССЕЙН

Паранский бассейн приурочен к крупной синеклизе южной части Бразильского щита и обрамлен относительно поднятыми элементами последнего. Недостаточная изученность бассейна обусловливает некоторую условность

в ряде мест его намеченных границ, в особенности на северо-западе и на юго-западе, где он разграничивается со смежным Центрально-Субандийским бассейном (см. рис. 188).

Крупное поднятие фундамента — свод Понта Гросса — пережимает юго-восточную часть бассейна. На северо-западе значительно менее выра-

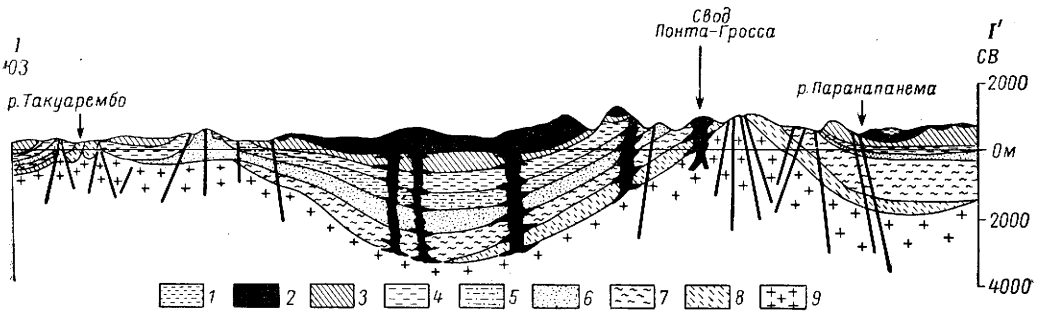


Рис. 191. Продольный профильный разрез через Паранский бассейн (по W. K. Link, 1959 г.).

Мезозой: *1* — мел; *2* — триас-юрские диабазы и базальтовые покровы; *3* — триас. Палеозой: *4* — верхняя пермь; *5* — нижняя пермь; *6* — верхний пенсильваний; *7* — нижний пенсильваний; *8* — девон; *9* — досилурийские метаморфические породы фундамента.

женное поднятие фундамента отделяет от основной части бассейна его северо-западную окраину, известную под названием Корумбско-Куйабской впадины (рис. 191).

Бассейн выполнен толщами, возраст которых занимает интервал от девона до третичных включительно [1], общая мощность которых, судя

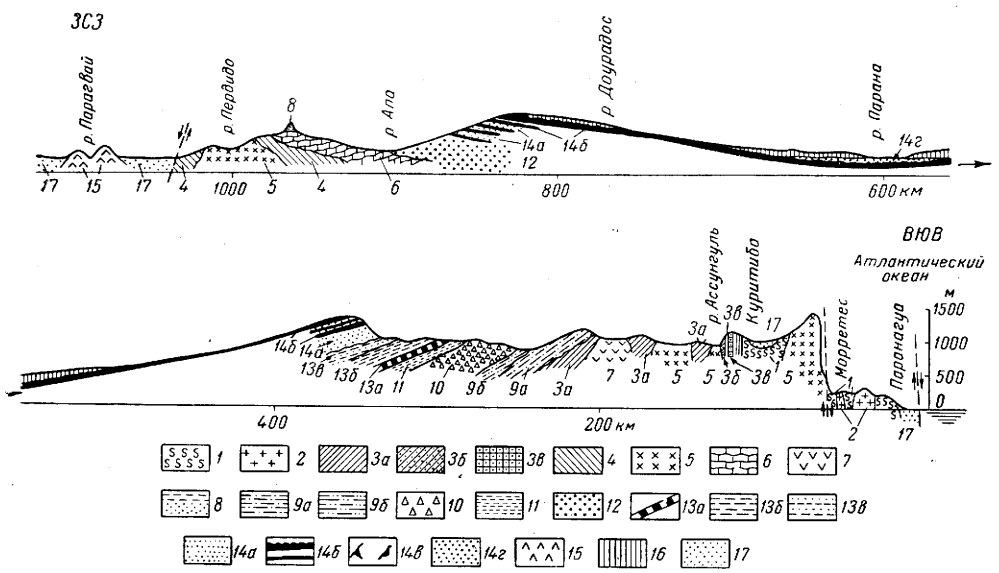


Рис. 192. Поперечный профильный разрез через Паранский бассейн (по Harrington, 1956 г.)

Протерозой: *1—5* — докембрийские метаморфические и изверженные породы. Палеозой: *6—7*—Ord; *8*—S, *9а—9б*—D; *10—12* —C; *13а*, *13б* и *13в* —P. Мезозой: *14а* —Батукату (T), *14б* и *14в* — диабазы (T), *14г* — Кайуа (T); *15* — нефелиновые сиениты (Cr); *16* — Бауру (Cr). Кайнозой: *17* —Kz, N и Q.

по данным на выходах, у окраин бассейна и данным бурения составляет примерно до 2300 *м*. В центральных частях бассейна, в которых фундамент не вскрыт бурением, мощность эта оценивается в 2900 *м* (и более?) (рис. 192).

[1] Согласно некоторым данным, в отдельных районах на окраинах бассейна выделяются также силурийские и ордовикские отложения.

Основная часть выполнения приходится на девон, верхний карбон и триас-юру, в меньшей мере — на пермь. Меловые и третичные отложения играют совершенно подчиненную роль.

Отличительной особенностью разреза служат широкое развитие в карбоне ледниковых отложений и продуктов их переработки и многочисленные мощные диабазовые и базальтовые потоки и покровы триаса — юры; последние слагают у поверхности большую часть бассейна.

У восточной границы бассейна, в зоне выходов на поверхность пермских отложений в ряде мест встречаются темноцветные битуминозные сланцы и доломитизированные известняки, пахнущие нефтью. При перегонке этих битуминозных пород получена нефть в промышленных количествах. Выходы асфальта связаны также с верхнекаменноугольными отложениями Рио Бонито.

В той же зоне в районе Сан Пауло известны триасовые битуминозные песчаники, из которых путем перегонки также получались различные нефтепродукты.

В штате Сан Пауло в 1947—1948 гг. в скважинах установлены следы тяжелой черной нефти в трещинах черных сланцев Ирати пермского возраста. В известняках установлено присутствие легкой нефти в мелких трещинах и пустотах.

Следы легкой нефти установлены также в песчаниках верхнекаменноугольного возраста (Палермо), а также в подстилающих их тиллитах Палмейра.

Жидкая нефть установлена также в трещинах и пустотах диабазов.

Согласно одним представлениям, нефтепроявления, связанные с пермскими отложениями и вышележащими слоями, обусловлены дистилляцией битуминозных пород при внедрении диабазов. Согласно другим взглядам пермь сингенетично нефтеносна. Нефтяных месторождений в бассейне не выявлено.

§ 68. ГРУППА ПРИБРЕЖНО-АТЛАНТИЧЕСКИХ БАССЕЙНОВ ЮЖНОАМЕРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Группа прибрежно-атлантических платформенных бассейнов Южноамериканской платформы (бассейна Баийя, Сержипе-Алагоас, Северо-восточный прибрежный и Эспирито Санто-Кампос) протягивается вдоль восточной периферии Бразильского щита, непосредственно у побережья Атлантического океана, береговой линией которого они обрезаются. Для структуры бассейнов данной группы характерны грабеновые формы. Наземным обрамлением бассейнов служат блоки докембрийского фундамента Бразильского щита, относительно поднятые по разрывам. Это явно в отношении сравнительно более изученных бассейнов — Баийя и Сержипе-Алагоас. По-видимому, то же справедливо и в отношении совсем слабо изученных остальных бассейнов группы.

Выше, при описании бассейнов Нижнеамазонского и Мараньяо, отмечалось, что части этих бассейнов, примыкающие к Атлантическому океану, возможно, представляют собой самостоятельные впадины, аналогичные бассейнам описываемой группы. Тогда прибрежно-океанические бассейны данного типа образуют почти непрерывную полосу вдоль восточной периферии Бразильского щита.

Осадочное выполнение и возраст продуктивных и перспективных отложений в бассейнах данной группы относятся к мелу.

БАССЕЙН БАИЙЯ (ТОДОС-САНТОС, РЕКОНКАВО)

Бассейн представляет собой грабен субмеридионального простирания на восточной периферии Бразильского щита. С запада и с востока грабен отчетливо ограничен относительно поднятыми блоками докембрийского

фундамента этого щита. Западный краевой разлом известен под названием Мараго (или Марагожипе), а восточный — под названием Сальвадор (рис. 193).

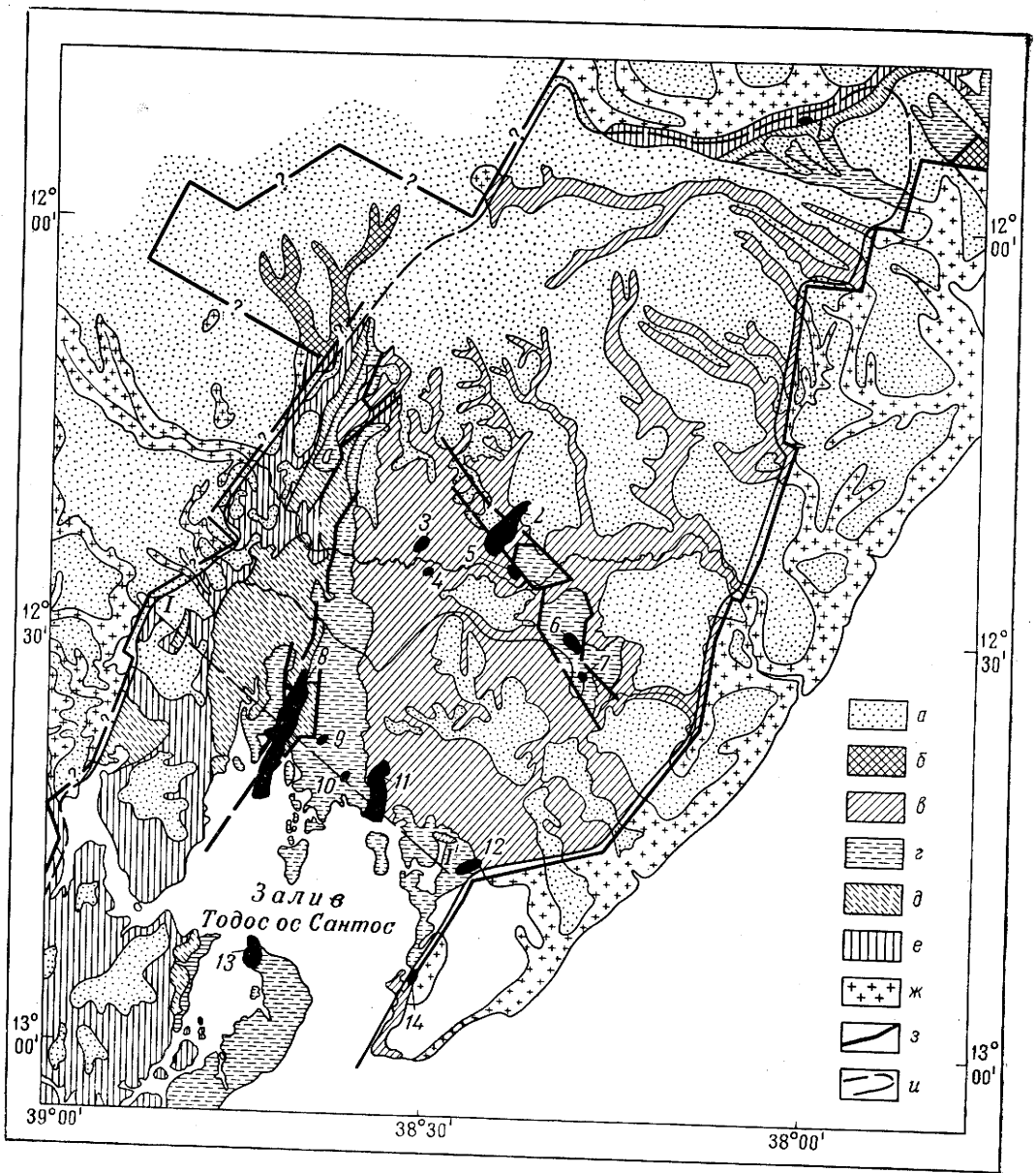


Рис. 193. Карта бассейна Баийя.

Нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади: *1* — Рио де Серра; *2* — Агуа Гранде; *3* — Кассарангонго; *4* — Такипе; *5* — Похука Централь; *6* — Мата де Сао Жоао; *7* — Сао Педро; *8* — Дом Жоао; *9* — Парамирим; *10* — Эп Сете; *11* — Кандейяс; *12* — Арату; *13* — Итапарика; *14* — Лобато. *а* — свита Баррейрас (Тг); мел: *б* — нерасчлененные меловые отложения; *в* — свита Сан-Себастиано, *г* — свита Ильяс, *д* — свита Санто Амаро; *е* — свита Бротас (юра?); *ж* — кристаллические породы фундамента; *з* — сбросы; *и* — граница бассейна.

С севера ограничение бассейна неотчетливо и при современном состоянии изученности проводится несколько условно, примерно по границе сплошного развития у поверхности меловых отложений. С юга наземная часть бассейна открывается в залив Тодос-Сантос.

Бассейн выполнен меловыми и юрскими отложениями максимальной мощностью около 4500 *м*. Самые низы осадочной толщи, возможно, относятся к юре. Подчиненную роль играют плиоценовые слои (табл. 78).

Таблица 78

Схематический разрез бассейна Баийя

Возраст	Свита, слои		Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Плиоцен	Баррейрас		Континентальные пески и песчаники, галечники	10—45
Мел	Сан Себастиан		Пестроцветные песчаники с прослоями алевролитов. У бортов бассейна — грубые конгломераты	100—1500
	Ильяс		Серые алевролиты с линзами оолитовых известняков. В основании глинистые песчаники нефтеносны	325—1800
	Санто Амаро	Кандейяс	Зеленые глинистые сланцы и аргиллиты с известковистыми конкрециями. Линзы песчаников со следами нефти и линзы известняков	325—1000
		Итапарика	Два нефтеносных горизонта песчаников (А и В), каждый из которых подстилается алевролитами	55—200
	Бротас	Сержи	Вверху: песчаники глинистые, в основании конгломератовидные; основной нефтеносный горизонт С. Мощность ~60 *м*. В средней части: песчаники пестроцветные, часто косослоистые. Мощность ~140 *м*. Внизу: красноватые песчаники. Мощность до 200 *м*	200—440
Юра?	Алианга		Вверху: алевролиты с тонкими прослоями песчаников. Внизу: массивные грубозернистые аркозовые песчаники. В основании — плотный базальный конгломерат	200—800
Фундамент			Докембрийские кристаллические породы Бразильского щита	

Нефтеносны свиты Ильяс и слои Кандейяс, Итапарика и Сержи (мел). Коллекторы — песчаные; природные резервуары в основном пластового типа, иногда, возможно, литологически со всех сторон ограниченные (рис. 194).

Мезозойские толщи, выполняющие бассейн, слагают региональную моноклиналь, наклоненную к юго-востоку. Моноклиналь интенсивно нарушена продольными разрывами, разбивающими ее на ряд отдельных наклоненных блоков. В средней части бассейна, кроме того, проходит сбросовая зона, поперечная по отношению к простиранию грабена и моноклинали.

Одна зона нефтегазонакопления протягивается поперек южной части грабена (месторождения Дом Жоао, Парамирим, Кандейяс, Арату и др.). Месторождения ее в основном приурочены к разрывам и небольшим структурным изгибам, осложняющим моноклиналь. Залежи главным образом тектонически экранированные. Отдельные месторождения, по-видимому, приурочены и к осложняющим моноклиналь брахиантиклинальным поднятиям. Эти месторождения содержат и пластовые сводовые залежи.

Другая зона нефтегазонакопления (месторождения Агуа Гранде, Пожука Сентрал, Мата де Сан Жоао и др.) связана с поперечной сбросовой зоной в средней части бассейна.

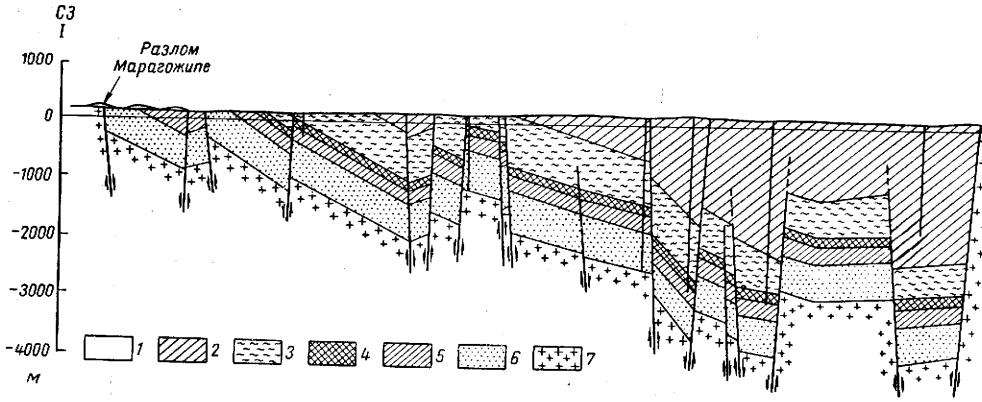


Рис. 194. Профильный разрез через бассейн Баийя по линии *I—I'* (по Von Hannfrit Putzer, 1956 г.).

1 — третичные отложения Баррейрас: меловые отложения: *2* — свита Ильяс, *3* — свита Кандейяс, *4* — свита Итапарика, *5* — свита Сержи, *6* — свита Алианча, *7* — докембрийский фундамент.

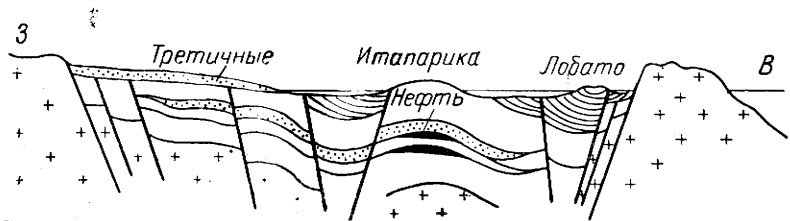


Рис. 195. Схематический поперечный профильный разрез через южную часть бассейна Баийя (по Von Hannfrit Putzer, 1956 г.).

Кроме того, и на северной и на южной окраинах бассейна известны отдельные месторождения, связанные с брахиантиклиналью (Итапарика), либо, видимо, с разрывами и незначительными структурными осложнениями (Лобато на юге и Педрас — на севере) (рис. 195).

БАССЕЙН СЕРЖИПЕ-АЛАГОАС

Бассейн Сержипе-Алагоас расположен в Бразилии на побережье Атлантического океана, в непосредственном соседстве с бассейном Баийя, в той же полосе (меридиональных) разломов, обрезающих Бразильский щит с востока (рис. 196).

С северо-запада бассейн ограничен блоком Бразильского щита, ограниченным с юго-востока крупным сбросом. Узкая полоса, занимаемая наземной частью бассейна, протягивается вдоль побережья с юго-запада на северо-восток, а к юго-востоку погружается под воды Атлантического океана. Морская сейсморазведка наметила подводное юго-восточное ограничение бассейна в виде поднятого блока фундамента, с северо-запада также обрезанного сбросом. Таким образом, бассейн, аналогично бассейну Баийя, видимо, представляет собой грабен на восточной окраине Бразильского щита; на суше находится лишь северо-западная половина этого грабена (рис. 197).

С северо-востока и с юго-запада бассейн замыкается также блоками фундамента, обрезанными сбросами. На юго-западе, по-видимому, горстообразный блок отделяет данный бассейн от бассейна Баийя.

Бассейн выполнен осадочной толщей, общая мощность которой в наиболее прогнутых частях впадины по приближенным определениям достигает порядка 4000 *м*. На докембрийском (частично палеозойском?) фундаменте

залегает предположительно верхнекаменноугольная песчано-глинистая свита Батинга мощностью примерно 500—800 *м*. Основная часть осадочного выполнения слагается вышележащей, главным образом нижнемеловой толщей общей мощностью около 2400—3400 *м*.

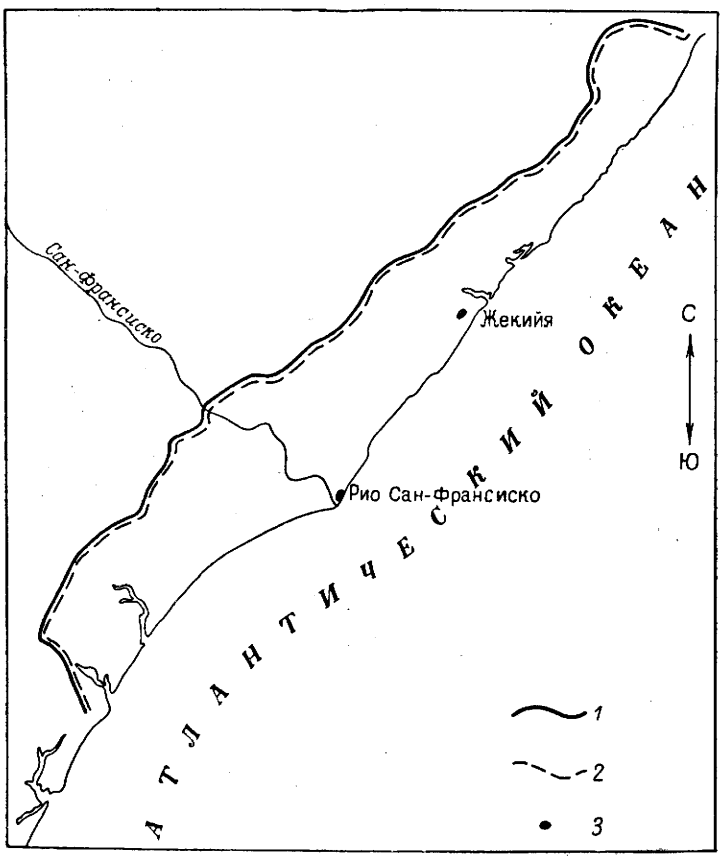


Рис. 196. Карта бассейна Сержипе-Алагоас.

1 — разлом; *2* — граница бассейна; *3* — нефтеносные площади.

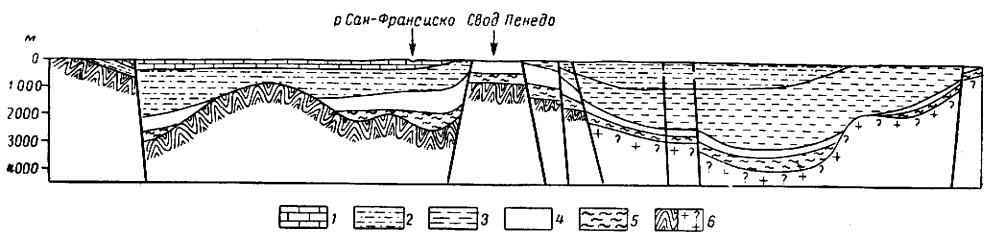


Рис. 197. Схематический поперечный профильный разрез через северную часть бассейна Сержипе-Алагоас (по W. K. Link, 1959 г.).

1 — верхний мел; *2*, *3*, *4* — нижний мел; *5* — верхний карбон; *6* — фундамент.

В основной части ее разреза преобладают песчано-глинистые отложения, которым подчинены известняки, а в средней части разреза— эвапориты. Верхи разреза мела — главным образом верхний мел — слагаются известняками и доломитами.

Разрез осадочного комплекса венчается маломощными (~150 *м*) рыхлыми третичными и четвертичными отложениями.

Наземная часть бассейна поднятым блоком Пенедо поперечно разделяется на две части — юго-западную и северо-восточную; последняя в целом несколько более опущена. От свода Пенедо к северо-востоку фундамент ступенчато опускается по ряду сбросов, затрагивающих и весь осадочный комплекс к самой прогнутой части бассейна. Внутри осадочного комплекса отмечается ряд несогласий.

В северо-восточной части бассейна известен ряд нефтепроявлений, поверхностных и в скважинах, связанных с нижнемеловой свитой Мурибека и верхнемеловой свитой Сапукари.

В 1958—1959 гг. в этой же части бассейна на поднятии Жекийя и у границы северо-восточной и юго-западной частей, на поднятии Рио Сан Франсиско получены полупромышленные притоки нефти из меловых отложений. Бассейн изучен и разведан слабо.

БАССЕЙНЫ СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫЙ ПРИБРЕЖНЫЙ И ЭСПИРИТО САНТО-КАМПОС

Под этими названиями выделяются узкие прибрежные полосы развития меловых отложений, прерывисто окаймляющие с востока Бразильский щит, к северу и к югу от более четко выделенных бассейнов Баийя и Сержипе Алагоас. Изучены они слабо. Во впадине Эспирито Санто установлены меловые отложения мощностью около 3 тыс. *м*, в низах которых в двух скважинах отмечены следы тяжелой нефти.

§ 69. СЕВЕРНАЯ ГРУППА ПРЕДАНДИЙСКИХ БАССЕЙНОВ

Два северных бассейна предандийской полосы — Восточно-Венесуэльский и Западно-Венесуэльско-Колумбийский — представляют предгорные бассейны послепалеозойских горных сооружений с обрамлением южного платформенного борта, преимущественно выведенным на поверхность. Северным и северо-западным складчатым горным обрамлением их служат отдельные элементы системы Анд. Выполнение бассейнов — третичное и мезозойское, причем мезозой играет подчиненную роль. Возраст продуктивных и перспективных отложений третичный.

В данном параграфе описывается небольшой возможно нефтегазоносный бассейн Туй Кариако. По своему общему геотектоническому положению он входит в северную группу внутриандийских бассейнов, описываемую ниже, но расположен он непосредственно по соседству с обширным Восточно-Венесуэльским бассейном и с ним тесно связан.

ВОСТОЧНО-ВЕНЕСУЭЛЬСКИЙ БАССЕЙН

Восточно-Венесуэльский бассейн находится почти целиком в Венесуэле; лишь небольшая северо-восточная его часть захватывает южную часть о. Тринидад. Бассейн образован на базе предгорной впадины и вытянут широтно (рис. 198).

Северным горным и складчатым обрамлением бассейна на континенте служит хребет Серрания дель Интериор — самая внешняя зона широтной ветви складчатого сооружения Анд. В средней по долготе части этот хребет, постепенно понижаясь, фактически перерывается и здесь впадина Восточно-Венесуэльского бассейна сообщается сравнительно узкой горловиной с соседней к северу межгорной впадиной Туй-Кариако (рис. 198). В пределах последней промышленных скоплений нефти и газа пока не обнаружено.

На о. Тринидад северным горным и складчатым обрамлением бассейна служит Центральный хребет Тринидада.

Серрания дель Интериор сложена нижне- и верхнемеловыми отложениями, частично прорванными основными интрузиями; подчиненную роль

играют палеогеновые слои. В строении Центрального хребта Тринидада основное участие принимают нижнемеловые и палеогеновые слои.

Южным платформенным и равнинным ограничением бассейна служит северный склон Гвианского щита, сложенный докембрийскими породами. Граница бассейна здесь практически совпадает с широтно протекающей р. Ориноко.

С запада бассейн граничит с Западно-Венесуэльским бассейном. Разграничением между ними служит нерезко выраженное, на значительном своем протяжении погребенное или полупогребенное поднятие Эль Бауль. Оно протягивается с северо-запада на юго-восток в бассейне рек Сан Карлос,

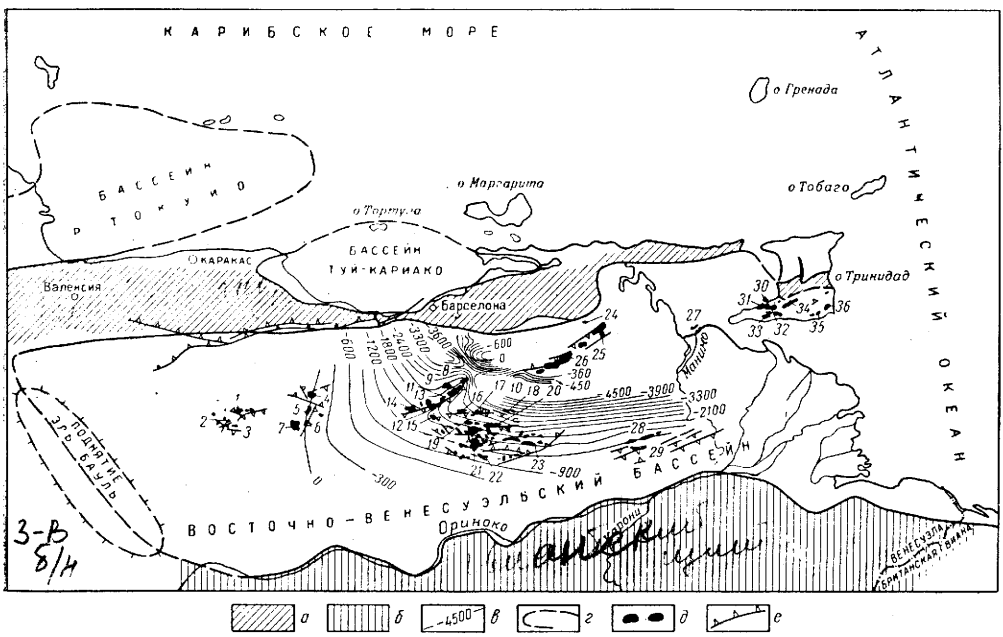


Рис. 198. Карта бассейнов Восточно-Венесуэльского и Туй-Кариако.

Нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади: *1* — Лас Мерседес; *2* — Гуавинита; *3* — Палачсьо; *4* — Тукупидо; *5* — Сабан; *6* — Бельявиста; *7* — Руис; *8* — Санта-Роса; *9* — Эль Робле; *10* — Гуарио; *11* — Сан Хоакин; *12* — Копоро; *13* — Санта Ана-Ринкон; *14* — Токо; *15* — Гере; *16* —Мапири; *17* — Сото; *18* — Мата; *19* — Бока; *20* — Нипа; *21* — Офисина; *22* — Овеха; *23* — Дасьон; *24* — Кирикире; *25* — Орокуаль; *26* — Хусепин; *27* — Педерналес; *28* — Тембладор; *29* — Пилон; *30* — Ла-Бреа; *31* — Пойнт Фортен; *32* — Пенол; *33* — Паоло Секо;*34* — Барракпоре; *35* — Моруга; *36* — Гуайнгуайяре. *а* — Серранья дель Интериор и Центральный хребет Тринидада; *б* — Гвианский щит; *в* — стратоизогипсы по кровле средней части свиты Офисина; *г* — границы бассейна; *д* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади; *е* — разломы.

Пао, Португеса и Апуре. В его северной, наиболее поднятой, части на поверхность выходят докембрийские (и палеозойские?) породы.

На востоке в районе дельты Ориноко бассейн открывается в Атлантический океан.

Фундамент бассейна — домеловой. В литературе существуют высказывания о юрском (триас-юрском?) возрасте пород, слагающих верхнюю часть фундамента (свиты Каррисаль и Ато Виехо) платформенного склона. Эти слабо метаморфизованные толщи сохранились лишь на отдельных, сравнительно небольших участках, перекрывая метаморфические и изверженные породы. Над ними непосредственно либо на метаморфических и изверженных породах несогласно залегают осадочные толщи, выполняющие бассейн. Возраст их занимает интервал от нижнего мела до четвертичных включительно, причем основная по мощности часть приходится на нижний мел и на олигоцен-миоцен. На платформенном борту разрез верхнего мела весьма сокращен, а палеоцен-эоцен в большинстве районов вовсе выпадает из разреза. В осевой зоне бассейна, смещенной к северному горному борту,

общая мощность меловой толщи превышает 8000 *м*, а третичной — 12 000 *м*. У южной платформенной окраины бассейна общая мощность осадочного выполнения сокращается до 1000—2000 *м*. Помимо того, для миоплиоценовой толщи наблюдается заметное увеличение мощности с запада на восток благодаря общерегиональному погружению оси бассейна в этом направлении в неогене. В крайней восточной части бассейна в районе дельты Ориноко мощность четвертичных отложений достигает не менее 2000 *м*.

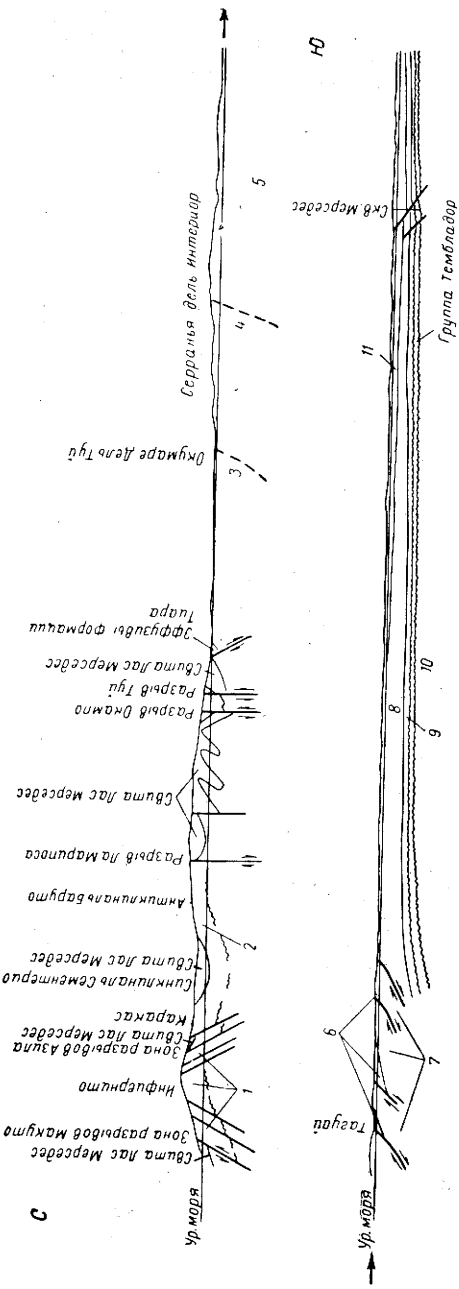


Рис. 199. Профильные разрезы через западную часть Восточно-Венесуэльского бассейна (по Н. Н. Reur и др., 1958 г.).

1 — гнейсы и амфиболиты Пенья де Мара; *2* — свита Лас-Брисас; *3* — нерасчлененные меловые метаморфические образования; *4* — основные изверженные породы и меловые отложения; *5* — отложения эоцена, палеоцена, мела, в основном неметаморфические; *6* — свита Чагуарамас; *7, 8* — свита Роблесито; *9* — свита Лапаскуа; *10* — изверженные и метаморфические породы фундамента; *11* — ось антиклинали Камасас.

Выполняющие бассейн меловые и третичные толщи сложены преимущественно обломочными отложениями; весьма подчиненное значение имеют карбонатные образования. Все эти породы в основном прибрежно- или мелководно-морского и лагунного, часто континентального происхождения (табл. 79, 80, 81, 82).

Вдоль гомоклинали платформенного борта, в особенности в его средней и восточной частях, широко развиты зоны продольных разломов, затрагивающих как фундамент, так и значительную часть осадочной толщи. Разломы, по-видимому, связаны со ступенчатым опусканием платформенного борта по направлению к осевой зоне бассейна. Зоны разломов построены весьма сложно. В их состав входят многочисленные диагонально расположенные сбросы. В ряде случаев отдельные блоки в зоне разломов опущены не к северу в сторону осевой части бассейна, а к югу в сторону Гвианского щита (рис. 200 и 201).

Второй важной особенностью тектоники бассейна являются поперечные структурные выступы платформенного борта, сказывающиеся в структуре всего осадочного комплекса. Крупнейший подобный выступ общего северо-восточного простирания расположен в средней части бассейна в районе Б. Анако. Почти навстречу ему с севера от складчатого борта, ответвляясь от восточной части Серрании дель Интериор, косо погружаются к юго-западу слабо выраженные передовые складки. Таким образом, здесь континентальная область Восточно-Венесуэльского бассейна в целом пережимается, разделяясь на две части, сообщающиеся по сравнительно узкому

Таблица 79

Схематический сводный разрез западной части платформенного борта Восточно-Венесуэльского бассейна (район Б. Мерседес)

Возраст	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Олигоцен	Чагуарамас	Частично морская, частично континентальная толща. Пески, глины, лигниты	305—427
	Роблесито	Глины и алевролиты	427—610
	Ла Паскуа	Пески, алевролиты и глины	100—152
Верхний мел	Гуавинита	Пески, алевролиты и глины	0—111
	Инфанте	Известняки	0—18
	Ла Крус	Известковистые и глауконитовые песчаники и глины с подчиненными известняками	0—305

Таблица 80

Схематический сводный разрез средней части платформенного борта Восточно-Венесуэльского бассейна (район Офисина)

Возраст	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Плейстоцен	Меса	Песчаники континентальные с подчиненными конгломератами	0—76
Плиоцен — верхний миоцен	Лас-Пьедрас	Алевролиты, переслаивающиеся с известковистыми и слюдистыми песчаниками	122—1220
Миоцен	Фрейтес	Верхняя часть: алевролиты серо-зеленоватые с подчиненными глинистыми песчаниками, иногда тонкозернистыми. Средняя часть: алевролиты серо-зеленые. Нижняя часть: алевролиты серо-зеленоватые с несколькими пластами песчаников	330—1100
Олигоцен	Офисина	Алевролиты серые и коричневые с подчиненными прослоями лигнитов и черных тонкозернистых песчаников. Толща нефтеносна	610—1524
Мел	Тембладор	Верхняя часть: песчаники и глины серо-зеленоватые, песчаники рыхлые, алевролиты известковистые темные с подчиненными плотными доломитами и доломитовыми песчаниками. Нижняя часть: пестроцветные песчаники, глины и алевролиты. Фундамент	163—610

Таблица 81

Схематический сводный разрез восточной части платформенного борта Восточно-Венесуэльского бассейна (район Тембладор)

Возраст	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Плиоцен	Меса	Глины серые, пески пестроцветные, разнозернистые, глинистые	
	Лас-Пьедрас	Алевролиты светло-серые; пески глинистые, слюдистые, известковистые. Ряд прослоев лигнитов	
Миоцен	Офисина	Аргиллиты и глины зеленые с подчиненными серыми песками, иногда глауконитовыми и редкими прослоями плотных глауконитовых песчаников. В основании — темноцветные аргиллиты, иногда газоносные	400—580
Олигоцен		Верхняя часть: глины и аргиллиты серые, до черных, с песчанистыми линзами, иногда переслаивающиеся с песками. В основании — иногда пласты угля. Нижняя часть: грубые песчаники	240—300
Мел	Тембладор	Пестроцветные песчаники, глины и аргиллиты	90—120
	Фундамент		

Таблица 82

Схематический сводный разрез восточной части складчатого борта Восточно-Венесуэльского бассейна (район Кирикире)

Возраст	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Миоцен — плиоцен	Кирикире	Галечники, пески и глины	1394
Нижний миоцен	Ла-Пика	Песчаники темно-серые, конгломераты, аргиллиты серо-зеленые и черные	1127
Олигоцен	Карапита	Аргиллиты темно-серые	609
		Песчаники	152
		Аргиллиты темно-серые до черных. Алевролиты светлые	1219
		Песчаники	137
Верхний эоцен	Мундо-Нуэво	Песчаники, аргиллиты и орбитолиновые известняки, глауконитовые	762
Палеоцен	Санта-Анита	Песчаники, аргиллиты, известняки	762

Продолжение табл. 82

Возраст	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Верхний мел	Сан Антонио	Песчаники и аргиллиты	365
	Керекуаль	Аргиллиты черные плотные, известняки черные конкреционные	609
Нижний и средний мел	Сукре	Известняки	609
		Песчаники и известковистые аргиллиты	2133

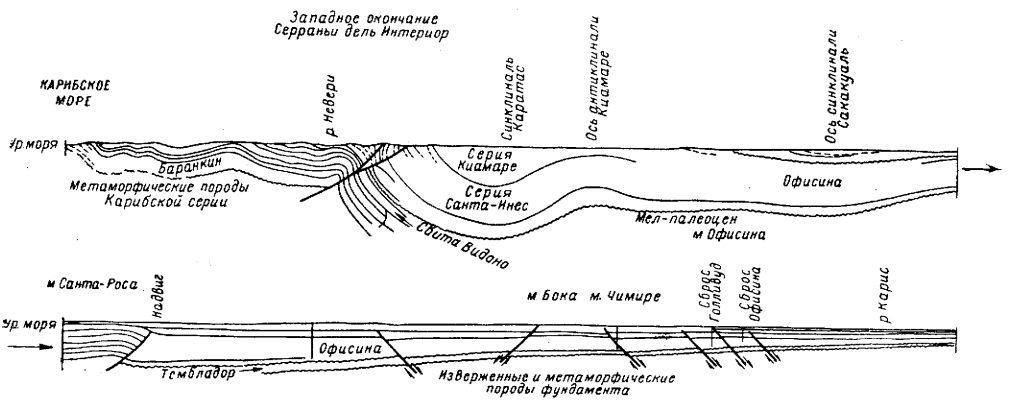


Рис. 200. Профильный разрез через среднюю часть Восточно-Венесуэльского бассейна (по Н. Н. Reur и др., 1958 г.).

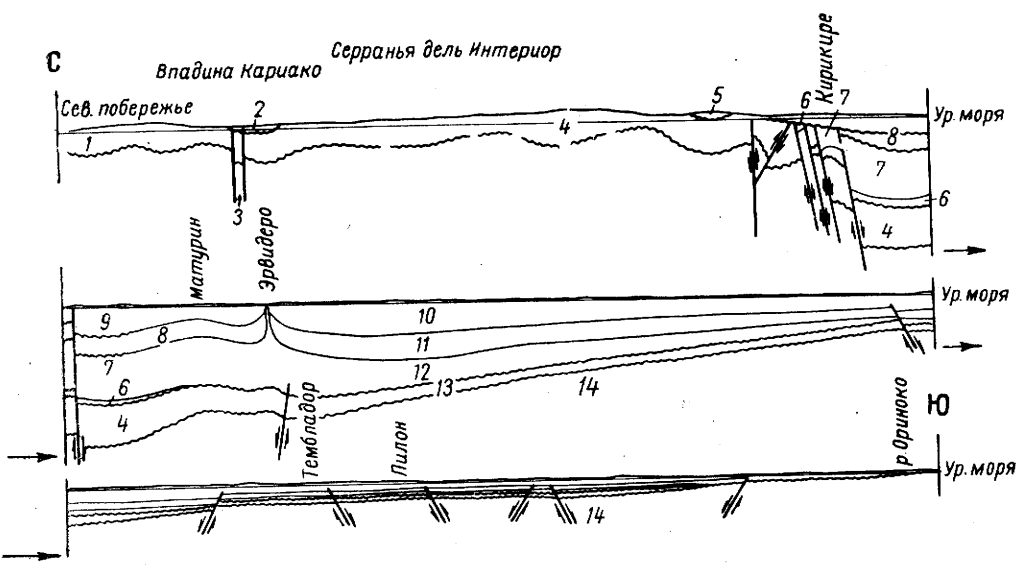


Рис. 201. Профильный разрез через восточную часть Восточно-Венесуэльского бассейна (по Н. Н. Reur и др., 1958 г.).

1 — метаморфические породы мела; комплекс, слагающий сжатые складки и нарушенный сложной сетью разрывов; *2* — плиоцен и верхний миоцен; *3* — зона сдвига; *4* — мел; *5* — плиоцен; *6* — эоцен; *7* — олигоцен; *8* — миоцен; *9* — верхний миоцен — современные отложения; *10* — свиты Меса-Лас Пьедрас; *11* — свита Фрейтес; *12* — свита Офисина; *13* — свита Тембладор; *14* — изверженные и метаморфические породы фундамента.

Характеристика нефтегазоносных толщ Восточно-Венесуэльского бассейна

Таблица 83

Возраст	Местное расчленение, свита	Литология	Мощность, *м*	Нефтегазоносные горизонты	Район, в котором толща нефтегазоносна
Плиоцен	Кирикире	Континентальная конгломератовая толща. Песчаники, конгломераты, глины. Плохая отсортированность и невыдержанность	600—1500	В низах три главных горизонта песчаников общей мощностью 70 *м*; глубина залегания 300—1200 *м*. По всему разрезу ряд невыдержанных горизонтов. Изредка газ	Месторождение Кирикире; восточная часть складчатого борта бассейна
Миоцен	Ла Пика	Глины слюдистые, алевритовые, лигнитизированные, обычно с тонкими прослоями мелкозернистых песчаников и алевритов. В низах песчаники часто глубокозернистые и расслоены конгломератами	0—2400	В районе Большой Хусепин в низах 25 горизонтов песчаников (пласты и линзы). На месторождении Педерналес не менее двух горизонтов песчаников; глубина залегания 300—1800 *м*	1. Район Б. Хусепин; восточная часть складчатого борта бассейна. 2. Месторождение Педерналес; крайняя восточная часть складчатого борта бассейна
	Форест и Крюз, отчасти Морн Л′ Анфер	В низах каждой свиты глины; кверху они обогащаются сначала линзообразными, а затем и пластовыми песчаниками	Форест—240—900; Крюз—300—3000	Многочисленные пласты и линзы песчаников	Месторождения Тринидада; крайняя восточная часть складчатого борта бассейна
Олигоцен средний и верхний	Карапита	Алевролиты с линзами песчаников и конгломератов		Незначительная нефтеносность	Район Б. Хусепин; восточная часть складчатого борта бассейна
	Чагуарамас (самые верхи переходят в нижний миоцен)	Песчаники, глины, лигниты	>2100	Ряд пластов и линз песчаников мощностью 3,7—15 *м*. Глубина залегания 250—2000 *м*. Ряд газовых шапок	Район Б. Мерседес; западная часть платформенного борта бассейна
	Офисина (самые верхи переходят в бурдигальский ярус нижнего миоцена)	Серые глины, расслоенные алевролитами, песчаниками (до 30% всего разреза) и реже—маломощными известняками	180—3000; район Тембладор—180; район Б. Офисина—450—1800; район Б. Анако—2200—3000	В районе Б. Офисина 100 горизонтов песчаников (пласты и шнурковые образования) по всему разрезу; мощность 0,6—54 *м*; глубина залегания 240—3600 *м*. Обычен газ и газовые шапки	Районы Б. Анако, Б. Офисина и Тембладор; центральная и восточная части платформенного борта бассейна

				В районе Б. Анако 70 горизонтов песчаников (вместе с Перикито) в средней и нижней частях разреза. Обычен газ. Мощность 1,5—45 *м*; глубина залегания 1100—3000 *м*. В районе Тембладор ряд горизонтов песчаников средней мощностью 13 *м*	
Олигоцен средний и нижний	Перикито	Песчаники (50% разреза), иногда грубые и с галькой, переслаивающиеся с черными известковистыми глинами, аргиллитами и алевролитами	⩽600	70 горизонтов песчаников (вместе с Офисина), мощностью 1,5—45 *м*; глубина залегания до 3000 *м*	Район Б. Анако; центральная часть платформенного борта бассейна
	Карапита	Чередование известковистых песчаников, алевролитов и глин; прослои лигнитов	⩾3700	6 горизонтов песчаников; глубина залегания 2000—2400 *м*	Месторождение Киамаре; центральная часть складчатого борта бассейна
Олигоцен нижний	Роблесито и Ла Паскуа	Роблесито — глины с весьма выдержанными прослоями алевритов, подчиненные песчаники; Ла Паскуа — песчаники	Роблесито — 420—610	Ряд пластов и линз песчаников мощностью 3,7—15 *м*. Ряд газовых шапок. Глубина залегания 250—2000 *м*	Район Б. Мерседес; западная часть платформенного борта бассейна
Мел (неоком — даний)	Санта Анита; Гуайюта и Сукре			Изредка незначительная нефтеносность (тяжелая нефть, уд. вес 1,0)	Восточная часть складчатого борта бассейна
Мел (альб—турон)	Ла Крус	Песчаники, глинистые сланцы, известняки	0—300	Незначительная нефтеносность	Месторождения Лас Мерседес и Руис; западная часть платформенного борта бассейна
Мел (баррем — сантон)	Тембладор	Внизу: континентальные песчаники, часто грубые и пестроцветные алевролиты и аргиллиты. Вверху: глауконитовые песчаники, алевролиты, аргиллиты, доломиты и доломитизированные известняки	⩾180	Неразрабатываемые значительные скопления смолистой нефти	Восточная часть далекого платформенного борта бассейна

структурному перекату. Восточная часть известна под названием бассейна или впадины Матурин, а западная — бассейна или впадины Гуарико.

Юго-восточный борт выступа Б. Анако осложнен региональным надвигом, северо-восточного простирания (надвиг Анако). К надвигу Анако приурочена антиклинальная зона того же простирания, слагаемая рядом брахиантиклинальных поднятий.

Во впадине Гуарико намечается второй подобный же, но меньших размеров и менее выраженный поперечный структурный выступ платформенного борта в районе — Белья Виста — Тукупидо. Он также осложнен разрывами. Простирание их как северо-восточное, так и юго-восточное.

Как на платформенном, так и на складчатом бортах бассейна регионально нефтеносна толща, стратиграфически обнимающая олигоцен и самые низы миоцена. Однако на складчатом борту нефтеносность этого комплекса имеет весьма подчиненное значение. На платформенном борту к данному комплексу относятся свиты Офисина, Чагуарамас, Роблесито и Ла Паскуа, а на складчатом — свита Карапита. С запада на восток стратиграфический интервал, охватываемый комплексом, несколько сокращается.

В восточной части складчатого борта, в которой только и известны промышленные залежи, регионально нефтеносна миоценовая толща Ла Пика на континенте и ее аналоги Форест, Крюз и в меньшей мере Морн Л'Анфер на Тринидаде. Кроме того, на месторождении Кирикире — восточной части складчатого борта — нефтеносна, давая значительную часть добычи всего бассейна, плиоценовая свита Кирикире.

Подчиненное значение в бассейне имеет нефтеносность меловых отложений (см. сводную табл. 83 характеристики нефтегазоносных толщ).

Как видно из приведенной характеристики нефтегазоносных толщ, в Восточно-Венесуэльском бассейне известны коллекторы лишь песчаного типа.

В бассейне можно выделить следующие зоны нефтегазонакопления.

На платформенном борту

1. *Зоны нефтегазонакопления, связанные с зонами разломов на гомоклинали.*

Не исключено, что подчиненное значение имеет выклинивание коллекторских горизонтов олигоцен-нижнемиоценового комплекса, происходящее применительно к тем же зонам:

а) в западной части платформенного борта — район Б. Мерседес (месторождения и площади Лас Мерседес, Гуавинита, Паласио и др.);

б) в центральной части платформенного борта — район Б. Офисина (месторождения и площади Офисина, Чимире, Гуаре, Нипа и др.);

в) в восточной части платформенного борта (месторождения Тебладор, Пилон и др.).

Месторождения связаны с небольшими структурными осложнениями гомоклинали в сочетании с отдельными разрывами.

Залежи преимущественно пластовые, тектонически экранированные, в районе Б. Мерседес — также литологически экранированные.

2. *Зоны нефтегазонакопления, связанные с антиклинальными зонами, приуроченными к разрывам, осложняющим поперечные структурные выступы платформенного борта.*

а) Более крупная зона (так называемый район Б. Анако), связанная с антиклинальной зоной вдоль надвига Анако. Месторождения связаны с брахиантиклиналями (Гуарио, Санта Роса, Сан Хоакин и др.) и структурными носами или террасами (Сан Рокве, Эль Робле). Залежи пластовые, сводовые, литологически ограниченные со всех сторон и литологически экранированные.

б) Подобная же, по-видимому, зона (или зоны?) в районе упомянутого структурного выступа в Гуарико (месторождения и площади Тукупидо, Сабан — Белья Виста, Руис).

На складчатом борту

1. *Зоны нефтегазонакопления, связанные с передовыми антиклинальными зонами.*

а) В средней по долготе части складчатого борта зона, связанная со слабо выраженной, погружающейся по простиранию, передовой антиклинальной зоной — так называемый район Б. Урика (месторождения Киамаре, Ла Виеха и др.). Месторождения связаны с отдельными брахиантиклиналями. Не исключено, что крупнейшее месторождение данного района (Киамаре) относится к самостоятельной зоне нефтегазонакопления, в которой основную роль играет выклинивание коллекторских горизонтов олигоцена.

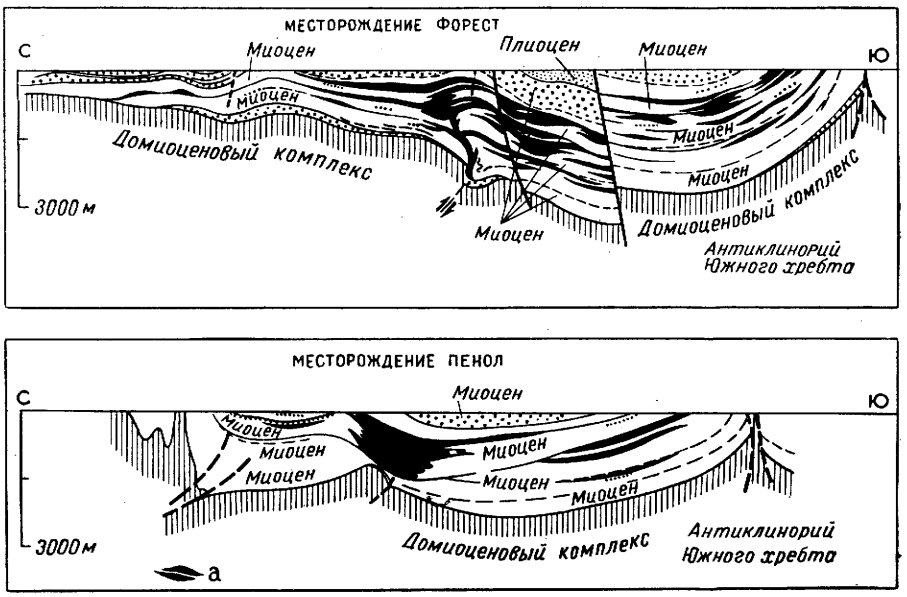


Рис. 202. Профильный разрез через тринидадскую часть Восточно-Венесуэльского бассейна.

а — основные песчаные коллекторские горизонты миоценовой толщи.

б) Зоны нефтегазонакопления, связанные с передовыми антиклинориями на Тринидаде — Центральным хребтом и Южным хребтом и с далеким западным погружением первого по простиранию уже на материке (рис. 202).

Месторождения Форест Ризерв, Ла Бреа, Пенол, Педерналес и другие связаны с брахиантиклиналями, осложняющими борта передовых антиклинориев или их далекое погружение по простиранию, как месторождение Педерналес; брахиантиклинали, например, Педерналес, Форест иногда осложнены диапиризмом и грязевым вулканизмом. Залежи пластовые сводовые и литологически и тектонически экранированные.

2. *Зоны нефтегазонакопления, связанные с выклиниванием и несогласным перекрытием плиоценовых, миоценовых и олигоценовых коллекторских горизонтов на моноклинали в восточной части складчатого борта бассейна.*

а) Зона Б. Хусепин (месторождения и площади Хусепин, Мата Гранде, Санта Барбара и др.) связана в основном с выклиниванием, частично со срезанием поверхностью несогласия, коллекторских горизонтов миоценовой свиты Ла Пика. Подчиненное значение имеет срезание поверхностью несогласия коллекторских горизонтов олигоценовой формации Карапита. Месторождения связаны с антиклиналями и небольшими структурными осложнениями на моноклинали. Залежи пластовые, сводовые, литологически

и стратиграфически экранированные. В формации Карапита, возможно, также тектонически экранированные?

б) Зона крупнейшего в бассейне месторождения Кирикире связана с выклиниванием и прислонением к поверхности несогласия коллекторской толщи плиоценовой свиты Кирикире. Подчиненное значение имеет срезание поверхностью несогласия и антиклинальный изгиб коллекторских слоев олигоцена. В плиоценовых слоях залежи литологически экранированные и прислоненные к поверхности несогласия. В олигоценовых слоях залежи пластовые, сводовые и стратиграфически экранированные.

Стратиграфическое распределение нефтегазоносности по отдельным перечисленным зонам приведено выше, в сводной характеристике нефтегазоносных толщ.

В распространении нефтей различного удельного веса в Восточно-Венесуэльском бассейне наблюдается определенная зональность. Двигаясь вкрест простирания бассейна, от его южного платформенного ограничения к северному складчатому, последовательно пересекаем: узкую зону распространения залежей весьма тяжелой смолистой нефти уд. веса 1,0 *, неширокую зону залежей тяжелой нефти уд. веса 0,95—0,90 в верхней части платформенного борта; широкую зону залежей легкой нефти уд. веса 0,87—0,77 в нижней части платформенного борта и отчасти предгорного борта; вновь — узкую зону залежей тяжелой нефти уд. веса 0,94—0,99 на предгорном борту и, наконец, у самой северной границы бассейна — вновь встречаем отдельные скопления асфальта и смолистой нефти.

На о. Тринидад у северной границы бассейна находится крупнейшее скопление асфальта, так называемое Асфальтовое озеро, с которым связаны также пропитанные очень тяжелой нефтью миоценовые песчаники.

Наблюдаются отдельные отклонения от этой закономерности, однако в региональном аспекте в целом выдерживается указанная зональность. Залежи зон нефтегазонакопления, связанные с зонами разломов на гомоклинали платформенного борта, дающие в совокупности около половины добычи бассейна, находятся в зоне легкой нефти. Основная часть добываемой из этих залежей нефти обладает уд. весом 0,87—0,89. В вертикальном направлении, в главной по количеству месторождений и размерам добычи из этих зон — районе Б. Офисина — наблюдается с глубиной увеличение удельного веса нефти.

Восточно-Венесуэльский бассейн несравнимо больше по размерам добычи и выявленных в настоящее время запасов всех прочих Предандийских бассейнов вместе взятых, занимая видное место и в общемировой добыче нефти. Не в пример другим Предандийским бассейнам он сравнительно хорошо изучен.

БАССЕЙН ТУЙ-КАРИАКО

Впадина Туй-Кариако представляет собой возможно нефтегазоносный межгорный бассейн. Как отмечено выше, она отделяется от Восточно-Венесуэльского бассейна Серранией дель Интериор, в месте понижения которой оба бассейна сообщаются узкой горловиной. На севере бассейн Туй-Кариако обрамлен береговыми хребтами Венесуэльских Анд. Частично впадина занята заливом Карибского моря, отделяясь от последнего рядом островов — Кубагуа, Тортуга и др. (см. рис. 200). Во впадине установлено присутствие континентальных и морских миоценовых и плиоценовых отложений общей мощностью свыше 2000 *м*. На северной окраине впадины известны поверхностные нефтепроявления и при горных работах была получена тяжелая сернистая нефть.

---

* Эти залежи содержат значительные запасы, но не разрабатываются; разработка их считается нерентабельной.

ЗАПАДНО-ВЕНЕСУЭЛЬСКО-КОЛУМБИЙСКИЙ БАССЕЙН

Западно-Венесуэльско-Колумбийский бассейн в своей северо-восточной части, в пределах которой известны нефтяные месторождения, расположен в Венесуэле, а юго-западная часть его находится в Колумбии. Венесуэльская часть бассейна в литературе обычно именуется бассейном Апуре или Бариньяс, а колумбийская — бассейном лльяносов Колумбии (рис. 203).

Бассейн вытянут с северо-востока на юго-запад. Северо-западным складчатым и горным обрамлением его служат восточные ветви виргирующей

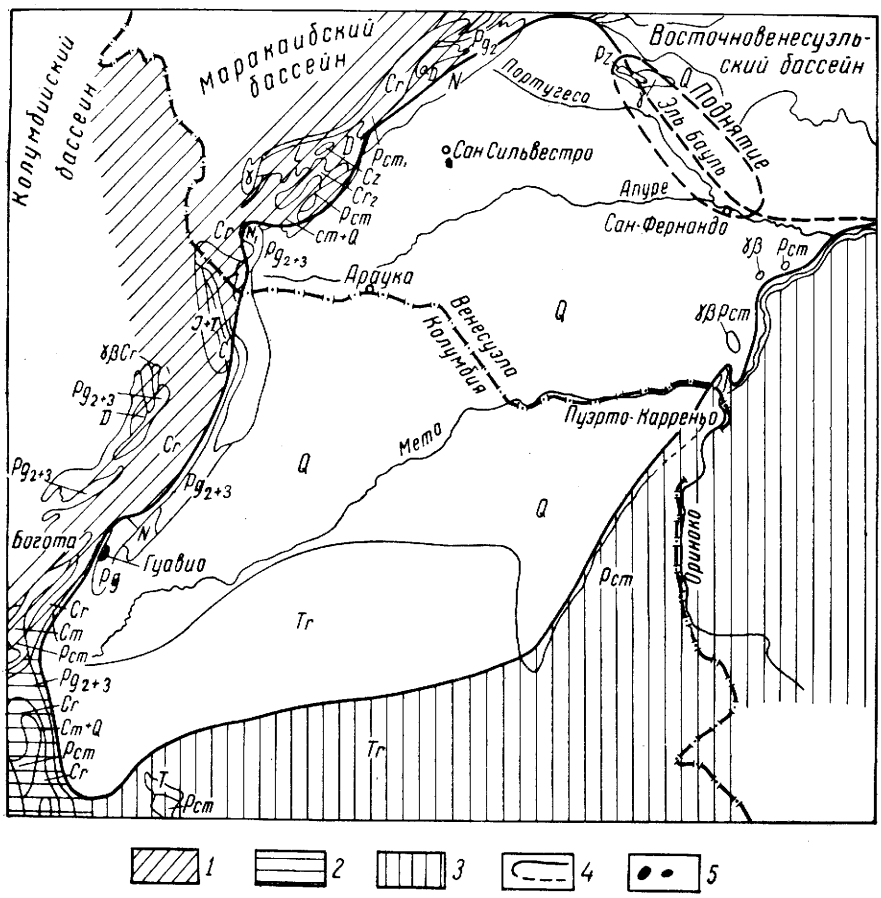


Рис. 203. Карта Западно-Венесуэльско-Колумбийского бассейна.

1 — Венесуэльские Анды и Восточная Кордильера Колумбии; *2* — поднятие Сиерра де Макарена; *3* — Гвианский щит; *4* — границы бассейна; *5* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади.

на северо-западе Южной Америки складчатой системой Анд. С севера на юг — это Венесуэльские Анды (называемые также Кордильерой де Мерида или Андами Мерида) и Восточная Кордильера Колумбии. Венесуэльские Анды сложены в осевой части метаморфическими сланцами и гнейсами (докембрия? палеозоя?) и кислыми интрузиями; на склонах, обращенных к бассейну, появляются морские апт-туронские, эоценовые и континентальные миоплиоценовые отложения. В строении Восточной Кордильеры основное участие принимают нижне- и верхнемеловые толщи.

Юго-восточным обрамлением бассейна служит северо-западный склон Гвианского щита, сложенный докембрийскими породами, на юге, по-видимому, перекрытыми значительным третичным чехлом.

На северо-востоке бассейн граничит с Восточно-Венесуэльским бассейном по выступу Эль Бауль.

На юго-западе бассейн граничит с Верхнеамазонским бассейном по поднятию Сиерра де Макарена в районе рек Гуехар и Гуайяберо (рис. 203). Оно сложено докембрийскими породами, частично перекрытыми меловыми и третичными отложениями, и, видимо, представляет собой выступ Гвианского щита. Бассейн, в особенности его южная колумбийская часть, изучен слабо.

В северной части бассейна можно предположить наличие условий, в основном сходных с Восточно-Венесуэльским бассейном, т. е. присутствие домелового фундамента и выполнение бассейна меловыми и главным образом третичными толщами большой мощности.

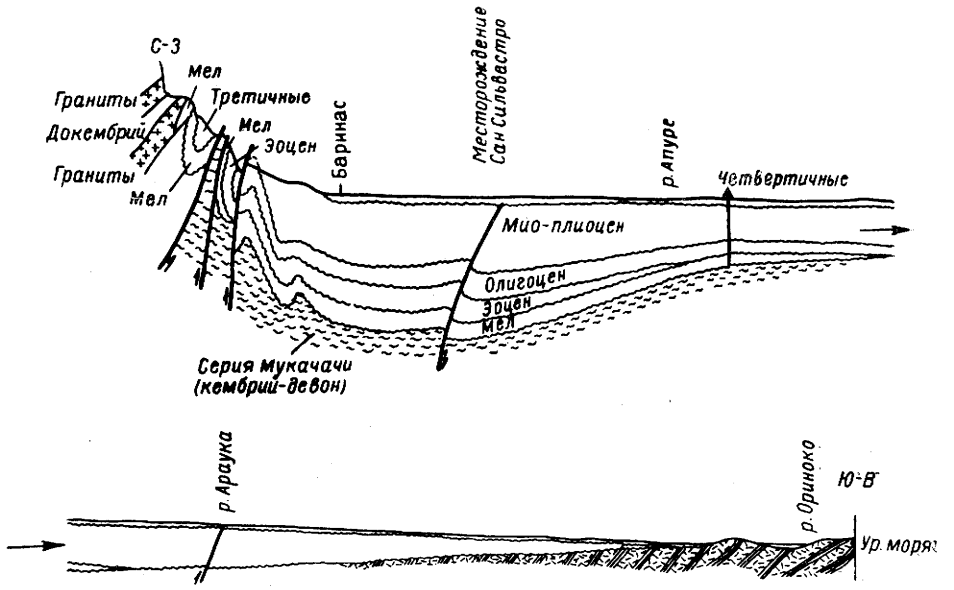


Рис. 204. Схематический поперечный профильный разрез через Западно-Венесуэльско-Колумбийский бассейн (по G. A. Joung и др., 1956 г.).

В 1947—1948 и 1953 гг. в бассейне были открыты три нефтяные месторождения (нефтеносные площади?) в районе Сан Сильвестро. Они расположены на платформенном борту бассейна и связаны с отдельными структурными осложнениями этого борта. Согласно имеющимся отрывочным данным на этих площадях нефтеносны эоценовые (олигоценовые?) и частично, возможно, также меловые отложения. Добыча на них незначительна. Нефть уд. веса около 0,9.

В самые последние годы в южной части складчатого борта бассейна, в предгорьях Восточной Кордильеры Колумбии, в районе Гуавио получены промышленные притоки нефти из палеогеновых отложений.

§ 70. ЦЕНТРАЛЬНАЯ ГРУППА ПРЕДАНДИЙСКИХ БАССЕЙНОВ

Центральная группа предандийских бассейнов занимает два бассейна центральной части предандийской полосы — Верхнеамазонский и Центрально-Предандийский. Классификационно они таковы же, как и бассейны предыдущей, северной группы, с той лишь разницей, что восточное платформенное обрамление Верхнеамазонского бассейна преимущественно погребенное, выражено нечетко намечающимся поднятием, ограничивающим с запада Амазонскую синеклизу. Восточным платформенным обрамлением Центрально-Предандийского бассейна служит западный склон Бразиль-

ского щита. Западным горным обрамлением обоих бассейнов в основном служат отдельные элементы системы Анд. Вдоль их фронта в обоих бассейнах, в особенности в Центрально-Субандийском, хорошо развиты передовые складки Анд, состоящие из ряда меридионально или субмеридионально вытянутых узких антиклинальных зон, морфологически выраженных протяженными хребтами, называемыми Субандийскими. В составе осадочного выполнения обоих бассейнов значительную роль играет палеозой.

ВЕРХНЕАМАЗОНСКИЙ БАССЕЙН

Верхнеамазонский бассейн расположен главным образом в пределах Перу и Бразилии; северо-западная окраина бассейна находится в пределах Эквадора, а юго-восточная — в Боливии (рис. 205).

Западным горным и складчатым обрамлением бассейна служат Восточные Кордильеры Колумбии, Эквадора, Перу и Боливии. Они сложены в основном палеозойскими, большей частью в той или иной мере метаморфизованными толщами, среди которых широко развиты девонские образования. Не исключено, что часть метаморфизованных толщ обладает мезозойским возрастом. Довольно значительным развитием пользуются меловые интрузивы.

С востока бассейн обрамляется на севере западным склоном Гвианского щита, на юге — западным склоном Бразильского щита; эти элементы сложены докембрийскими породами. Средняя по широте часть восточного ограничения бассейна в области Амазонской синеклизы, разделяющей оба щита, неясная и здесь он условно разграничивается со смежным Нижнеамазонским бассейном по предполагаемому на междуречье верхнего течения Амазонки и Мадейры погребенному поднятию фундамента Икитос.

На севере бассейн разграничивается с Западно-Венесуэльским по поднятию Сиерра де Макарена.

На юге ограничение бассейна нечеткое. Суженная его часть условно разграничивается со смежным Центрально-Предандийским бассейном в Центральной Боливии. Здесь в районе крупнейшего расширения и выступа к востоку системы Анд и выступа к западу Бразильского щита, по-видимому, располагается отвечающий этим выступам крупный погребенный структурный перекат (рис. 205).

Фундамент бассейна в его крайней восточной части, отвечающей далекому платформенному склону впадины, видимо, докембрийский. В средней и западной частях впадины фундамент, по-видимому (нижней?), палеозойский.

Бассейн выполнен толщами палеозоя, мезозоя, третичными и четвертичными, максимальная мощность которых превышает 10 000 *м* (табл. 84).

Южнее в средней по широте перуанской части западного борта аналогом свиты Холлин служит нефтеносная свита Агуа Калиенте, возраст которой относится к интервалу альб-турон. Здесь же развита мощная галогенная толща, возраст которой относят к триасу или юре; большинство исследователей выделяет пермские и девонские отложения.

Бассейн, в особенности его центральная зона и восточный платформенный борт, исследован слабо.

Поверхностные нефтепроявления на западном борту бассейна известны по всему разрезу от девона до мела включительно, главным же образом связаны с мелом.

Вдоль средней и южной части западного борта бассейна хорошо развита полоса передовых складок, сложенных меловыми и континентальными третичными толщами (с палеозойскими ядрами?). В пределах этой полосы отмечены многочисленные соляные купола с ядрами, сложенными триасовой (юрской?) солью. К одному из таких куполов приурочено единственное до самого последнего времени промышленное месторождение бассейна — Агуа Калиенте, иначе Гансо Асуль. На нем нефтеносны песчаники Агуа Калиенте, которым приписывают в основном речное и озерное происхожде-

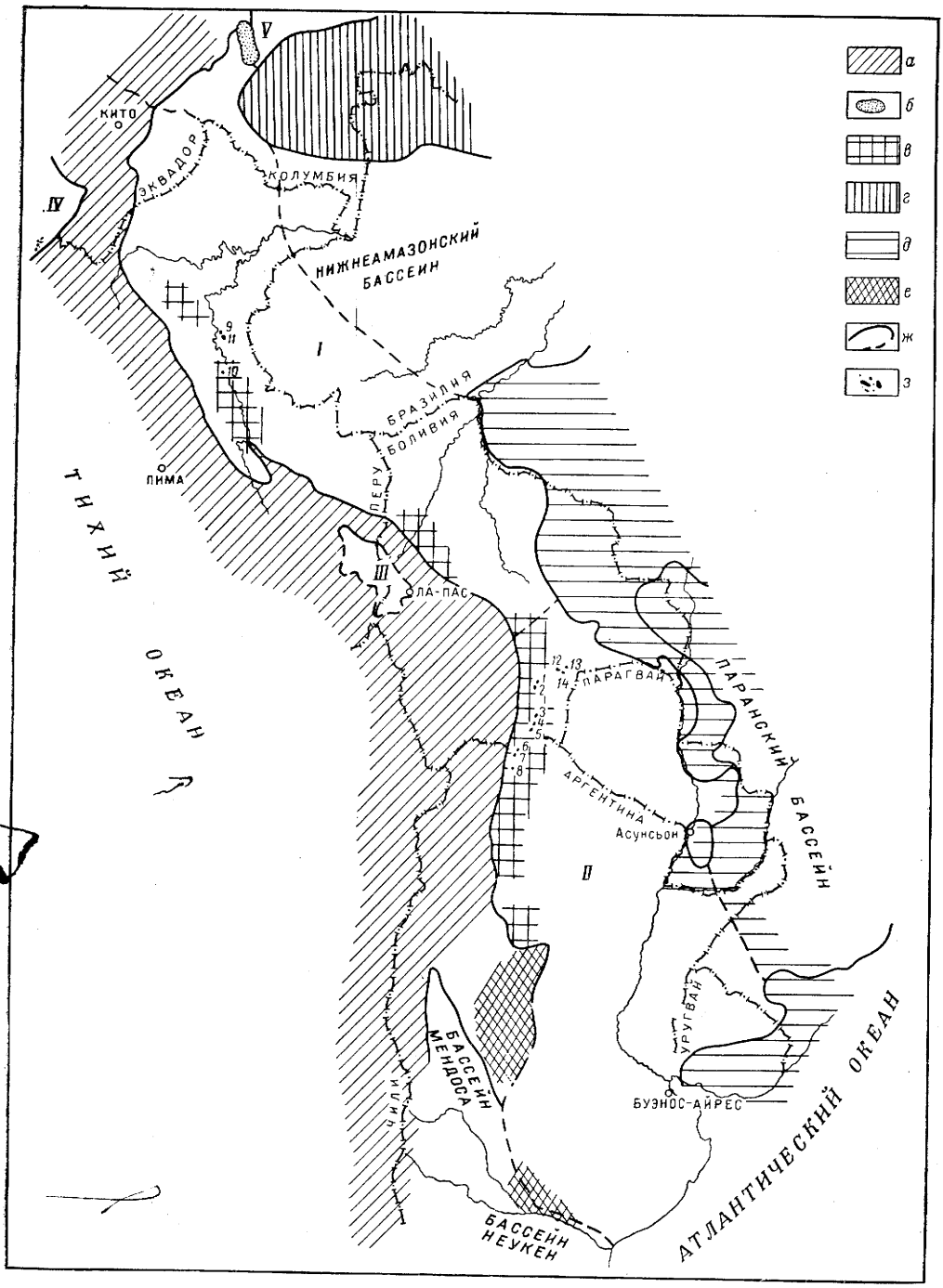


Рис. 205. Карта Верхнеамазонского и Центрально-Предандийского бассейнов. Нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади:

1 — Камири, *2* — Гуаируй, *3* — Каматинди, *4* — Лос-Монос, *5* — Сананднта, *6* — Торо, *7* — Бермехо, *8* — Рио-Пескадо, *9* — Макийя, *10* — Гансо-Асуль, *11* — Пакайя, *12* — Каранда, *13*— Колпа, *14*—Рио-Гранде. *I* — Верхнеамазонский бассейн; *II* — Центрально-Предандийский бассейн; *III* — Титикакский бассейн; *IV* — Гуаякильский бассейн; *V*—Западно-Венесуэльско-Колумбийский бассейн; *а* — система Анд; *б* — поднятие Сиерра де Макарена; *в* — передовые складки Анд; *г* — Гвианский щит; *д* — Бразильский щит; *е* — Сиерра Пампа; *ж* — границы бассейна; *з* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади.

Схематический сводный разрез западного борта северной части Верхнеамазонского бассейна

(район Ориенте в Эквадоре)

Возраст	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Четвертичные — миоцен		Вулканические пеплы, туфы, переслаивающиеся с континентальными глинами и песками, содержащими линзы галечников	450
Миоцен-эоцен (?)	Тиуйяку, Чалкана, Пастаса, Арахуно, Курарей, Умпа и Чамбира	Песчаники разнозернистые, иногда конгломератовидные, конгломераты, глины и алевролиты, главным образом пестроцветные, иногда туфовые, иногда с тонкими прослоями угля	2500—5000
Верхний мел (?) — нижний эоцен (?)	Тена	Пестрые глины с подчиненными песчанистыми мергелями. В основании — известковистые песчаники	270—1000
Мел; альб-коньяк	Напо	Известняки светло-серые до черных, тонкослоистые и массивные, иногда с кремнистыми конкрециями, битуминозные. Известнякам подчинены известковистые, часто глауконитовые песчаники и темно-серые до черных битуминозные аргиллиты	240—800
Нижний мел	Холлин	Песчаники массивные, часто косослоистые, с нерегулярно встречающимися линзами или тонкими прослоями темных глин и песчанистых алевролитов. Песчаники местами насыщены асфальтовой нефтью, к ним приурочены выходы асфальта	80—240
Нижняя, средняя и верхняя юра	Чаниса	Песчаники красные глинистые с подчиненными красными глинами и аргиллитами, иногда гипсоносные, конгломератовидные, переходящие в граувакки. Глины, иногда туффитовые. Обычно присутствуют эффузивы и различные туфы, а также пирокластические образования. Обычны дайки диоритово-андезитовых пород	600—4500
Нижняя юра	Сант-Яго	Известняки тонкослоистые, черные и серые, кремнистые, переслаивающиеся с темными аргиллитами и глинистыми сланцами, иногда с туффитами и песчаниками	1500—2700
Карбон	Макума	Известняки тонкослоистые и массивные, темно-серые, с подчиненными песчаниками кварцитовыми и известковистыми, местами в низах черными аргиллитами	1450
Нижний палеозой	Тумбунса и Маргахитас	Сланцы тонколистоватые, темно-серые, до черных, иногда графитовые; местами замещаются плотными кварцитовыми песчаниками	1000
Палеозой или докембрий		Гнейсы и филлиты, интрудированные гранитными породами	

ние. Она слагается главным образом разнозернистыми, до конгломератовидных, часто косослоистыми светлыми и пестрыми песчаниками. Мощность ее около 500—1500 *м*.

В 1957 г. промышленные притоки нефти получены на брахиантиклинальном поднятии Макиа, из так называемых «сахаровидных песчаников» верхнего мела, стратиграфически более высоких, чем свита Агуа Калиенте. Поднятие Макийя входит в состав цепочки брахиантиклиналей СЗ—ЮВ простирания. Эта зона, по-видимому, лежит уже за пределами полосы передовых складок и представляет собой структурный порог, осложняющий

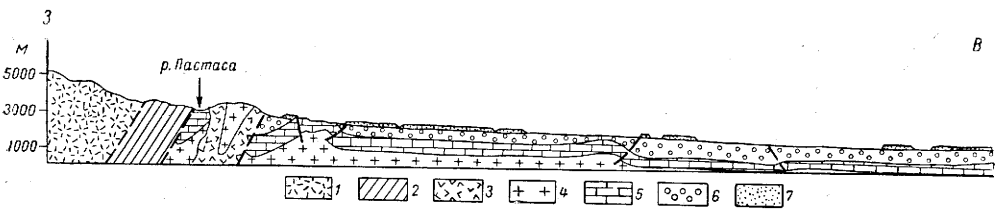


Рис. 206. Схематический поперечный профильный разрез через северную часть Верхнеамазонского бассейна (по G. E. Lewis, H. J. Tschopp, J. G. Markc, 1956 г.).

1 — домеловой метаморфический комплекс; *2* — палеозой; *3* — интрузивные породы в основном мелового возраста; *4* — эффузивы в основном юрского возраста; *5* — мел; *6* — третичные; *7* — четвертичные.

самую нижнюю часть платформенного борта бассейна. На других брахиантиклинальных поднятиях, входящих в состав данной зоны Инуия, Кашибойя и Соль, встречены выходы нефти и следы нефти в скважинах, а на поднятии Пакайя и полупромышленные притоки нефти. Все эти проявления связаны с упомянутой толщей «сахаровидных песчаников». Мощность ее составляет 180—190 *м*. Она сложена в основном прибрежно-морскими и континентальными песчаниками и мергелями, содержащими пачку черных глин мощностью 16 *м*.

Таким образом, можно говорить о двух зонах нефтегазонакопления, из которых одна, Агуа Калиенте, связана с передовыми складками, а другая Макийя — со структурным порогом платформенного борта.

ЦЕНТРАЛЬНО-ПРЕДАНДИЙСКИЙ БАССЕЙН

Меньшая северная часть Центрального Предандийского бассейна находится на территории Боливии и Парагвая, а большая, средняя и южная — в Аргентине (см. рис. 205).

Западное складчатое и горное обрамление бассейна на севере резко представлено Восточной Кордильерой Боливии и Северной Аргентины. Эта Кордильера сложена палеозойскими, в основном ордовикскими и девонскими, в общем слабо метаморфизованными породами. Она представляет собой, видимо, полосу верхнепалеозойской складчатости системы Анд, значительно переработанную позднейшими движениями. Таким образом, хотя бассейн по общему своему положению и входит в группу предандийских бассейнов молодой складчатой системы Анд в целом, но значительная западная часть бассейна образована, видимо, на базе верхнепалеозойского предгорного прогиба. Этим и объясняется, очевидно, что из всех предандийских бассейнов лишь в данном бассейне нефтегазоносность приурочена к палеозою.

Южнее западным горным обрамлением менее четко служат отдельные элементы Сиерры Пампа, в частности, крупнейший из них — Сиерра де Кордова. Сиерра Пампа представляет собой ряд отдельных дифференциально поднятых и опущенных по разрывам блоков, сложенных в основном докембрийскими породами, частично перекрытых относительно маломощными верхнепалеозойскими и верхнетриасовыми слоями, а на опущенных блоках—

и мощными континентальными верхнемиоценовыми и плиоценовыми толщами. Осадочный покров залегает полого гомоклинально на пенепленизированной поверхности докембрийского фундамента. В этом своеобразная черта описываемого предандийского бассейна: его горное обрамление частично представлено своеобразными глыбовыми поднятиями, а не складчатыми элементами Анд.

Восточным платформенным равнинным обрамлением бассейна служит западный склон Бразильского щита. На севере последний сложен докембрийскими породами, частично перекрытыми, погружающимися в недра бассейна слоями кембро-ордовика, силура и девона. На юге относительно опущенная часть щита в значительной мере перекрыта мезозойскими эффузивами, а на склонах его появляются, помимо палеозойских, также и триасовые, меловые и неогеновые отложения. Здесь Центрально-Предандийский бассейн нечетко разграничивается с Паранским.

Северное обрамление бассейна нечеткое. Условное разграничение Центрально-Предандийского бассейна со смежным с севера Верхнеамазонским бассейном охарактеризовано выше (см. описание Верхнеамазонского бассейна).

На юге бассейн разграничивается с бассейном Неукен полосой развития сильно опущенных элементов Сиерры Пампы за левобережье Рио Колорадо и далее к юго-востоку открывается в Атлантический океан.

Фундамент бассейна на его восточном платформенном склоне, по-видимому, докембрийский. В северной части западного складчатого борта бассейна фундамент, по-видимому, нижнепалеозойский, а на крайнем юге, возможно, верхнепалеозойский, образованный погребенными гондванидами.

На северо-западной окраине бассейна, в области крупного выступа системы Анд, хорошо развита полоса передовых складок. В их строении принимают участие нижне- и среднедевонские, а в южной части полосы — также ордовикские и силурийские, пермские (пермо-карбоновые?), триасовые, в ограниченной мере меловые и третичные отложения.

В средней по широте части данной полосы общая мощность их достигает около 5000—6000 *м*, из которых около 1800 *м* приходится на преимущественно континентальные образования перми (пермо-карбона?) и триаса (гондванские отложения) и около 2500 *м* на третичную толщу. Все эти толщи погружаются к востоку в недра центральной части бассейна (рис. 207).

Таблица 85

Схематический сводный разрез северной части западного борта Центрально-Предандийского бассейна

Возраст	Серия	Свита, слои, горизонт		Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Неоген	Чако	Верхняя Чако		Конгломераты, переслаивающиеся с глинами и песчаниками буровато-красного цвета	—
Палеоген		Нижняя Чако	Чако	Песчаники и глины каштаново-красные с прослоями конгломератов и туфов	2500
			Слои с пелециподами	Алевролиты пестроцветные с прослоями песчаников. В основании маломощные пачки известняков	
		Горизонт Петака		Глины буровато-красные; базальные конгломераты	

Продолжение табл. 85

Возраст	Серия	Свита, слои, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Альбданий	Такуру	—	Верхняя часть: песчаники красные, местами с косой слоистостью, в пластах мощностью 3—4 м («верхние песчаники»). Нижняя часть: песчаники светлые, в основании прослои конгломератов и известняков	300
Неоком	Ватиакуа	—	Верхняя часть: кристаллические известняки с кремнистыми прожилками и конкрециями переслаивающиеся с красными и зелеными мергелями. Нижняя часть: сахаровидные песчаники, отчетливо слоистые, известковистые	200
Неоком	Кангапи		Желтые до розовых песчаники с косой слоистостью («нижние песчаники»), местами базальные конгломераты	
Триас	Мандиюти	Сан Тельмо	Серые кремнистые породы и розовые аргиллиты. Верхняя часть: желтые массивные песчаники с линзами конгломератов и тонкими прослоями кремнистых глин. Нижняя часть (слои Тангуати): кремнистые глины, пестроцветные аргиллиты, прослои желтых песчаников. Местами базальные конгломераты	1800
Пермь (пермокарбон?)	Мачарети	Тариха (Чорро) и Тупамби	Желтые песчаники с прослоями красных песчаников и линзами конгломератов и кремнистых пород. В некоторых горизонтах косая слоистость. В низах плотные фиолетовые песчаники, темно-фиолетовые аргиллиты, слоистые светло-фиолетовые песчаники и тонкие прослои серых кремнистых глин	
Девон		Икири	Чередование аргиллитов, песчанистых сланцев, образующих пласты мощностью от 0,3 до 2 м, с прослоями песчаников от нескольких сантиметров до 15—20 м мощности. Редкие прослои известняков и конгломератов	250
		Лос-Монос	Темно-серые аргиллиты с редкими и маломощными прослоями песчаников	Свыше 600

Метаморфические породы фундамента

Схематический сводный разрез средней части описываемой полосы приводится в табл. 85 [1].

В южной части полосы передовых складок и прилегающей к ним с востока зоне мощность континентальных верхнемиоценовых и плиоценовых отложений оценивается цифрой свыше 7000 *м*. Далее к востоку в центральной части бассейна фундамент, судя по данным сейсмометрических исследований, залегает местами на глубине свыше 5000 *м*. Скважинами же до глубины 3000 *м* вскрыты здесь континентальный плиоцен, морской верхний миоцен, континентальные отложения и эффузивы верхнего триаса, континентальная пермь и морской нижний девон.

В настоящее время промышленная нефтеносность известна лишь на северо-западной окраине бассейна. Здесь регионально нефтеносны нижне- и среднедевонские и пермо-карбоновые отложения, а именно.

Пермь (пермо-карбон?) (гондванские отложения): свита Тариха и Тупамби. Песчаники с подчиненными конгломератами и кремнистыми глинами. Мощность до 1000 *м*. Коллекторы — песчаники. Развиты газоконденсатные залежи.

Средний девон: свита Икири. Чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников. Редкие прослои известняков и конгломератов. Мощность до 250 *м*. Коллекторы — песчаники.

Нижний девон: свита Лос Монос. Темноцветные алевролиты и глины с редкими и маломощными прослоями песчаников. Мощность более 600 *м*. Коллекторы — песчаники.

На отдельных месторождениях нефтеносны нижнетретичные (эоценовые) и верхнемеловые отложения:

Эоцен (?): серия нижняя Чако. Лагунные и континентальные алевролиты с прослоями песчаников; в основании — маломощные известняки.

Верхний мел: песчаники, подчиненные известняки и мергели, местами конгломераты.

Нефтеносные «верхние песчаники» (даний, серия Такуру) мощностью до 300 *м* и «нижние песчаники» (неоком, серия Кангапи) мощностью до 200 *м*.

Промышленная нефтеносность приурочена к зонам нефтегазонакопления, связанным

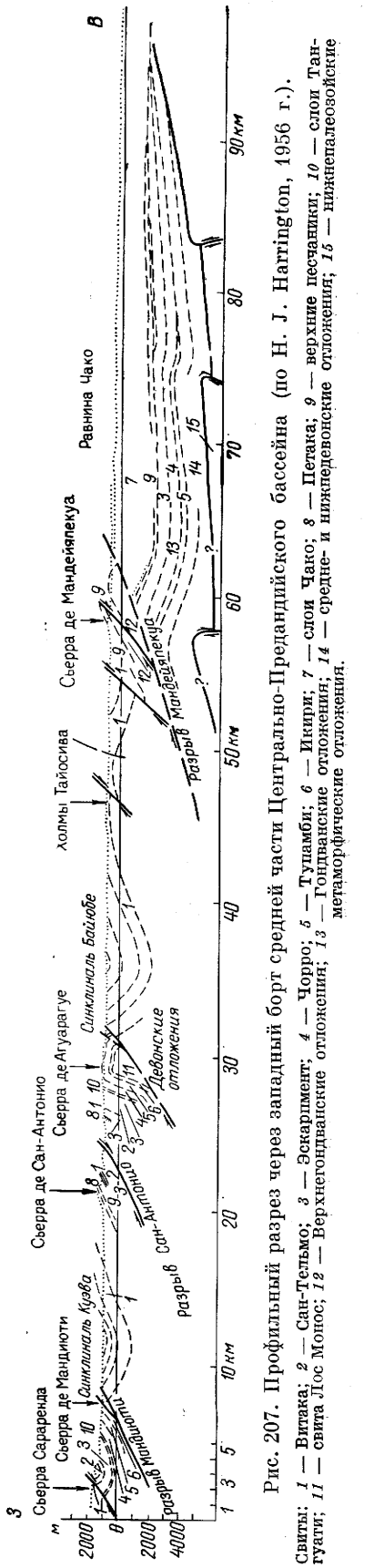


Рис. 207. Профильный разрез через западный борт средней части Центрально-Предандийского бассейна (по H. J. Harrington, 1956 г.).

Свиты: *1* — Витака; *2* — Сан-Тельмо; *3* — Эскарпмент; *4* — Чорро; *5* — Тупамби; *6* — Икири; *7* — слои Чако; *8* — Петака; *9* — верхние песчаники; *10* — слои Тангуати; *11* — свита Лос Монос; *12* — Верхнегондванские отложения; *13* — Гондванские отложения; *14* — средне- и нижнедевонские отложения; *15* — нижнепалеозойские метаморфические отложения.

[1] Детали стратиграфического расчленения остаются спорными (например, выделение триаса, отнесение свиты Такуру к верхам мела, а не к низам третичных).

с упомянутыми передовыми складками системы Анд на северо-западной окраине бассейна.

Отдельные месторождения связаны с брахиантиклиналями, как правило вытянутыми и осложненными надвигами, реже — сбросами. Залежи — пластовые сводовые, обычно разбитые на отдельные блоки (по-видимому, существуют и тектонически и литологически экранированные залежи). Удельный вес нефти, добываемой из девонских отложений, 0,73—0,81, в большинстве 0,74—0,77; из пермо-карбоновых отложений — 0,76—0,93, из меловых и третичных — 0,82.

Большая южная часть полосы передовых складок остается слабо разведанной; практически совершенно не разведан обширный платформенный борт бассейна. Здесь пробурены лишь отдельные глубокие скважины, в одной из которых установлены следы нефти в предположительно пермо-карбоновых отложениях.

§ 71. ЮЖНАЯ ГРУППА ПРЕДАНДИЙСКИХ БАССЕЙНОВ

В южную группу предандийских бассейнов входят бассейны Мендоса, Неукен, Патагонский и Южно-Предандийский. Все эти бассейны, кроме бассейна Мендоса, относятся к относительно просто построенным предгорным бассейнам послепалеозойских горных сооружений с обрамлением платформенного борта, преимущественно подводным. Западный предгорный борт этих бассейнов обрамлен различными элементами системы Анд. Восточный же платформенный их борт обрезан современной береговой линией Атлантического океана и видимое структурное обрамление его отсутствует. Своеобразный характер бассейна Мендоса описан ниже.

Выполнение бассейнов преимущественно мезозойское, в меньшей мере — кайнозойское и палеозойское. Известная в настоящее время промышленная нефтегазоносность связана с мезозойскими отложениями.

БАССЕЙН МЕНДОСА

Бассейн Мендоса расположен в пределах Аргентины. Он занимает среди предандийских бассейнов несколько своеобразное положение: обрамление его почти со всех сторон горное и поэтому классификационно он относится к бассейнам межгорных впадин, а не предгорных, подобно остальным предандийским бассейнам (рис. 208).

Западным обрамлением бассейна служит на севере Предкордильера — один из древних элементов складчатого сооружения Анд, сложенный мощными интенсивно дислоцированными толщами докембрия, нижнего палеозоя, силур-девона и относительно спокойнее залегающими осадочно-эффузивными толщами триаса.

Восточное обрамление бассейна образовано западными элементами Сиерры Пампы, характеристика которой приведена выше, при описании Центрально-Предандийского бассейна. Вследствие погружения всей системы Сиерры Пампа к югу южная часть восточного обрамления бассейна Мендоса становится нечеткой, и здесь он разграничивается со смежным к востоку Центрально-Предандийским бассейном условно (рис. 208). Подобный же характер носит юго-западное обрамление бассейна, разграничивающее его с бассейном Неукен. Это разграничение намечается в районе рек Диаманте и Атуэль, по ответвляющимся от Предкордильеры с юго-восточным простиранием поднятий, в ядре которых выходят метаморфические толщи нижнего палеозоя, возможно, и докембрия. К северу бассейн в плане выклинивается, зажатый между Предкордильерой и Сиеррой Пампа. Вдоль западного складчатого борта протягивается полоса передовых складок, сложенных третичными и триасовыми слоями (рис. 208).

Бассейн выполнен четвертичными, третичными, главным образом неогеновыми и триасовыми отложениями, достигающими мощности около

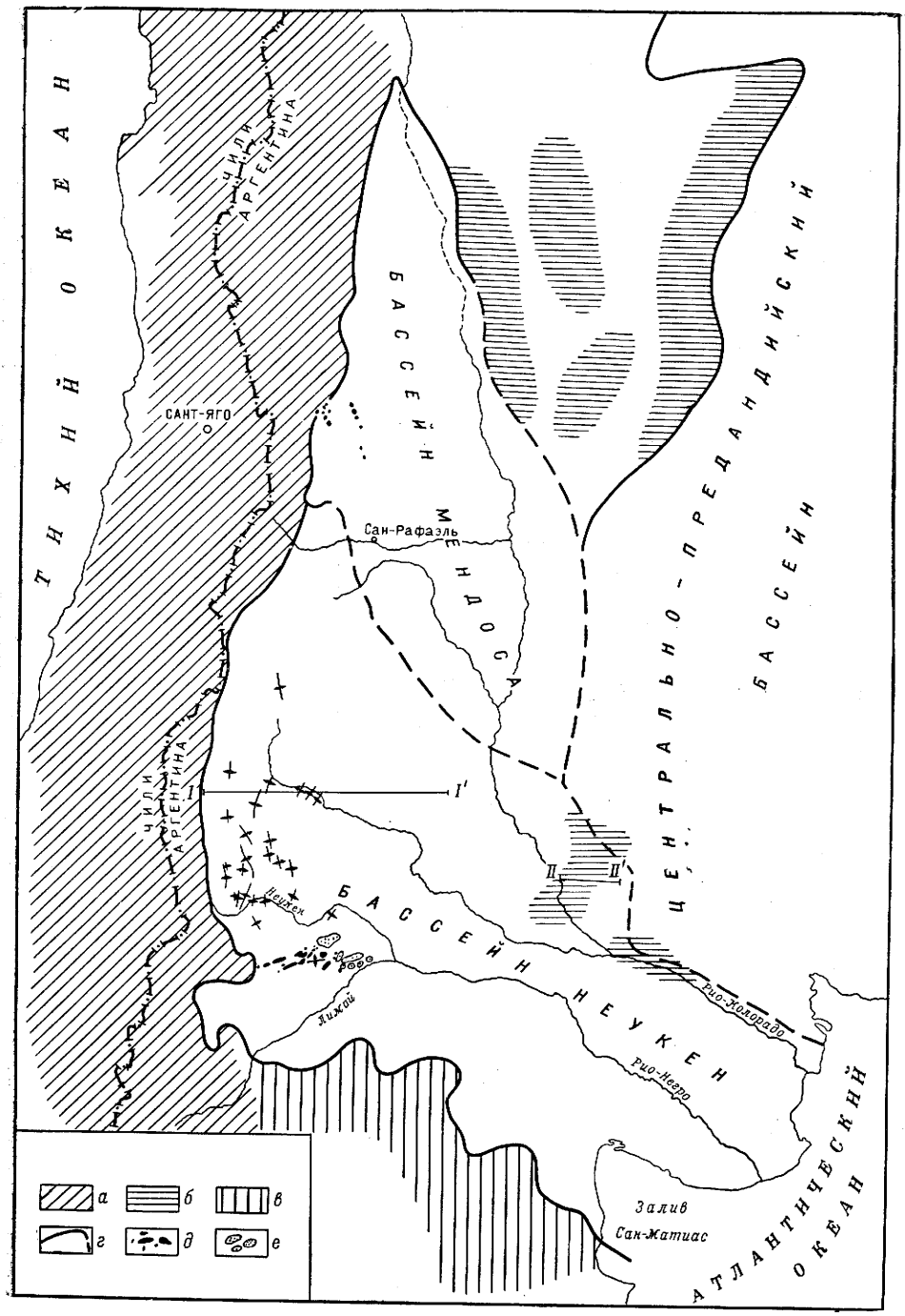


Рис. 208. Карта бассейнов Мендоса и Неукен.

а — система Анд; *б* — Сиерра Пампа; *в* — Северо-Патагонский массив; *г* — границы бассейнов; *д* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади; *е* — газовые месторождения и газовые площади.

3000 *м*. Фундамент бассейна сложен палеозойскими отложениями, перекрытыми нижнетриасовой перфиритовой толщей.

Основная нефтеносность приурочена к триасовой свите Виктор. Относительно меньшее значение имеет нефтеносность триасовых «красных конгломератов», Кочеута и Потрерильос и еще меньшее — третичной свиты Мариньо.

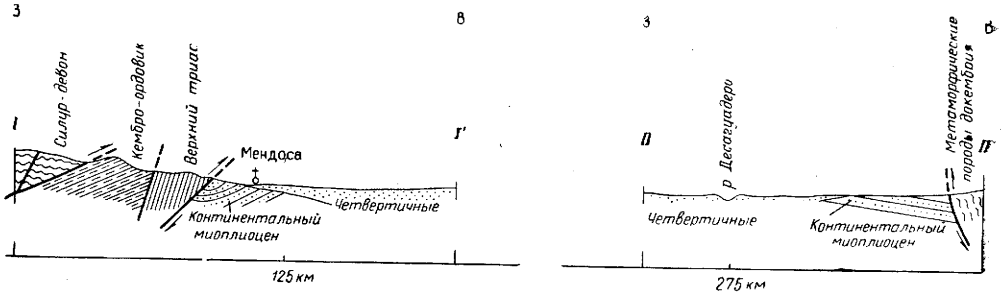


Рис. 209. Профильный разрез через бассейн Мендоса (H. J. Harrington, 1956 г.).

Две зоны нефтегазонакопления приурочены к двум передовым антиклинальным зонам, сильно осложненным крупными надвигами и сбросами. Месторождения связаны с отдельными брахиантиклиналями этих зон. Коллекторы представлены песчаниками, главным образом туфогенными, в меньшей мере трещиноватыми аргиллитами и туфами. Удельный вес добываемой нефти обычно лежит в интервале 0,83—0,87; нефть часто отличается высокой парафинистостью.

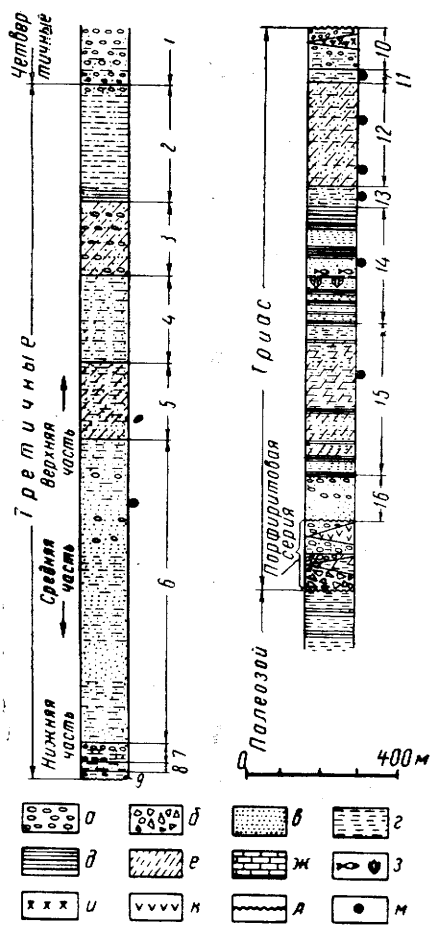


Рис. 210. Сводный нормальный разрез бассейна Мендоса (по P. Griado Roque и др., 1959 г.).

1 — конгломераты Лос Моготес; *2* — красноцветная толща; *3* — верхние серые туфы; *4* — свита Лапилона; *5* — нижние серые туфы; *6* — слои Мариньо; *7* — фиолетовые конгломераты; *8* — пестрые глины; *9* — зона с ангидритами; *10* — красные конгломераты; *11* — светлый Виктор; *12* — темный Виктор; *13* — серый Виктор; *14* — слои Качеута; *15* — слои Потрерильос; *16* — свита Кабрас.

а — конгломераты; *б* — брекчии; *в* — песчаники; *г* — глины и глинистые сланцы; *д* — тонкослоистые битуминозные сланцы; *е* — туфы; *ж* — известняки; *з* — фауна и флора; *и* — мелафиры (базальты); *к* — порфириты; *л* — несогласия; *м* — нефтеносные горизонты.

БАССЕЙН НЕУКЕН

Бассейн Неукен находится на территории Аргентины. С запада он обрамлен южным окончанием Главной Кордильеры — зоны складчатого сооружения Анд, сложенной здесь в ядре мощными, интенсивно дислоцированными верхнепалеозойскими толщами, а на крыльях — юрскими и меловыми осадочными и вулканогенными толщами, иногда интрудированными верхнемеловыми гранодиоритами и перекрытыми четвертично-миоценовыми эффузивами.

Восточный, платформенный, склон бассейна на юго-востоке обрезается современной береговой линией Атлантического

океана. На северо-востоке бассейн нечетко и условно разграничивается с бассейнами Мендоса и Центрально-Предандийским (см. описание этих бассейнов).

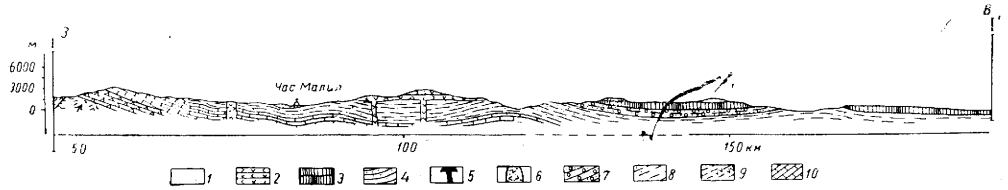


Рис. 211. Профильный разрез через бассейн Неукен по линии *I—I'* (по H. J. Harrington, 1956 г.).

1 — четвертичные; *2* — четвертичные эффузивы; *3* — плиоценовые эффузивы; *4* — плиоцен-миоцен (континентальные); *6* — миоценовые интрузивы; *6* — олигоценовые изверженные породы; *7* — нижнетретичные (континентальные); *8* — мел; *9* — меловые эффузивы; *10* — юра.

С юга бассейн ограничивается северным склоном Северопатагонского массива — крупной поднятой докембрийской глыбой, частично перекрытой верхнемеловыми, палеогеновыми и плиоценово-четвертичными осадочными и эффузивными образованиями (рис. 208).

Осадочное выполнение в западной части бассейна сложено в основном палеогеновыми, меловыми и юрскими толщами. Широко развиты также плиоценово-четвертичные эффузивные покровы. Глубоким же бурением установлено присутствие здесь в недрах бассейна и триасовых осадочных отложений. Фундамент бассейна сложен здесь гранодиоритами и метаморфическими породами, перекрытыми триасовыми порфиритами. Общая мощность осадочного выполнения на южном борту в западной части бассейна составляет не менее 3000 *м*. В восточной приморской части бассейна глубоким бурением пройдено: около 1300 *м* мио-плиоценовых отложений, около 300 *м* морских, вероятно, верхнемеловых палеоценовых отложений; 650 *м* слоев, относимых к мелу, но, возможно, относящихся к верхнему палеозою; ледниковые и флювиогляциальные палеозойские отложения и девонские слои общей мощностью 1000 *м* (рис. 212).

Вдоль западного складчатого борта бассейна и в его центральной части развит ряд антиклинальных поднятий. На южном борту бассейна установлено крупное горстообразное поднятие фундамента Дорсал, связанное, видимо, с выступом Северопатагонского массива. В структуре осадочной толщи оно отражено многочисленными антиклиналями.

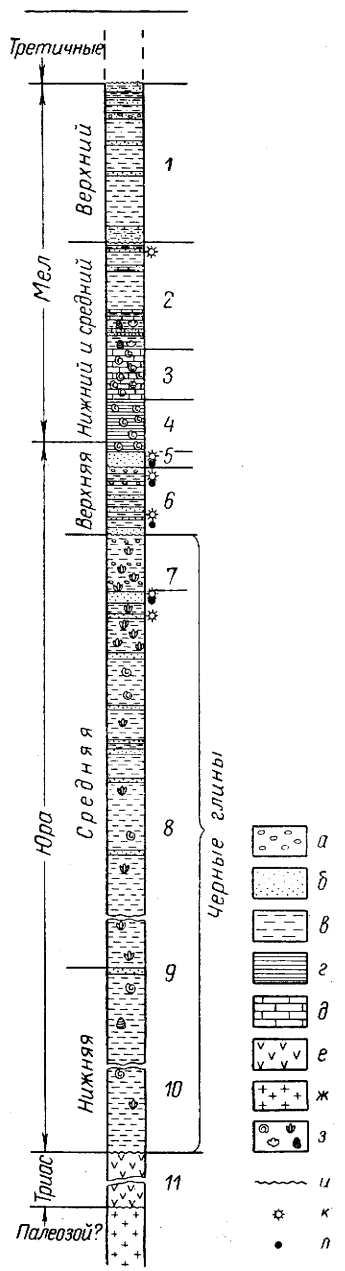


Рис. 212. Сводный нормальный разрез западной части бассейна Неукен (по P. Griado Roque и др., 1959 г.).

1 — слои с динозаврами; *2* — зеленые глины; *3* — известняковая свита; *4* — битуминозные мергели; *5* — верхние песчаники; *6* — нефтеносная свита; *7* — серия Багуалес; *8* — серия Калифорния; *9* — серия Хаспеада; *10* — серия Берта; *11* — порфиритовая серия.

а — конгломераты; *б* — песчаники; *в* — глины и глинистые сланцы; *г* — глинисто-известковистые битуминозные сланцы; *д* — известняки; *е* — порфириты; *ж* — гранодиориты; *з* — фауна и флора; *и* — несогласия; *к* — газоносные горизонты; *л* — нефтеносные горизонты.

Регионально нефтегазоносна оксфорд-киммериджская так называемая «нефтеносная формация» и перекрывающие ее «переходные песчаники». Подчиненное значение в северной части бассейна имеет газоносность осадочных образований триасовой, так называемой порфиритовой серии и меловой свиты «зеленых глин». Коллекторы представлены песчаниками и трещиноватыми аргиллитами. Имеются указания, что существуют залежи и в трещиноватых зонах изверженных пород.

Основные известные зоны нефтегазонакопления связаны с антиклинальными зонами и отдельными антиклиналями, осложняющими северный и южный борта и присводовую часть поднятия Дорсал. Месторождения их приурочены к вытянутым нарушенным брахиантиклиналям. Помимо того, известны месторождения, связанные с продольными разрывами, осложняющими моноклинальный склон поднятия Дорсал. Наравне с нефтегазовыми известен ряд чисто газовых месторождений.

В северной части бассейна известна небольшая зона нефтегазонакопления, связанная с одной из антиклинальных зон, осложняющих западный складчатый борт бассейна, в которой нефтеносны два брахиантиклинальных поднятия. Кроме того, здесь в предгорьях Анд встречаются выходы нефти и асфальта, связанные с лакколитообразными телами, а иногда даже малодебитные, некоторое время разрабатывавшиеся, залежи нефти в слоях, круто вздернутых по периферии лакколитов. Залежи эти экранированы пластовыми жилами или дайками, связанными с лакколитами.

ПАТАГОНСКИЙ БАССЕЙН

Патагонский бассейн расположен в Аргентине. В литературе он часто именуется бассейном Комодоро Ривадавия. Западным складчатым горным обрамлением бассейна служит Патагонская Кордильера — часть складчатого сооружения Анд, сложенная здесь мощными осадочными морскими толщами нижне- и верхнемелового и палеогенового возраста, расслоенными примерно того же возраста лавами и туфами и местами интрудированными верхнемеловыми гранодиоритами. Восточный, платформенный борт бассейна обрезан современной береговой линией Атлантического океана (залива Сан Хорхе). На севере бассейн обрамлен Северо-Патагонским, а на юге Южно-Патагонским массивом, или массивом Десеадо, — крупными докембрийскими глыбами, из которых первая поднята относительно выше (рис. 213).

В западной и центральной частях бассейна в составе осадочного выполнения установлены морские верхнекаменноугольные отложения, континентальные толщи перми, расслоенные ледниковыми отложениями, юрские и меловые толщи, и в меньшей мере палеогеновые и неогеновые слои, общая мощность которых в центральной части бассейна составляет не менее 5000 *м*. На востоке на платформенном борту известен разрез третичных, меловых и юрских отложений, залегающих на триасовых (?) изверженных породах.

Промышленная нефтегазоносность приурочена почти целиком к указанной восточной части платформенного борта бассейна, в которой можно выделить по крайней мере три зоны нефтегазонакопления: две у его северного и одну у южного склона. В них регионально нефтегазоносны верхнемеловые отложения песчано-глинистой, в основном континентальной, свиты Чубут. Подчиненное значение имеет нефтеносность юрской толщи и нефтегазоносность палеоценовых свит Саламанкской и р. Чико. Коллекторы представлены песчаниками. Зоны нефтегазонакопления связаны с антиклинальными зонами, приуроченными к разломам, ограничивающим поднятые докембрийские глыбы, обрамляющие бассейн с севера и с юга. Месторождения связаны с отдельными нарушенными антиклиналями.

Удельный вес добываемой нефти находится в основном в интервале 0,88—0,91.

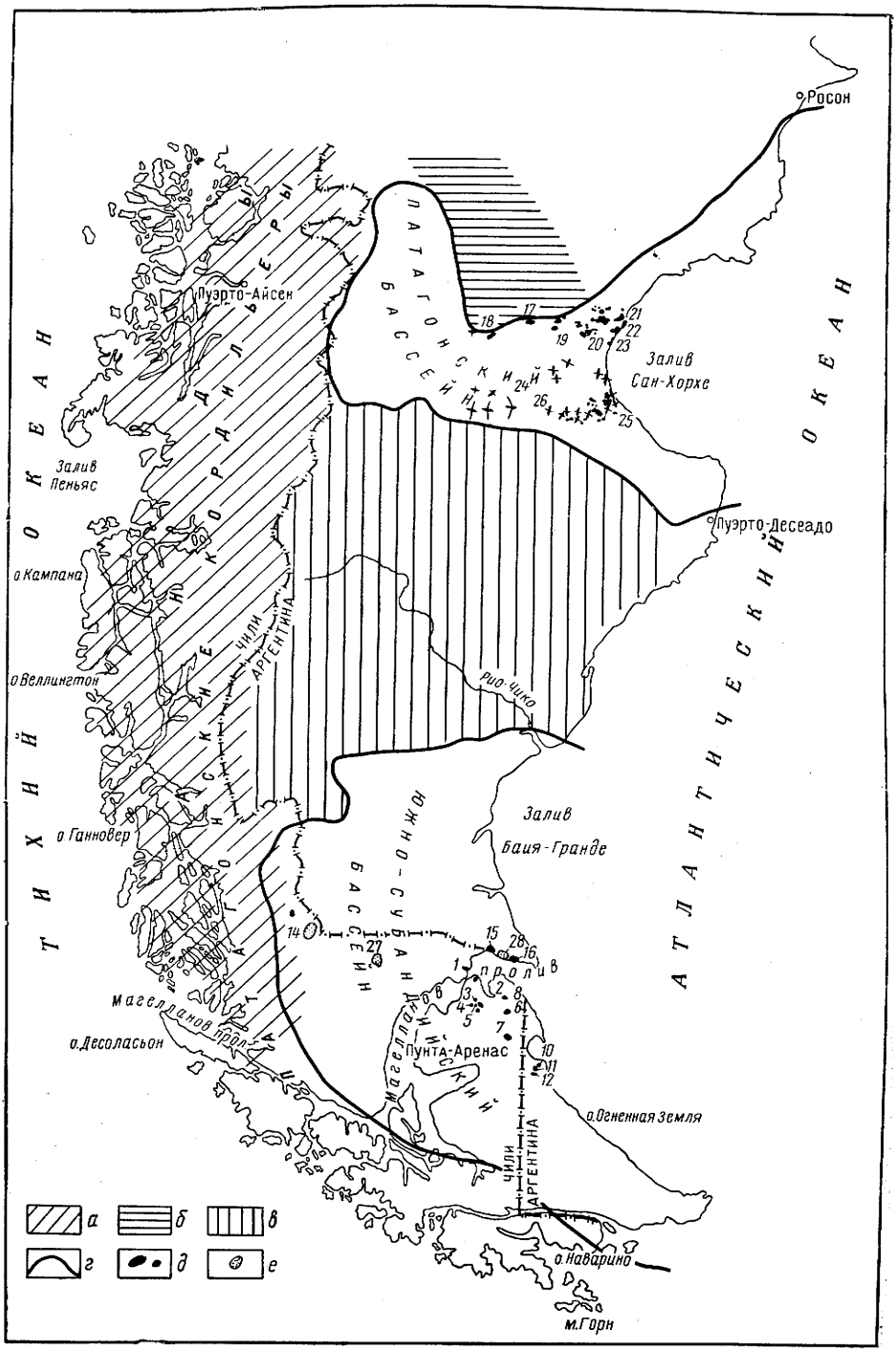


Рис. 213. Карта Патагонского и Южно-Предандийского бассейнов.

Нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади. Южно-Предандийский бассейн: *1* — Пунта Делгада, *2* — Манантиалес, *3* — Виктория Норте, *4* — Виктория Сур, *5* — Виктория Эсте, *6* — Сомбреро, *7* — Чиллан, *8* — Калафате, *9* — Фламенко, *10* — Ла Сара, *11* — Гама, *12* — Рио Авмлес, *13* — Куллен, *14* —Пуэнто Наталес: *15* — Кондор; *16* — Даниельс.
Патагонский бассейн: *17* — Драгон, *18* — Канадон, *19* — Тордильо, *20* — Треболь, *21* — Центральное месторождение, *22* — Комодоро-Ривадавия, *23* — Южное месторождение, *24* — Месета, *25* — Канадон-Леон, *26* — Трес Лагунас.
Газовые месторождения и газоносные площади Южно-Предандийского бассейна: *27* — Транкильо, *28* — Посесион; *а* — система Анд; *б* — Северопатагонский массив; *в* — Южно-Патагонский массив; *г* — границы бассейнов; *д* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади; *е* — газовые месторождения и газоносные площади.

ЮЖНО-ПРЕДАНДИЙСКИЙ БАССЕЙН

Южно-Предандийский бассейн находится в пределах Чили и Аргентины. Западное и южное складчатое обрамление бассейна представлено

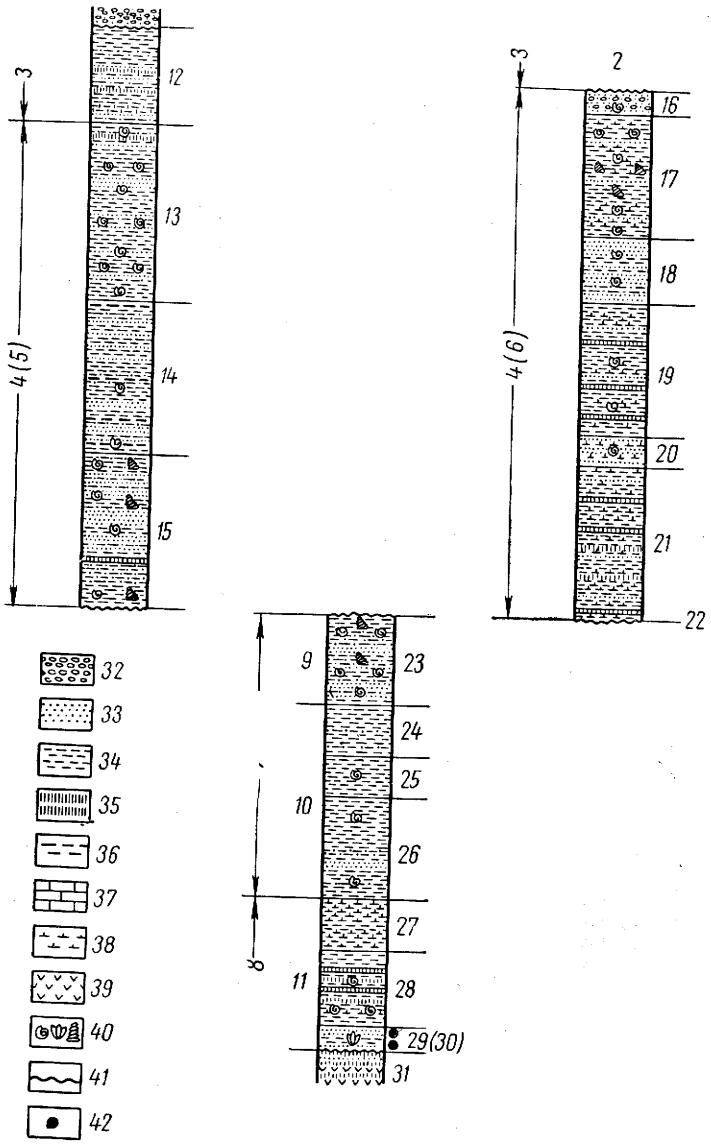


Рис. 214. Сводный нормальный разрез Южно-Предандийского бассейна (по G. Criado-Rogue и др., 1959 г.).

1 — северная часть платформенного борта; *2* — южная часть платформенного борта; *3* — четвертичные; *4* — третичные; *5* — морские и континентальные отложения; *6* — главным образом морские отложения; *7* — мел; *8* — юра; *9* — верхний?; *10* — нижний; *11* — верхняя; *12* — свита Санта Крус; *13* — верхняя группа; *14* — глины и песчаники с прослоями угля; *15* — нижняя песчаноглинистая толща; *16* — песчаная толща; *17* — верхняя мергельная толща; *18* — глауконитовая свита *A*; *19* — средняя мергельная толща; *20* — глауконитовая свита Б; *21* — нижняя мергельная толща; *22* — слабое несогласие ?; *23* — сенон; *24* — оскольчатые глины; *25* — верхние иноцерамовые слои; *26* — средние иноцерамовые слои; *27* — зеленые мергели; *28* — нижние иноцерамовые слои; *29* — базальная песчаная пачка; *30* — (0—130 *м*); *31* — туфогенная свита; *32* — конгломераты; *33* — песчаники и пески; *34* — глинистые сланцы и глины; *35* — туфы; *36* — лигнит и каменный уголь; *37* — известняки; *38* — известковые сланцы; *39* — порфириты; *40* — ископаемые остатки; *41* — несогласие; *42* — нефтеносные и газоносные горизонты.

Патагонскими Кордильерами, сложенными домеловыми породами, верхнеюрскими эффузивами и меловыми, возможно, частично и палеогеновыми осадочными толщами. С севера бассейн ограничен Южно-Патагонским мас-

сивом, или массивом Десеадо. Восточный платформенный борт бассейна обрезан современной береговой линией Атлантического океана.

Фундамент бассейна сложен регионально развитыми мощными юрскими (до нижнемеловых?) эффузивами, перекрывающими кристаллические породы неясного возраста.

Осадочное выполнение бассейна сложено в основном нижнемеловыми (в меньшей мере также верхнемеловыми?) палеогеновыми и главным образом континентальными неогеновыми толщами.

На рис. 214 приводится сводный разрез средней и южной частей платформенного борта бассейна, в котором практически приурочена вся известная нефтегазоносность. На прилагаемом региональном профильном разрезе (рис. 215) верхнеюрские слои не выделены, так как возраст их в ряде источников оспаривается.

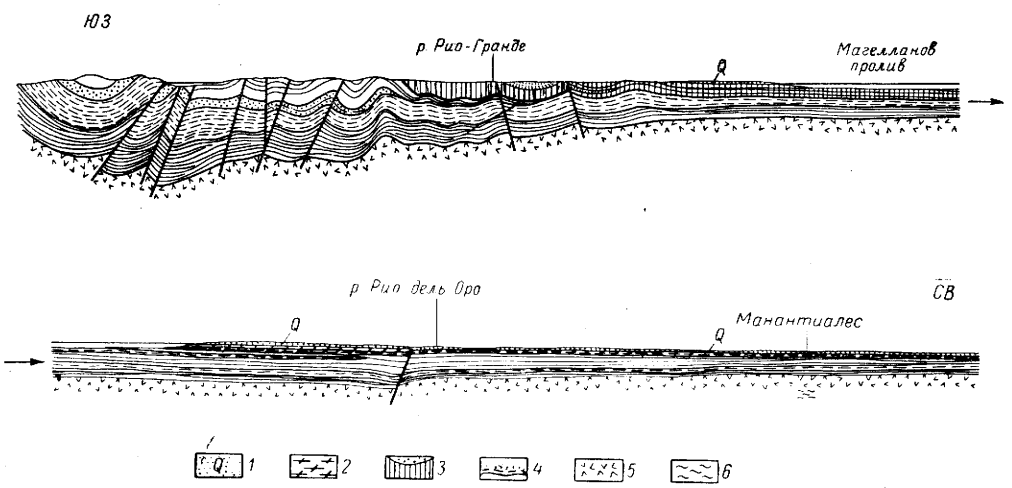


Рис. 215. Профильный разрез через Южно-Предандийский бассейн (по J. Munor Cristi, 1956 г.).

1 — четвертичные континентальные отложения; *2* — миоцен; *3* — верхний эоцен; *4* — верхний и нижний мел; *5* — верхнеюрские порфириты; *6* — кристаллический фундамент.

К западу и юго-западу по направлению к осевой зоне резко асимметричного предгорного бассейна мощность осадочной толщи, в особенности меловой, значительно увеличивается.

Гомоклиналь платформенного борта бассейна осложнена рядом небольших брахиантиклиналей, очень спокойных по третичным слоям и несколько резко выраженных на глубине в меловых и в особенности юрских слоях.

В бассейне регионально нефтегазоносна юрская «базальная песчаная пачка» (именуемая также свитой Спрингхилл). Совершенно подчиненное значение имеет нефтеносность песчаников самых верхов туффитовой толщи. Кроме того, в самое последнее время установлена промышленная газоносность третичных отложений (эоценовые песчаники свиты Трес Брасос, месторождение Наталес).

Практически вся известная промышленная нефтегазоносность приурочена к гомоклинали платформенного борта. Ряд небольших месторождений приурочен к упомянутым осложняющим его брахиантиклиналям. На них широко развиты литологически экранированные залежи, расположенные на крыльях поднятий. По крайней мере большая часть месторождений, видимо, группируется в зону нефтегазонакопления, связанную с выклиниванием на гомоклинали «базальной песчаной пачки». Месторождения, как правило, содержат и чисто газовые залежи; известен ряд газоконденсатных скоплений.

На складчатом борту известны лишь два недавно открытые месторождения, из которых одно газовое, на котором газоносны песчаники Трес Брасос. С меловыми слоями здесь связан ряд нефтегазопроявлений в скважинах и многочисленные выходы газа.

§ 72. СЕВЕРНАЯ ГРУППА ВНУТРИАНДИЙСКИХ БАССЕЙНОВ

В состав северной группы внутриандийских бассейнов входят бассейны Каука, Колумбийский, Маракаибский, Токуйо и Туй-Кариако, расположенные среди системы Анд в северо-западном углу континента Южной Америки. Бассейн Туй-Кариако описан выше, в § 69 сразу после Восточно-Венесуэльского бассейна, с которым он тесно связан.

Появление ряда межгорных бассейнов связано с крупной виргацией системы Анд, между отдельными ветвями которой и располагаются впадины, обрамляемые этими ветвями. Бассейны этой группы относятся к относительно просто построенным межгорным бассейнам послепалеозойских складчатых систем с частично подводным обрамлением, кроме Маракаибского, у которого обрамление практически целиком наземное и Каука.

Осадочное выполнение бассейнов группы в основном третичное. Подчиненное значение имеет мезозой, в частности, мел. Таков же и стратиграфический интервал нефтегазоносности.

БАССЕЙНЫ КОЛУМБИЙСКИЙ И КАУКА

Колумбийский бассейн находится в северо-западной части Колумбии. Основная часть бассейна известна в литературе под названием впадины грабена или бассейна р. Магдалены (рис. 216).

С востока на всем протяжении, а с запада в основной своей части бассейн обрамлен ветвями складчатого горного сооружения Анд. На западе — это Центральная Кордильера Колумбии, на востоке — Восточная Кордильера Колумбии и ее северное продолжение Сиерра де Периха. Возраст Центральной Кордильеры, по-видимому, позднемеловой, а Восточной — верхнетретичный.

С юга бассейн в плане выклинивается, будучи зажат между сближающимися Центральной и Восточной Кордильерой.

Основная часть бассейна занята долиной среднего течения р. Магдалены, представляя собой сравнительно узкую, почти меридионально вытянутую впадину. Впадина на отдельных своих отрезках по простиранию носит грабенообразный характер.

К северу бассейн расширяется, занимая впадину, образуемую слиянием раскрывающихся к северу двух меридиональных прогибов: описанного прогиба между Восточной и Центральной Кордильерой и более западного прогиба между Центральной Кордильерой и третьей ветвью сооружения Анд — Западной Кордильерой. Последняя по простиранию к северу сильно погружается; поэтому здесь бассейн с запада ограничен не резко. В известной мере условно западным ограничением его здесь служит ответвление северного погружения Западной Кордильеры — Серранья дель Абибе.

Расширенная северная часть бассейна с севера лишь на востоке резко ограничена, а именно Сиеррой Невадой де Санта Марта, крайним северным элементом Центральной Кордильеры, отсеченным от основного ствола этой зоны крупным косым разломом Санта Марта. Западнее же бассейн открывается в юго-западную часть Карибского моря.

Фундамент бассейна — верхнепалеозойский. Он представлен либо кристаллическими известняками, мраморами, сланцами, в меньшей мере кварцитами, песчаниками и конгломератами, иногда фаунистически охарактеризованными, как каменноугольные, либо немыми метаморфическими и изверженными породами. Эти породы перекрываются красноцветной толщей — комплексом или свитой Гирон, возраст которой фаунистически обосновы-

вается как верхнетриасово-нижнеюрский. Свита Гирон, относимая обычно в литературе к комплексу фундамента, по существу должна, видимо, рассматриваться как базальный комплекс осадочного выполнения бассейна.

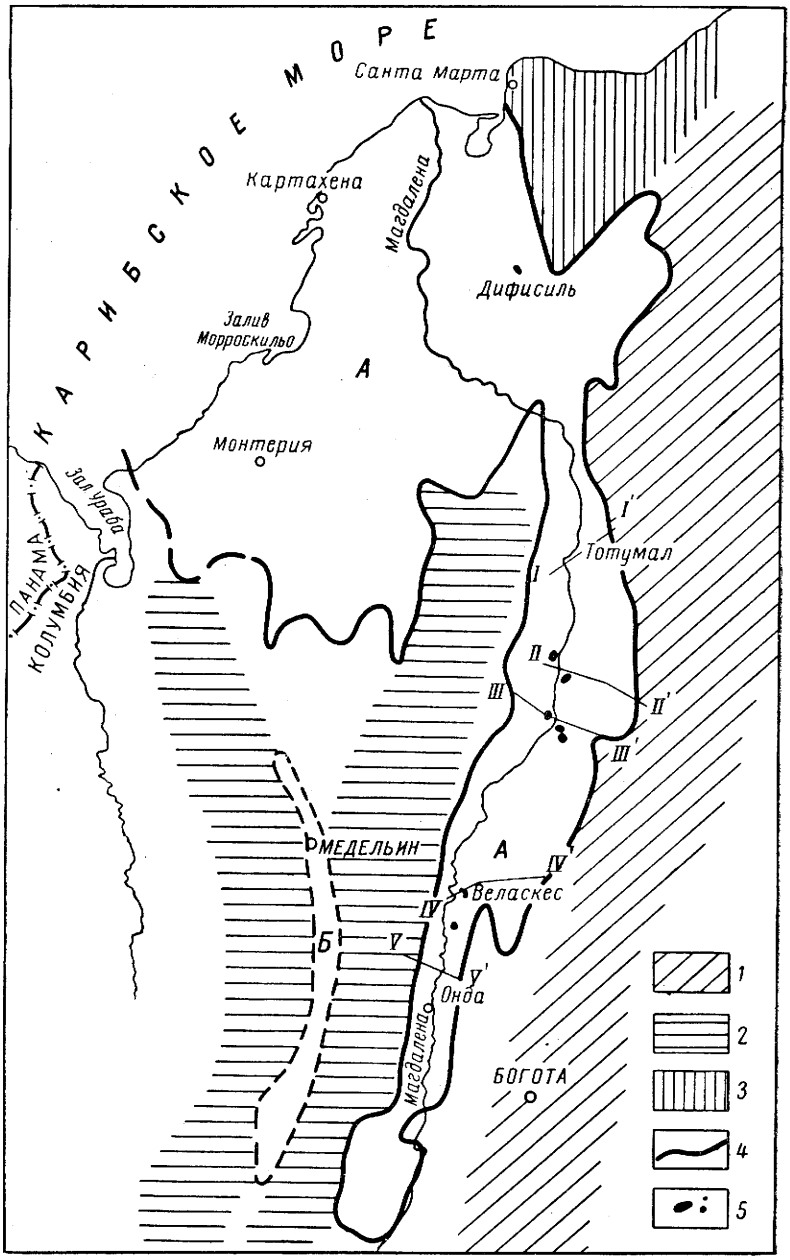


Рис. 216. Карта Колумбийского *А* и Каука *Б* бассейнов.

1 — Восточная Кордильера и Сиерра де-Периха; *2* — Западная и Центральная Кордильера; *3* — Сиерра Невада де-Санта Марта; *4* — границы бассейна; *5* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади.

Видимо, бассейн сформирован на базе краевой, примыкающей к складчатому сооружению, части предгорной впадины позднемеловой зоны складчатости Центральной Кордильеры; в дальнейшем с формированием в верхнетретичное время внешней зоны складчатости Восточной Кордильеры впадина эта преобразовалась в межгорную (рис. 217).

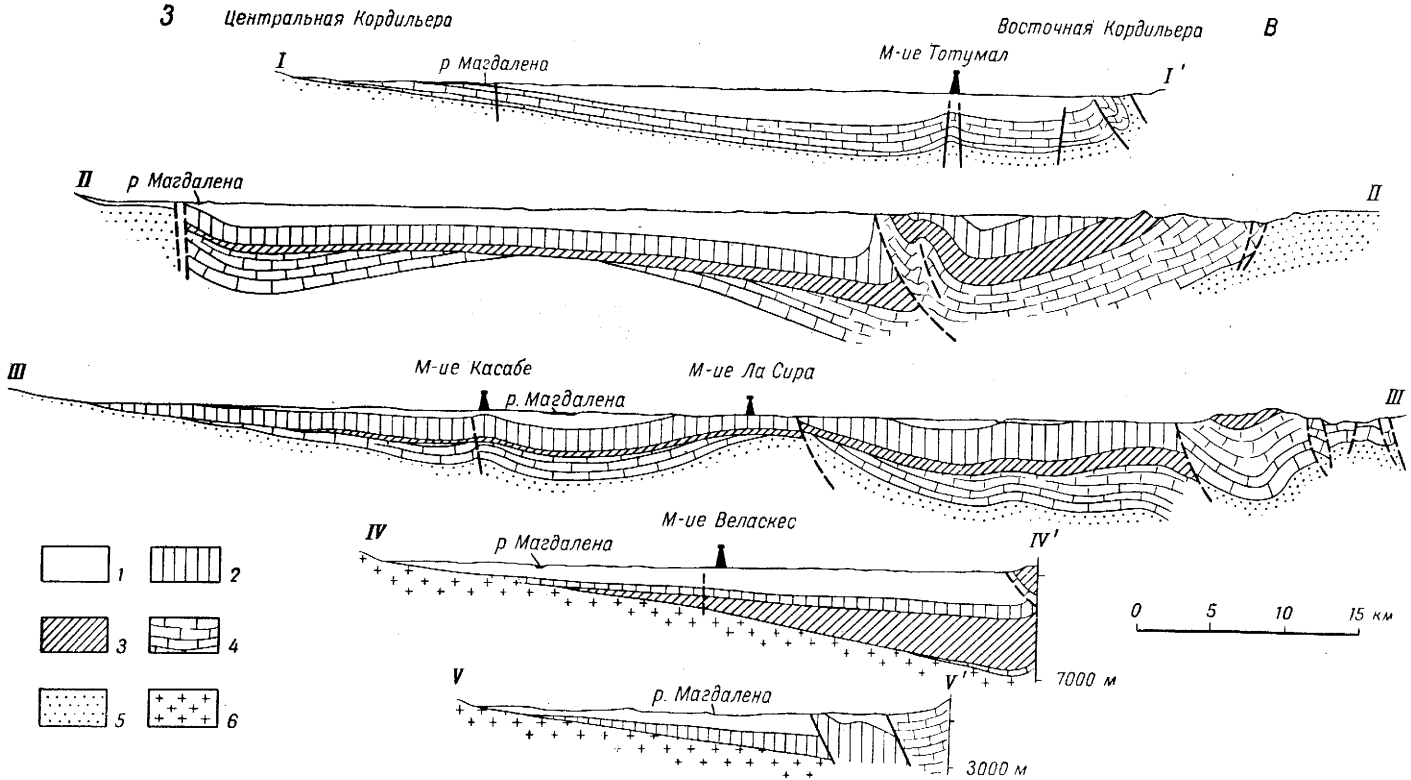


Рис. 217. Профильные разрезы через Колумбийский бассейн по линиям *I—I'*, *II—II'*, *III—III'*, *IV—IV'* и *V—V'* (по L. G. Morades the Colombian Petroleum Industry, 1958 г.).

1 — серия Реал (миоцен?); *2* — серия Чуспас (олигоцен?); *3* — серия Чорро (эоцен?); *4* — свита Лисама (палеоцен?) и мел; *5* — свита Гирон (юра — триас); *6* — изверженные породы.

Основная, сравнительно узкая, меридионально вытянутая часть бассейна асимметрична: западный борт ее более пологий и спокойный, восточный — более крутой и сильнее осложнен разрывами; к восточному же борту прижата зона максимальных мощностей осадочного выполнения.

В средней, примерно, по поперечному сечению бассейна части наблюдается несколько эшелонированная по простиранию с юга на север зона поднятия фундамента. Она хорошо отражена в строении мезозойских и в меньшей мере в строении нижнетретичных толщ.

Общая мощность осадочной толщи превышает 14 600 *м*, из которых более 2600 *м* приходится на формацию Гирон, свыше 4000 *м* на мел и свыше 8000 *м* — на третичные отложения (табл. 86).

Регионально нефтеносны в бассейне олигоценовые (?) отложения свит Колорадо и Мугроса, серии Чуспас и эоценовые (?) отложения свиты Ла Пас, группы Чорро. Иногда среди последних выделяется еще свита Торо, или же Авечукос. Коллекторами в этих толщах служат песчаники; природные резервуары в основном, по-видимому, пластового типа. В северной расширенной части бассейна на месторождении Эль Дифисиль известны природные резервуары в верхнеолигоценовых рифовых известняках. Третичные нефтеносные толщи — частично континентального происхождения, по-видимому, эпигенетично нефтеносны.

В отдельных случаях нефтеносна серия Ла Луна, известняки Сальто и нижняя известняковая группа (готерив-апт). Коллекторами в меловых толщах служат трещиноватые известняки, иногда аргиллиты. Природные резервуары, по-видимому, массивные. Почти все известные месторождения нефти расположены в южной суженной части бассейна (долине Средней Магдалены).

Намечается не совсем четко зона (или зоны?) нефтегазонакопления, образуемая рядом брахиантиклиналей, часто вытянутых, сжатых и нарушенных в средней, в поперечном сечении и восточной частях бассейна. Одни из этих поднятий, например, Ла Сира, Инфантас, по-видимому, связаны с упомянутым поднятием фундамента в средней части долины Магдалены. Другие, например, Тотумал, Касабе, скорее связаны с отдельными крупными разрывами, затрагивающими большую часть осадочной толщи и, вероятно, проникающими в фундамент. К этим брахиантиклиналям приурочены месторождения, содержащие пластовые сводовые залежи, обычно разбитые на отдельные блоки, реже — пластовые, тектонически или литологически экранированные, либо литологически ограниченные залежи. К массивным, по-видимому, принадлежат залежи в меловых слоях на месторождениях Бутурама и Тотумал.

На моноклинали у западного борта бассейна более четко намечается зона нефтегазонакопления, связанная с разломами. Аналогичный характер носят месторождения зоны Кантагальо и Веласкес, содержащие многочисленные, тектонически экранированные залежи.

В северной расширенной части бассейна на востоке известно месторождение Эл Дифисиль, на котором нефтеносны верхнеолигоценовые рифовые известняки, а на западе — на ныне оставленном месторождении Сину или Флоресанто — были получены промышленные притоки нефти из верхнеолигоценовых песчаников на нарушенной асимметричной антиклинали.

В распределении нефтей различных удельных весов отмечается закономерное увеличение удельного веса нефти от восточного к западному борту основной части бассейна.

К западу от южной части Колумбийского бассейна между горными хребтами Западной и Центральной Кордильеры Колумбии расположена узкая впадина, к которой приурочена долина р. Каука. Эта впадина близка, по общим условиям осадконакопления, к смежной с востока впадине долины среднего течения р. Магдалена, с которой, как отмечено выше, связана основная промышленная нефтегазоносность Колумбийского бассейна. Впадина Каука должна рассматриваться как самостоятельный возможно нефтегазоносный межгорный бассейн, пока еще недостаточно изученный.

Таблица 86

Схематический сводный разрез основной части Колумбийского бассейна
(долины Средней Магдалены)

Система	Отдел, серия		Свита, слои	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Четвертичная	Плейстоцен Плиоцен		Меса	В верхах — аллювиальные галечники и валуны. Слоистые песчаники, конгломераты, агломераты. Обильный пирокластический материал	150—575
	Миоцен		Реал	Песчаники, песчанистые аргиллиты и конгломераты с галькой изверженных и метаморфических пород. В основании — конгломераты	400—3600
Третичная	Олигоцен (?)	Серия Чуспас	Колорадо Мугроса	Чередование красноцветных глин и грубых конгломератовидных песчаников. Глины с тонкими прослоями песчаников	575—3200
	Эоцен (?)	Серия Чорро	Эсмеральдас Ла Пас	Песчаники с прослоями алевролитов и глин, иногда прослои лигнитов. Песчаники массивные, косослоистые, конгломератовидные; изредка аргиллиты	1225—2300
	Палеоцен		Лисама	Переслаивание глин, алевролитов и песчаников. Толща угленосна	950—1225
Мел	Даний?—маастрихт, Кампан		Глины Умир	Алевролиты, мягкие серые глины, отдельные прослои конкреционных железняков, угольные пласты	1000
	Сантон?	Серия Ла Луна	Галембо	Известковистые глины с прослоями известняков и роговиков	190—350
	Коньяк Турон		Пухамана	Глины черные, известковистые средней плотности	50—225
			Салада	Глины черные, плотные, известковистые; прослои конкреций пирита	50—100
	Сеноман		Известняки Сальто	Известняки плотные, глинистые	50—125
	Альб		Глины Симити	Глины черные тонкослоистые	250—650

Система	Отдел, серия		Свита, слои	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Мел	Апт	Нижняя известняковая толща	Известняки Таблазо	Известняки и мергели с обильной фауной	150—325
	Баррем		Паха	Глины черные, мягкие, тонкослоистые	125—625
	Готерив		Роса Бланка	Массивные известняки и мергели с обильной фауной	150—425
	Валанжин?		Тамбор	Темно-красные алевролиты, песчаники и конгломераты, в верхах — серые	0—650
Юра—триас		Серия Гирон	Гирон	Переслаивание красноцветных алевролитов, глин и песчаников; эффузивы	До 2600

МАРАКАИБСКИЙ БАССЕЙН

Маракаибский бассейн находится почти целиком в пределах Венесуэлы. Лишь небольшая юго-западная окраинная часть его заходит на территорию Колумбии. Значительная часть площади бассейна занята озером (лагуна) Маракаибо (рис. 218).

Складчатым горным обрамлением бассейна служат отдельные ветви складчатого сооружения Анд. На западе это северная оконечность Восточной Кордильеры Колумбии и ее северное продолжение Сиерра де Периха; на юго-востоке и востоке — Кордильера де Мерида (или Анды Мерида, а также Венесуэльские Анды), ее северо-западное ответвление — поднятие Трухильо и северо-восточное продолжение последнего — поднятие Фалкон.

В строении Восточной Кордильеры Колумбии и Венесуэльских Анд принимают участие мезозойские и отчасти палеозойские, возможно, и докембрийские породы, поднятия же Трухильо и Фалкон сложены главным образом эоценовыми и олигоценовыми слоями.

Северное ограничение бассейна не совсем ясно. На северо-западе, он очевидно, достаточно резко ограничивается от смежной к северу впадины Венесуэльского залива разломом Ока или Окоа. Последний, имея почти широтное простирание резко сечет северное погружение по простиранию Сиерры де Периха. По разлому поднят гранитный массив фундамента, замыкающий здесь Маракаибскую впадину. Однако далее к востоку, где разлом Ока становится менее выраженным, Маракаибский бассейн, по-видимому, открывается во впадину Венесуэльского залива (рис. 218).

Фундамент бассейна — домеловой, вероятно, палеозойский. Он образован устойчивым массивом среди Андийской геосинклинальной зоны, ядро которого, по-видимому, сложено крупным гранитным батолитом.

Осадочное выполнение бассейна слагается триас-юрскими (пермско-юрскими?) отложениями, установленными в некоторых районах, меловыми отложениями, обнимающими в основном интервал от апта до турона включительно, палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными отложениями.

Распространение отдельных членов разреза в различных частях бассейна и местное расчленение представлено по последней по времени схеме (рис. 220).

В разрезе меловых отложений преобладают известняки среди которых в верхах серии Когольо и в свите Ла Луна развиты темноцветные битуминозные горизонты. Значительное развитие кластических пород среди меловых отложений наблюдается лишь в свитах Рио Негро и Урибанте (главным образом песчаники и конгломераты) и в верхней части свит Колон и Мито Хуан, сложенных в основном темноцветными глинистыми породами.

Третичная толща, в противоположность меловой, практически целиком сложена песчано-глинистыми породами.

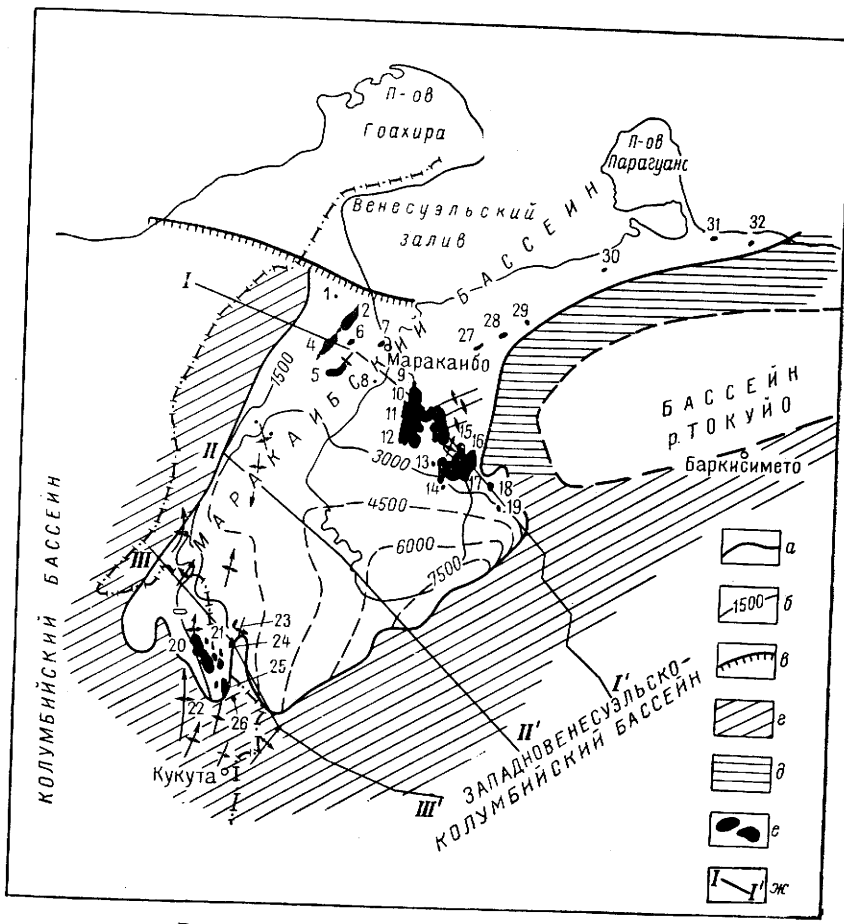


Рис. 218. Карта Маракаибского бассейна.

Нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади: *1* — Амана, *2* — Мара, *3* — Нетик, *4* — Ла Пас, *5* — Боскан, *6* — Сибукара; *7* — Консепсион, *8* — Энсенада, *9* — Ла Роса, *10* — Пуэнта Бенитес, *11* — Тиа Хуана, *12* — Лагунильяс, *13* — Пуэбло Вьехо, *14* — Бачакеро, *15* — Эль Менито, *16* — Лос Барросос, *17* — Мисоа, *18* — Мене Гранде *19* — Мотатан, *20* — Тибу, *21* — Западная Тарра, *22* — Сарданата, *23* — Лос Маноэлес, *24* — Лас Крусес, *25* — Петролеа, *26* — Карбонера, *27* — Мене де Мауроа, *28* — Медия, *29* — Омбре-Пинтадо, *30* — Тигуахе, *31* — Эль-Манон, *32* — Кумаребо.
а — границы бассейна; *б* — стратоизогипсы по кровле эоцена; *в* — разлом Ока; *г* — ветви складчатого сооружения Анд; *д* — поднятия Трухильо и Фалкон; *е* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади; *ж* — линии профильных разрезов.

Максимальная мощность осадочного выполнения наблюдается в юго-восточной части бассейна, соседней с Венесуэльскими Андами. Здесь она достигает около 10 000 *м*, из которых около 1000—2000 *м* приходится на меловые отложения, около 2000—3000 *м* на эоцен и около 5000—7000 *м* на олигоцен-миоцен. По другим данным, мощности палеоцен-эоцена и олигоцен-миоцена примерно одинаковы.

В табл. 87, 88 приводятся сводные разрезы двух важнейших зон нефтегазонакопления. Следует иметь в виду, что приводимые разрезы относятся к структурно повышенным нефтеносным участкам и поэтому мощности в них, как правило, минимальны.

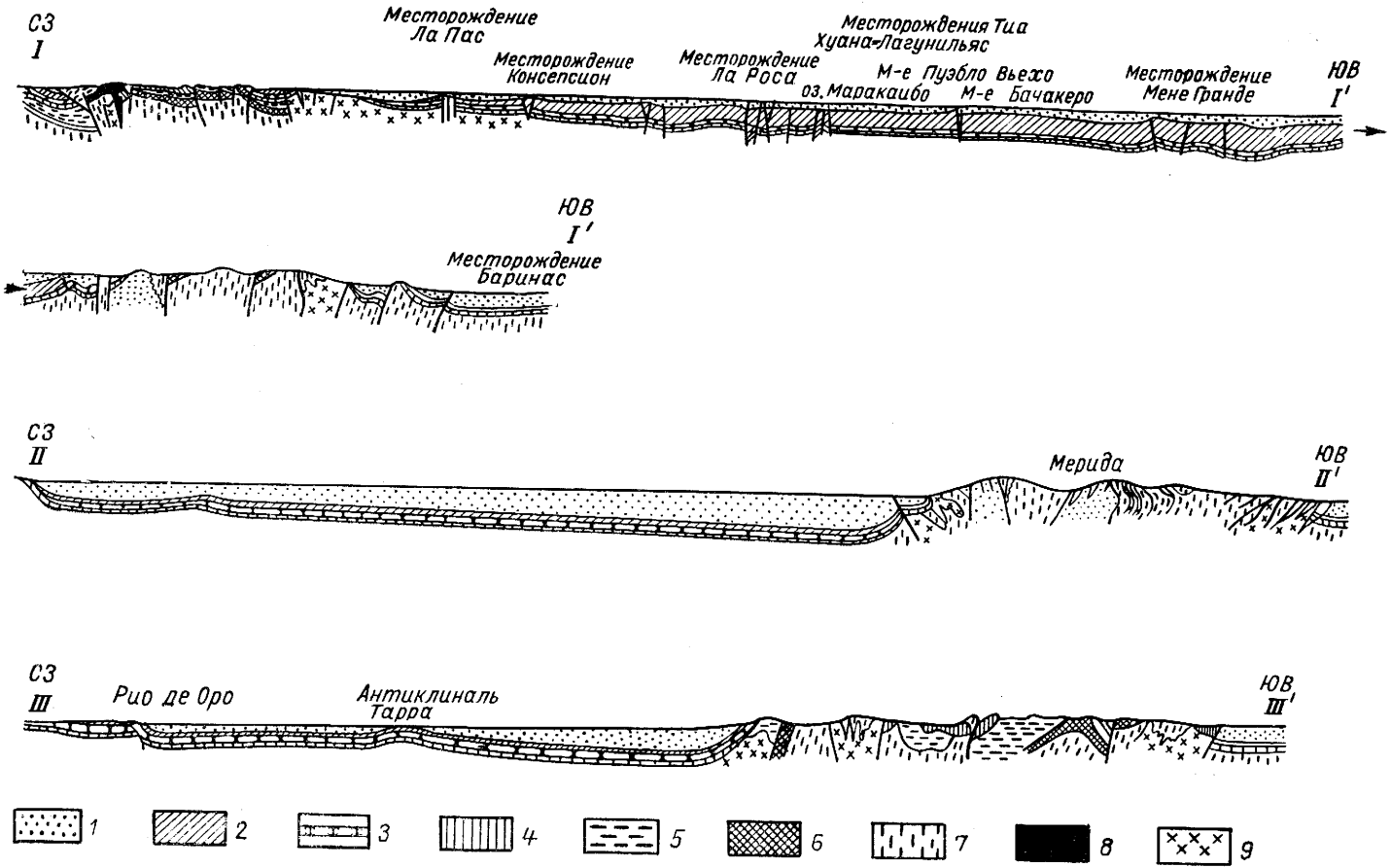


Рис. 219. Схематические профильные разрезы через Маракаибский бассейн по линиям *I—I'*, *II—II'*, *III—III'* (по J. B. Miller и др., 1958 г.).

1 — послеэоценовые отложения; *2* — эоцен; *3* — палеоцен-сенон; *4* — турон-апт; *5* — пермь-юра (красноцветные отложения Ла Кинта); *6* — палеозойские отложения, фаунистически охарактеризованные; *7* — метаморфические сланцы и гнейсы (палеозой?); *8* — интрузии Ла Кинта (главным образом диабазы); *9* — более древние интрузии (граниты).

Бассейн в целом несколько асимметричен. Наиболее прогнутая его часть расположена на юго-востоке у подножий Венесуэльских Анд. Северо-западная, относительно поднятая часть бассейна известна в литературе под названием Маракаибской платформы. На восточном борту бассейна, примерно вдоль северо-восточного побережья Маракаибского озера, протягивается структурный порог, слабо выраженный в строении осадочной толщи. Юго-западный борт порога, обращенный к цетральной части бас-

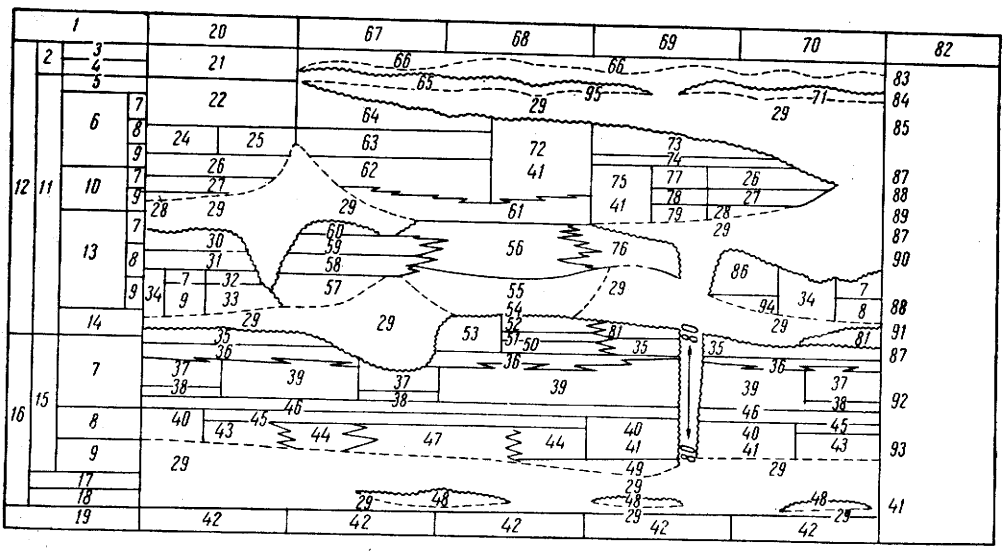


Рис. 220. Региональная схема корреляции отложений Маракаибского бассейна (по L. B. Miller и др. 1958 г.).

1 — возраст; *2* — четвертичные отложения; *3* — современные отложения; *4* — плейстоцен; *5* — плиоцен; *6* — миоцен; *7* — верхний, *8* — средний, *9* — нижний; *10* — олигоцен; *11* — третичные отложения; *12* — кайнозой; *13* — эоцен; *14* — палеоцен; *15* — мел; *16* — мезозой; *17* — юра; *18* — триас; *19* —домезозойские отложения; *20* — восточная часть штата Сулия, прибрежная зона Боливар и площадь Мене Гранде; *21* — озерные илистые отложения; *22* — формация Эль Милагро; *23—24* — свита Ла Пуэрта; *25* — свита Исноту; *26* — свита Лагунильяс; *27* — свита Ла Роса; *28* — свита Икотеа; *29* — трансгрессивное перекрытие; *30* — горизонты В—1—Х-В—5—Х; *31* — горизонты В—6—Х-В—9—Х; *32* — горизонты С—1—Х-С—3—Х; *33* — горизонты С—4—Х-С—7—Х; *34* — свита Консепсион; *35* — свита Гуасаре; *36* — свита Мито Хуан; *37* — глины Колон; *38* — известняки Колон; *39* — свита Колон; *40* — группа Когольо; *41* — континентальное осадконакопление; *42* — изверженные и метаморфические породы; *43* — свита Апон; *44* — свита Томон; *45* — свита Капачо; *46* — свита Ла Луна; *47* — свита Урибанте; *48* — свита Ла Кинта; *49* — свита Рио Негро; *50* — свита Кататумбо; *51* — свита Барко; *52* — свита Лос Куэрвос; *53* — группа Ангостура; *54* — местные перерывы; *55* — свита Мирадор; *56* — свита Карбонера; *57* — свита Трухильо; *58* — свита Мисоа; *59* — свита Паухи; *60* — свита Мене Гранде; *61* — свита Леон; *62* — свита Палмар; *63* — свита Исноту; *64* — свита Бетихокве; *65*— свита Карвахал; *66* — аллювий и пески; *67* — западная часть штата Трухильо, северо-западная часть штата Мерида и предгорья Анд; *68* — северная часть штата Тачира, юго-западная часть штата Сулия и предгорья Анд в районе Барко-Колон; *69* — западная зона центральной части штата Сулия, предгорья системы периха и районы Боскан, Макоа и Альтуритас; *70*—северо-западная часть штата Сулия и районы Мара, Ла-Пас, Консепсион, Сибукара, Тотумо; *71* — гравийные террасовые отложения: *72* — группа Гуайяво; *73* — свита Ла Вилья; *74* — свита Лос Рангос; *75* — группа Эль Фаусто; *76* — свита Ла Сиерра; *77* — свита Куиба; *78* — свита Макоа; *79* — свита Перок; *80* — несогласие, наблюдающееся в пределах свода Инсиарте; *81* — свита Марселина; *82* — примечания; *83* — пресноводные условия; *84, 85* — дельтовые и речные условия; *86* — свита Лас Флорес; *87* — морская регрессия; *88* — морская трансгрессия; *89* — озерные условия; *90* — перемежаемость морских, солоноватоводных и пресноводных условий; *91* — речные и лагунные условия; *92* — максимум морской трансгрессии; *93* — начало морской трансгрессии; *94* — свита Потреритос; *95* — свита Несесидад.

сейна, значительно осложнен антиклинальными поднятиями, почти меридионального простирания, и многочисленными разрывами, крупнейшие из которых затрагивают всю осадочную толщу.

На западном борту бассейна, особенно в его северной части, в полосе, прилегающей к Сиерре де Периха, развиты небольшие антиклинальные зоны, сказывающиеся в строении почти всей осадочной толщи. То же наблюдается и на крайнем юге западного и восточного бортов бассейна, в полосе, примыкающей к Восточной Кордильере и реже к Венесуэльским Андам. Крупнейшая из подобных складок — антиклинальная зона, с которой связаны месторождения Карбонера-Лос Мануэлес, по-видимому, приурочена к крупному надвигу, косо секущему как погружающиеся по простиранию

Таблица 87

Схематический сводный разрез западного борта Маракаибского бассейна (район Ла Пас)

Возраст	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Постэоцен		Алевриты и пески	0—1744
Эоцен	Нижняя Консепсион	Алевриты, переслаивающиеся с песчанистыми алевритами, пески. Отдельные пласты угля. Толща частично нефтегазоносна	580
Палеоцен	Гуасаре	Верхняя часть: алевриты, переслаивающиеся с углями, пески, кварцевые, песчанистые известняки. Нижняя часть: алевролиты. Толща нефтегазоносна	335
Мел	Мито-Хуан	Алевриты черные, серые, местами песчанистые	107
	Колон	Алевролиты черные. В основании плотные глауконитовые известняки, нефтеносные, мощностью 30 *м*	274
	Ла Луна	Плотные известняки, черные, переслаивающиеся с алевролитами. Толща нефтеносна	107
	Капачо	Известняки с подчиненными алевролитами и мергелями. Толща нефтеносна	183
	Апон	Известняки плотные, расслоенные черными алевролитами. Толща нефтеносна	198
	Рио-Негро	Песчаники пестроцветные	15
Домеловой фундамент		Граниты	

складки Восточной Кордильеры, так и смежную полосу западного борта бассейна. На крайнем северо-востоке бассейна, в полосе, прилегающей к Венесуэльскому заливу, развиты типичные краевые складки системы поднятий Фалкон. Упомянутые структурные элементы, как правило, сильно осложнены сбросами и надвигами.

В Маракаибском бассейне регионально нефтеносны следующие толщи.

1. Меловая, стратиграфически обнимающая интервал баррем-коньяк, в основном же баррем-сеноман. Сюда входит группа Коголью со свитами Апон, Колон, Урибанте, Капачо и Ла Луна. Комплекс характеризуется значительным развитием в разрезе известняков, часто битуминозных и темноцветных глинисто-алевритовых пород.

Он нефтеносен в зонах нефтегазонакопления на западном борту бассейна. Коллекторы представлены в основном известняками, в значительно меньшей мере песчаниками. С данным же комплексом связана на отдельных месторождениях нефтеносность трещиноватых изверженных пород фундамента.

Таблица 88

Схематический сводный разрез зоны нефтегазонакопления Боливар
(восточный борт Маракаибского бассейна)

Система	Отдел	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Третичная	Миоцен	Лагунильяс	Пески средне- и тонкозернистые, переслаивающиеся с глинами и алевролитами	0—670
		Ла Роса	Пески и алевролиты	0—168
	Олигоцен	Икотеа	Пески и алевролиты	0—40
	Эоцен	Паухи, Мисоа, Трухильо (литерные горизонты А-9-х, В-1-х—В-9-х, С-1-х — С-7-х)	Переслаивание песков, песчаников глин и аргиллитов. Песчаный материал преобладает в основном в низах верхней и нижней части разреза. В основании содержится несколько пластов угля	2713—5029
	Палеоцен	Гуасаре	Алевриты и глины с подчиненными прослоями песчаников и известняков	81—146
Меловая		Мито-Хуан	Серые глины	50—82
		Колон	Серые глины и алевролиты	437—1082
		Ла Луна	Черные известняки и глины	61—67
		Капачо	Серые плотные известняки	137—146
		Апон	Серые плотные известняки и песчанистые известняки	107—113
	Фундамент		Гранито-гнейсы	

Подчиненное значение имеет нефтеносность маастрих-датской свиты Мито-Хуан, содержащей местами незначительные залежи нефти в северной части западного борта бассейна и на восточном борту, в зоне Боливар.

На долю меловых отложений приходится до $^1/_5$—$^1/_6$ добычи и остаточных запасов бассейна.

2. Палеоцен-эоценовый комплекс, занимающий в различных районах бассейна свиты Гуасаре, Консепсион, Ангостура, Мирадор, Карбонера, Барко, Кататумбо, Лос Куэрвос, Паухи, Мисоа, Трухильо.

Литологически комплекс представлен почти исключительно песчано-глинистыми отложениями; лишь в низах в палеоценовой свите Гуасаре и ее эквивалентах некоторое развитие имеют известняки. В соответствии с этим коллекторы представлены в основном песчаниками.

Палеоцен-эоценовая толща нефтеносна по всему бассейну, кроме его крайней северо-восточной части, примыкающей к Венесуэльскому заливу (зоны нефтегазонакопления, связанной с краевыми складками поднятий

Фалькон). Однако продуктивность ее имеет сравнительно подчиненное значение.

3. Олигоцен-миоценовая, в основном миоценовая толща, обнимающая свиты Ла Роса, Лагунильяс, Агуа Клара, Икотеа, Ла Пуэрта, Исноту. Она представлена песчано-глинистыми, иногда слабо консолидированными отложениями. Коллекторами служат исключительно песчаники или пески. Она продуктивна на восточном борту бассейна, в зонах нефтегазонакопления Боливар и краевых складок поднятий Фалькон. Данный комплекс по размерам добычи и запасам занимает в бассейне первое место.

В бассейне выделяются следующие зоны нефтегазонакопления.

На западном борту бассейна, в особенности в его северной и южной частях, и на восточном борту, на крайнем юге и северо-востоке развиты зоны нефтегазонакопления, связанные с упомянутыми краевыми антиклинальными зонами складчатых элементов, обрамляющих бассейн.

К ряду отдельных брахиантиклиналей, иногда сильно вытянутых, входящих в состав этих антиклинальных зон, приурочены месторождения. Почти для всех них характерна значительная нарушенность разрывами.

На западном борту бассейна на севере, в полосе, тяготеющей к Сиерра де Периха, можно выделить зону Мара-Нетик — Ла Пас (и зону Консепсион — Боскан?) и зону Макоа — Альтуритас. На юге в полосе, тяготеющей к Восточной Кордильере, можно выделить зону Карбонера — Петролеа-Лас Крусес — Лос Мануэлес, зоны Тибу и Рио де Оро. В этих зонах нефтеносны как меловые отложения, так и палеоцен-эоценовые. В меловых отложениях, по-видимому, развиты массивные залежи в структурных выступах, образованных нарушенными брахиантиклиналями, причем нижняя часть массивных резервуаров, слагаемых в основном меловыми известняками, в отдельных случаях слагается трещиноватыми кристаллическими породами фундамента. В палеоцен-эоценовой толще залежи пластовые, главным образом сводовые, разбитые на отдельные блоки, в меньшей мере — тектонически и литологически экранированные.

На восточном борту на крайнем юге отдельные незначительные месторождения района Алькитрана — Мерида, по-видимому, связаны с подобного же рода зонами, приуроченными к краевым складкам Венесуэльских Анд. В крайней северо-восточной части бассейна протяженная, но со сравнительно малодебитными, частично оставленными месторождениями, зона Эль Мене Мауроа — Медия — Омбре Пинтадо — Тигуахе — Эль Манон связана с краевой антиклинальной зоной поднятий Фалькон. В этой зоне нефтеносны олигоцен-миоценовые отложения. Залежи на брахиантиклинальных месторождениях в олигоценовой толще стратиграфически экранированы поверхностью надолигоценового несогласия. В миоценовой толще характерны литологически ограниченные со всех сторон залежи.

В северо-восточной части бассейна расположена зона нефтегазонакопления стратиграфического типа. Она связана: 1) частично с выклиниванием палеоцен-эоценовых, главным образом эоценовых, коллекторских горизонтов, в основном же с их срезанием поверхностью несогласия между эоценом и олигоцен-миоценом; 2) с выклиниванием олигоцен-миоценовых, главным образом миоценовых, коллекторских горизонтов.

Выклинивание и несогласное перекрытие происходят вдоль упомянутого структурного порога на восточном борту бассейна.

Основная часть данной зоны известна в литературе под названием Прибрежной зоны или Прибрежного месторождения Боливар. Она обычно подразделяется на ряд отдельных элементов, именуемых то месторождениями, то площадями, главнейшие из которых Ла Роса — Кабимас, Тиа Хуана, Лагунильяс, Пуэбло Вьехо и Бачакеро. Структура данной зоны в целом чрезвычайно сложна и разноречиво описывается разными авторами. Это не позволяет с уверенностью отнести те или иные из названных элементов к действительно отдельным месторождениям, или же к отдельным бло-

кам в пределах крупных месторождений. Значительная часть зоны располагается под водами Маракаибского озера.

Месторождения и их блоки приурочены к антиклинальным поднятиям, достаточно резко выраженным в строении толщ вплоть до эоцена включительно, и к весьма слабо, как правило, выраженным структурным изгибам олигоцен-миоценовой толщи, залегающей в общем моноклинально.

В данной зоне нефтеносны в основном отложения олигоцен-миоценового комплекса, относящегося главным образом к миоцену. Меньшее значение имеет нефтеносность палеоцен-эоценового комплекса, относимого в основном к эоцену. Подчиненное значение имеет нефтеносность верхнемеловых отложений — свиты Мито Хуан.

Залежи в эоценовой толще в основном стратиграфически экранированы надэоценовой поверхностью; в миоценовой толще залежи в основном литологически экранированные. Наряду с этим, по-видимому, в ряде случаев, в особенности в эоценовых слоях, развиты сводовые, в особенности разбитые на отдельные блоки, а также тектонически экранированные залежи.

Зона Боливар принадлежит к числу крупнейших скоплений нефти на земном шаре и на ее долю приходится основная часть добычи бассейна и ощутимая часть мировой добычи и запасов нефти.

Несколько кулисообразно к юго-востоку от зоны Боливар протягивается находящаяся в аналогичных структурных условиях и, вероятно, служащая ее продолжением зона Лос Барросос — Мене Гранде — Мотатан. Условия нефтегазоносности на ней сходны с вышеописанными для зоны Боливар.

В бассейне намечается определенная закономерность в распределении нефтей: в центральной части бассейна залегает более легкая нефть, а на бортах бассейна, ближе как к западной, так и к восточной его окраинам, более тяжелая.

Маракаибский бассейн в целом, несмотря на его сравнительно небольшие размеры, занимает видное место среди богатых нефтегазоносных бассейнов земного шара.

БАССЕЙН ТОКУЙО

Бассейн Токуйо расположен в Венесуэле. Он обрамлен отдельными ветвями складчатой системы Анд. На севере — это поднятия Фалькон, на юге — восточная часть Венесуэльских Анд (иначе Кордильеры де Мерида) и западная часть Береговой Кордильеры, на западе — поднятие Трухильо (рис. 221); с востока бассейн открывается во впадину Бонайре южной части Карибского моря, по-видимому, служащую восточным подводным продолжением бассейна. Наземная часть бассейна примерно совпадает с долиной среднего и нижнего течения р. Токуйо. В строении поднятий Фалькон и Трухильо принимают участие главным образом эоценовые и олигоценовые отложения, а в строении Венесуэльских Анд и Береговой Кордильеры — мезозойские и отчасти палеозойские, возможно, и докембрийские.

Фундамент межгорной впадины бассейна — дотретичный. Стратиграфический разрез района месторождения Эль Мене Акоста приводится в табл. 89.

В бассейне известно одно, ныне оставленное, малодебитное месторождение Эль Мене Акоста. На нем нефтеносны среднеолигоценовые песчаники свиты Сальто общей мощностью около 150 *м*. Месторождение связано с брахиантиклиналью, входящей в состав антиклинальной зоны, вытянутой по общему простиранию оси бассейна к ВСВ. Несколько подобных зон развито по всему бассейну. На месторождении можно выделить несколько пластовых, литологических экранированных залежей.

Несмотря на сравнительно ограниченные размеры впадины, перспективы ее не исчерпаны, учитывая непосредственную близость к богатейшим нефтегазоносным бассейнам — Маракаибскому и Восточно-Венесуэльскому — и благоприятные структурные условия, наблюдающиеся во впадине.

Схематический сводный разрез месторождения Эль Мене Акоста

Возраст	Серия	Свита, слои		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Миоцен верхний и средний	Серия Агуа Салада	Посон		Глины известковистые, в нижней части глауконитовые, в средней мергелистые	~450
		Сан-Лоренсо	Слои Менесито	Глины темноцветные	~50
Олигоцен			Слои Эль-Сальто	Четыре ритмических пачки песчаников — алевритов — глин	~150
Нижний олигоцен		Гуачарака		Вверху: песчаники глинистые, обычно глауконитовые, с подчиненными глинами. Внизу: темно-серые глины	~1300
Верхний эоцен		Серро-Мисьон		Глины плотные, темноцветные, с редкими прослоями песчаников	>300

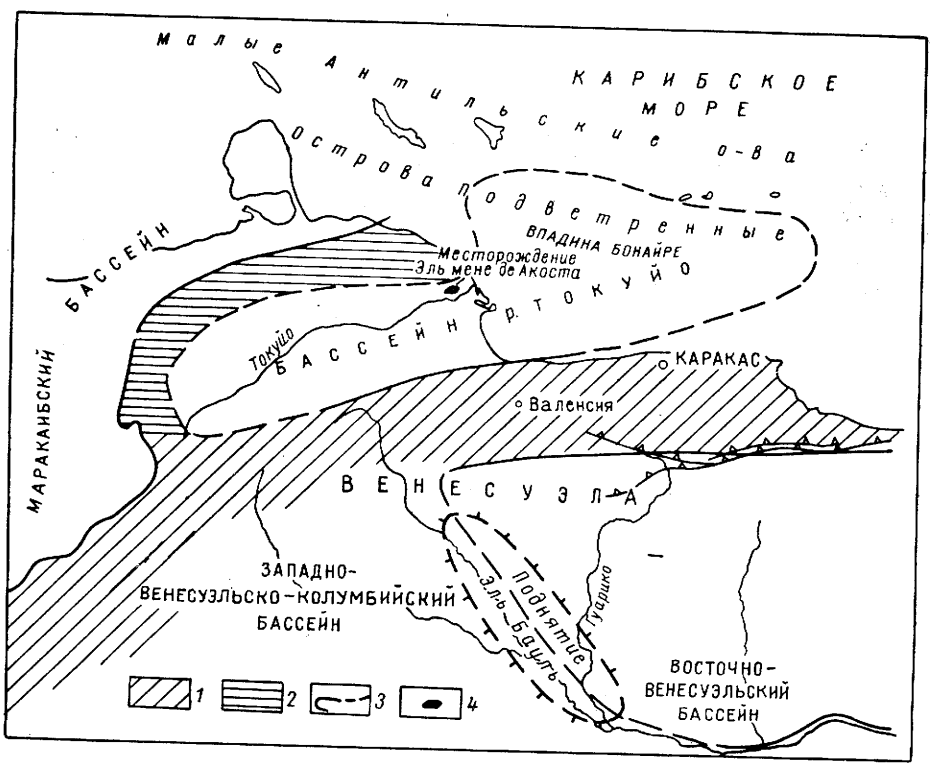


Рис. 221. Карта бассейна р. Токуйо.

1 — Венесуэльские Анды и Серранья дель Интериор; *2* — поднятия Трухильо и Фалкон; *3* — границы бассейна; *4* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади.

§ 73. ЦЕНТРАЛЬНАЯ ГРУППА ВНУТРИАНДИЙСКИХ БАССЕЙНОВ

В Центральную группу внутриандийских бассейнов объединены условно бассейны Титикакский и Центральной (Продольной) долины, расположенные изолированно среди системы Анд. Оба межгорные бассейны относительно просто построены. Первый из них характеризуется наземным обрамлением, а второй частично подводным. Бассейны мало изучены и принадлежат лишь в той или иной мере к перспективным территориям.

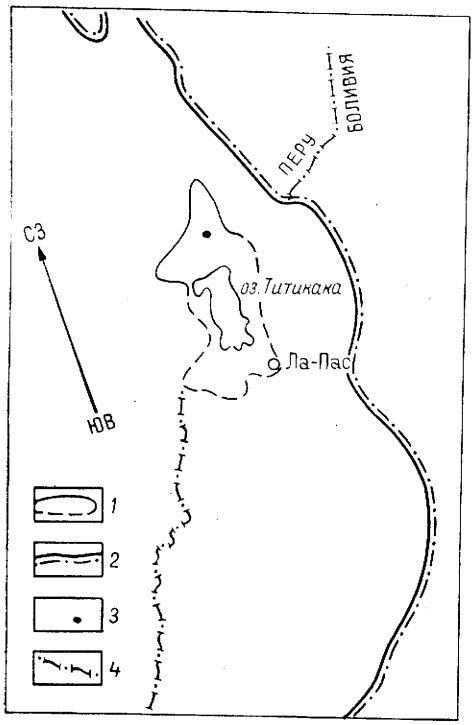


Рис. 222. Карта Титикакского бассейна.

1 — границы бассейна; *2* — восточная граница Андийского складчатого сооружения; *3* — месторождения и нефтегазоносные площади; *4* — госграницы.

ТИТИКАКСКИЙ БАССЕЙН

Западная часть бассейна находится в пределах Перу, а юго-восточная — в пределах Боливии (рис. 222).

С юго-запада бассейн обрамляется Западной, а с северо-востока Восточной Кордильерой Анд Боливии — отдельными зонами системы Анд. Не исключено, что юго-западным обрамлением бассейна точнее следует считать зону Анд, известную под названием Пуна или Альтиплано. Горное обрамление бассейна сложено в основном девонскими, частично нижнепермскими, возможно, и каменноугольными, в той или иной мере дислоцированными и метаморфизованными толщами. На юго-западе палеозойские толщи частично перекрыты третичными, возможно, и четвертичными эффузивами. Девонскими же породами, по-видимому, сложен фундамент бассейна.

Структурная характеристика впадины бассейна неясна. Впадина выполнена нижне- и верхнемеловыми морскими и континентальными отложениями мощностью порядка 4000 *м*, и третичными континентальными образованиями серии Пуно мощностью порядка 7000 *м* (рис. 223).

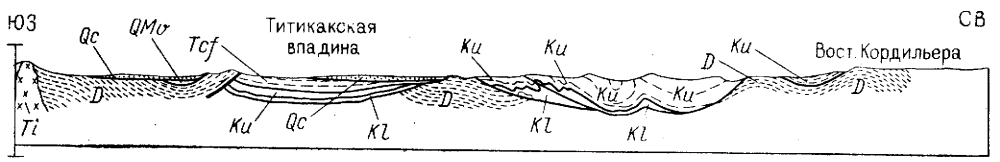


Рис. 223. Схематический поперечный профильный разрез через Титикакский бассейн (по William F. Jenk's, 1956 г.).

Qc — континентальные четвертичные отложения; QMv — молодые эффузивы (миоценово-четвертичные); Tcf — третичная континентальная красноцветная толща; Ti — третичные интрузивные породы; Ku — верхний мел; Kl — нижний мел; D — девон.

У юго-восточной окраины бассейна известны немногочисленные поверхностные нефтепроявления, связанные в основном с девонскими отложениями. В северо-западной части бассейна в течение некоторого времени промышленная добыча в очень небольших размерах велась на месторождении Пирин.

Нефтеносными здесь были меловые отложения. Месторождение связано с антиклинальной складкой, нарушенной продольным разрывом.

Перспективы весьма мало изученного бассейна неясны.

БАССЕЙН ЦЕНТРАЛЬНОЙ (ПРОДОЛЬНОЙ) ДОЛИНЫ

Бассейн Центральной (Продольной) долины расположен в Чили. Это — протяженная и узкая меридиональная межгорная впадина, обрамленная с запада Береговой Кордильерой, а с востока — Главной Кордильерой Чили и Аргентины. Во впадине намечаются горстообразные поперечные поднятия. Крупнейшее из них, в строении которого в основном участвуют породы фундамента, расположено на широте г. Вальдивии; оно разделяет впадину на две обособленные части — большую северную и меньшую, но более прогнутую южную, открывающуюся к югу в залив Корковадо. На основании данных сейсморазведки можно предположить, что северная часть представляет собой грабен (рис. 224).

Фундамент южной части предположительно сложен докембрийскими метаморфическими породами.

Осадочное выполнение представлено третичными и четвертичными отложениями, среди которых выделены (снизу вверх):

эоцен: аргиллиты, содержащие маломощные угольные пласты, переслаивающиеся с косослоистыми песчаниками и конгломератами; мощность не менее 1000 *м*;

олигоцен (развит лишь у западной окраины впадины): песчано-глинистые угленосные отложения; мощность свыше 500 *м*;

миоцен: морские глины с базальными конгломератами; мощность около 220 *м*.

Общая мощность третичных отложений предположительно составляет минимум 2000 *м*. Они перекрываются четвертичными ледниковыми образованиями, эффузивами и туфами, мощностью в несколько сотен метров. Эоценовые отложения слабо смяты, а олигоценовые лишь нарушены сбросами.

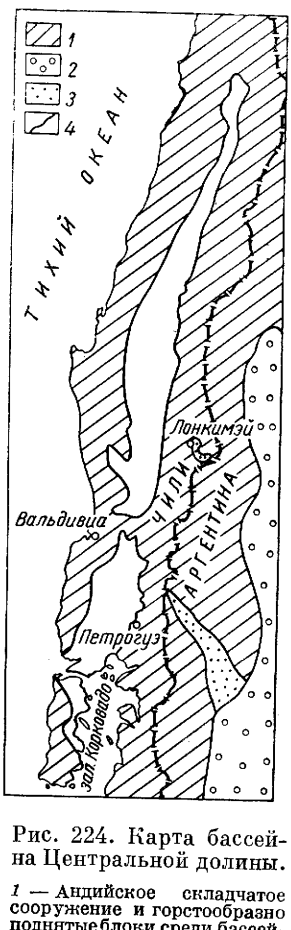


Рис. 224. Карта бассейна Центральной долины.

1 — Андийское складчатое сооружение и горстообразно поднятые блоки среди бассейна; *2* — Предандийская впадина; *3* — мелкие впадины, выполненные третичными отложениями; *4* — границы бассейна.

При бурении в районе пролива Чакао в скважинах наблюдались выбросы газа, возможно, связанного с угленосными отложениями. В зоне восточного обрамления бассейна известны незначительные выходы нефти в районе Петруе и в районе небольшой впадины Лонкимой в эоценовой толще установлены нефтяные сланцы с содержанием масла до 80 *л/т*. Перспективы слабо изученного бассейна неясны.

§ 74. ГУАЯКИЛЬСКИЙ БАССЕЙН

Северная часть Гуаякильского бассейна находится в Эквадоре, а южная — в пределах Перу. Он относится к относительно сложно построенным междугорным бассейнам послепалеозойских складчатых систем, частично с подводным обрамлением.

С востока и юго-востока бассейн обрамляется элементами системы Анд — Западной Кордильерой Эквадора и Западной Кордильерой Перу. Они сложены домеловыми, частично палеозойскими, метаморфизованными породами, в значительной мере перекрытыми миоценовыми и четвертичными

Таблица 90

Схематический сводный разрез южной части Гуаякильского бассейна

Возраст				Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Четвертичные				Табласо	Морские ракушечники, пески, гравий	24
Третичный	Эоцен	Верхний	Серия Чира	Коун Хилл	Морские глины	390
				Мирадор	Глины, пески и конгломераты	240—750
				Чира	Морские глины с отдельными песчаными линзами	240—300
				Вердан	Морские пески, песчанистые глины	300—600
		Средний	Серия Таларо	Глины Позо	Морские глины	195
				Песчаники Таларо	Морские глины, песчаники	75
				Глины Таларо	Морские глины. В основании местами конгломераты	375
		Нижний	—	Глины Чакра	Морские глины	300
				Песчаники Периньяс	Пресноводные или мелководные песчаники	210—300
				Пале Греда	Пресноводные и морские глины и пески	~900
				Салина Негритос	Морские пески и глины. В основании грубые массивные песчаники	450
Мел	Даний		Серия Мальпасо	Глины Балконес	Морские глины	600—1800
				Песчаники Меса	Линзообразно залегающие пески и песчаники	45—300
	Сеноман—маастрихт			Глины Петакас	Морские слюдистые глины	300—750
				Конгломераты Анча	Конгломераты с песчано-глинистым цементом	90—180
				Редондо	Серые глины. Базальные конгломератовидные песчаники	240
				Конгломераты Сандино	Конгломераты пестроцветные	30
	Апт — альб			Известняки Муэрто	Известняки черные, трещиноватые	120
				Известняки Пананга	Локально распространенные рифовые известняки	18
Пенсильванский				Амотапе	Аргиллиты, глины, кварциты, интрудированные гранитами	

эффузивами, и меловыми толщами, прорванными в ряде мест меловыми же интрузиями.

С северо-востока бассейн условно ограничивается Кордильерой де Чонгон, слагаемой верхнемеловыми и палеоценовыми слоями и частично юрскими туфогенно-кластическими и эффузивными породами (рис. 225).

Не исключено, что впадина бассейна распространяется значительно далее к северу, вдоль прибрежной зоны развития третичных отложений, в пределах так называемой геосинклинали Боливар. С запада бассейн открывается в Тихий океан, в районе Гуаякильского залива. Объединение северной эквадорской и южной перуанской частей бассейна произведено в известной мере условно.

Фундамент бассейна слагается метаморфическими сланцами, аргиллитами и кварцитами, местами прорванными гранитами и гранодиоритами, обычно мелового возраста, иногда перекрытыми меловыми (юрскими?) эффузивами. На южной перуанской лучше изученной части бассейна устанавливается пенсильванский возраст метаморфической толщи. Фундамент бассейна раздроблен на отдельные поднятые и опущенные друг относительно друга блоки сравнительно небольшого по площади размера (рис. 226).

Бассейн выполнен меловыми и третичными толщами. В табл. 90 приводится схематический сводный разрез южной части бассейна, к которой приурочена основная нефтеносность.

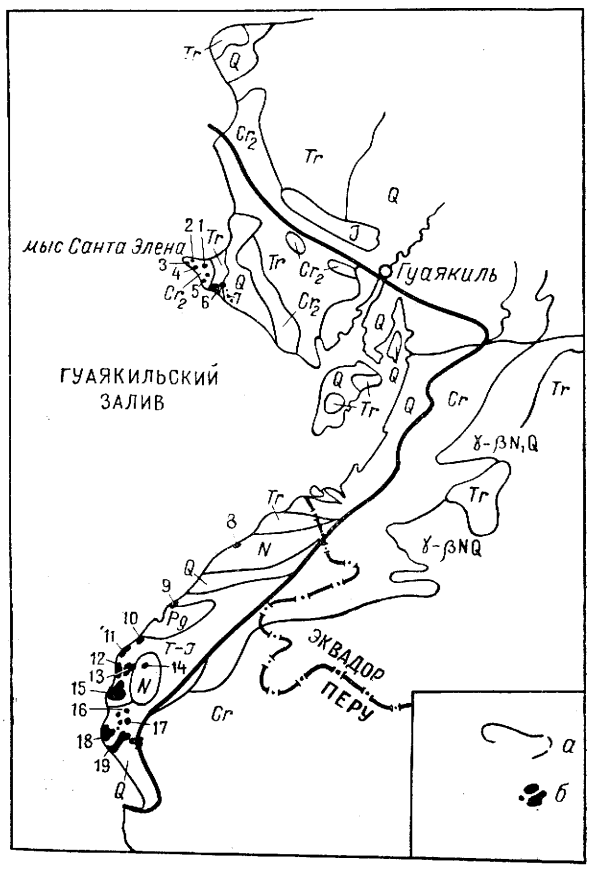


Рис. 225. Карта Гуаякильского бассейна.

Нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади: *1* — Каутиво, *2* — Петрополис; *3* — Каролина, *4* — Санта Паула, *5* — Консепсион, *6* — Анкон-Тигре, *7* — Санто Томас, *8* — Зорритос, *9* — Карпитас, *10* — Лос Органос, *11* — Кабо Бланко, *12* — Рестин, *13* — Эль Альто, *14* — Нью Шеллоу, *15* — Лобитос, *16* — Париньяс, *17* — Майл Сикс, *18* — Негритос, *19* — Вердун; *а* — граница бассейна; *б* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади.

На поднятых блоках фундамента меловые отложения либо вовсе отсутствуют, либо мощность их сильно сокращена, на опущенных же блоках непройденная мощность, по-видимому, часто значительно больше указанной в сводном разрезе.

В северной части бассейна, помимо эоценовых отложений, развитых на юге, наблюдается довольно полный разрез палеоцена, олигоцена и неогена, общая мощность которых достигает не менее 6000 *м*; разрез же эоцена, наоборот, сокращен, достигая лишь 500—600 *м*. Общий характер литологии третичной толщи на севере остается сходным с таковым на юге.

Основная часть, примерно $^5/_6$, добычи нефти приходится на перуанскую часть бассейна. Здесь нефтеносна вся эоценовая толща, кроме самых ее верхов. В литературе она рассматривается как сингенетично нефтегазоносная.

Природные резервуары, сложенные песчаниками, — пластового типа или литологически ограничены со всех сторон. В самые последние годы незначительное количество нефти добывается из трещиноватых кварцитов фундамента.

В северной эквадорской части бассейна, помимо эоценовой толщи, нефтеносная свита Санта Элена верхнемелового (палеоценового?) возраста, мощностью до 700 *м* (?). Она сложена плотными светлыми аргиллитами с многочисленными кремнистыми включениями. Коллекторы представлены трещиноватыми аргиллитами и радиоляритами.

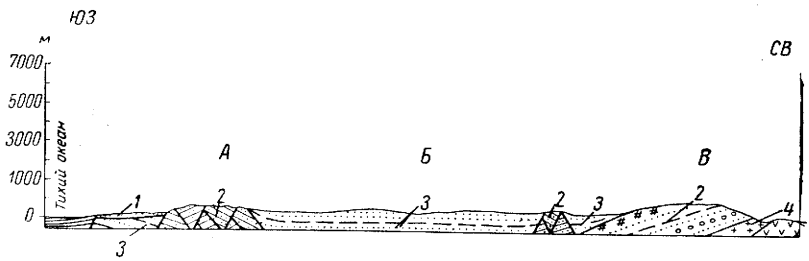


Рис. 226. Профильный разрез через северную часть Гуаякильского бассейна (по G. E. Lewis и др., 1956 г.).

А — хребет Чандуи; *Б* — впадина Прогресо; *В* — Кордильера Чонгон; *1* — четвертичные; *2* — верхний мел; *3* — третичные; *4* — интрузивные породы, в основном мелового возраста.

В южной части бассейна месторождения группируются в зону, вытянутую вдоль побережья Тихого океана. Эоценовая толща слагает здесь поднятия, сильно осложненные структурными носами и террасами и сбросами, отражающие глыбово-мозаичную структуру фундамента. Отдельные месторождения приурочены к этим многочисленным осложнениям. Пластовые залежи большей частью тектонически, реже литологически экранированы (при выклинивании песчаных коллекторских горизонтов на бортах поднятий). Встречаются и литологически ограниченные со всех сторон залежи в линзах песчаников.

Условия нефтеносности в слабо изученной северной части бассейна неясны. По имеющимся скудным литературным данным, они, по-видимому, напоминают условия, наблюдающиеся на юге.

Месторождения бассейна, в особенности в его северной части, малодебитны.

ГЛАВА VIII

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ И ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО ТИПАМ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ И ПО ВОЗРАСТУ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТОЛЩ

В конце прошлого века и в начале XX века сложилось общераспространенное представление о приуроченности нефтеносных площадей в основном к предгорным районам и главным образом к областям погружения, связанным с молодыми складчатыми системами. Это представление явилось следствием наблюдавшегося распространения естественных проявлений нефти в основном на границе горных и равнинных территорий. Не изменилось это представление и в первые годы XX века, так как бурение в основном шло у естественных выходов нефти и в предгорьях молодой складчатости.

В начале столетия добыча нефти из третичных отложений велась в России на Апшеронском полуострове, на о. Челекен в Закаспии, в Ферганской впадине, в восточной и отчасти западной части северного склона Кавказа. В Румынии добыча нефти была сосредоточена в ряде пунктов в предгорьях Карпат. В других странах Европы нефть из третичных отложений добывали в незначительных количествах в Польше, Галиции и Италии, в долине р. По. В Северной Америке добыча из этих отложений велась только в Калифорнии, в Южной Америке — в Перу, а в Азии — в Индонезии, Бирме и Японии. Во всех перечисленных странах из третичных отложений в 1900 г. было добыто почти 12 млн. *т* нефти, т. е. около 58% общемировой добычи. При этом нельзя не отметить, что 90% нефти, добывавшейся из третичных отложений, приходилось на Россию и 10% на все остальные страны (рис. 227).

Из палеозойских отложений, если не считать ничтожной добычи нефти в России — на Ухте, она добывалась лишь в США и в Восточной Канаде в общем несколько более 8 млн. *т*, т. е. около 40% общемировой добычи. В США в 1900 г. подавляющая часть палеозойской нефти была добыта на северо-востоке страны из месторождений, связанных с предгорным прогибом Аппалачей, и в Мичиганском бассейне, а в России разработка шла на склонах Тимана. Лишь небольшое количество нефти было получено из палеозойских отложений в районах Мидконтинента — в средней части Североамериканской платформы, где в это время только начала развиваться добыча.

Из мезозойских отложений в 1900 г. добывали менее 500 тыс. *т* нефти, что составило немногим более 2% мировой добычи. Нефть из мезозойских отложений добывали в Техасе и в небольшом количестве в северо-западной Германии.

В XIX столетии за время, прошедшее с начала развития нефтяной промышленности на земном шаре, было добыто из третичных отложений 100 млн. m, которые распределялись по отдельным бассейнам следующим образом (в млн. тонн):

Южно-Каспийский	87,5
Средпекаспийский	2,6
Калифорнийский	2,5
Северо-Предкарпатский и Предкарпатско-Балканский	~1,9
Зондских островов	1,8
Ассамский, Ирравадийско-Андаманский	0,7
Гуаякильский	0,5
Японские	~0,4
Азово-Кубанский	0,3
Адриатический	~0,3
Ферганский	0,001

Из палеозойских отложений было добыто около 150 млн. m нефти, из которых около 105 млн. m в Предаппалачском нефтегазоносном бассейне и около 40 млн. m — в Мичигэнском.

Из мезозойских отложений добыто всего около 1 млн. m нефти, из них около 0,7 млн. m в бассейне Мексиканского залива.

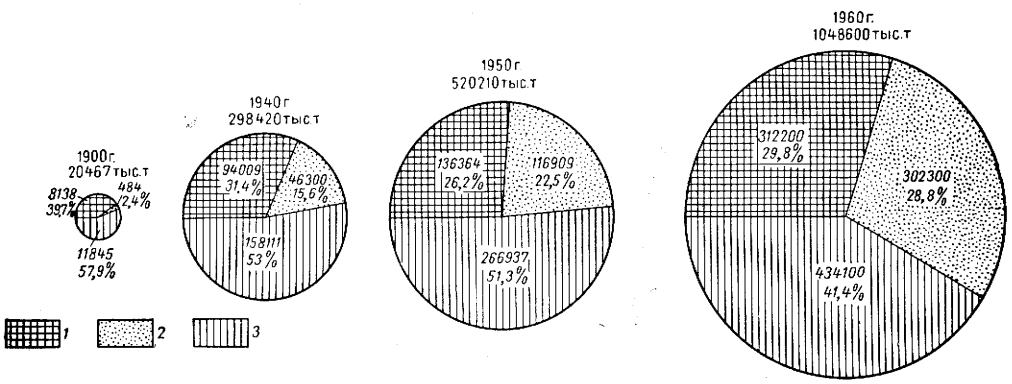


Рис. 227. Мировая добыча нефти и ее распределение по возрасту нефтеносных отложений в 1900, 1940, 1950, 1960 гг.

1 — добыча из палеозойских отложений; *2* — добыча из мезозойских отложений; *3* — добыча из кайнозойских отложений. Площадь круга пропорциональна мировой добыче.

Добыча газа в то время не учитывалась, так как при отсутствии герметизации скважин газ рассматривался в качестве вредной примеси, вызывавшей взрывы и пожары. Для того чтобы учесть хотя бы примерное количество газа, ушедшего попутно с добычей нефти из недр, можно использовать примерные газовые факторы, характеризующие главнейшие месторождения, эксплуатировавшиеся в то время. Ориентировочно можно считать, что до 1900 г. было использовано около 10 млрд. $м^3$ газа.

С начала XX века до 1920 г. на первом месте палеозойские отложения, из которых было добыто нефти в 1920 г. 37 млн. m, т. е. 38%, на втором месте третичные отложения, из которых в том же году было добыто 34 млн. m, т. е. 35%, и на третьем месте мезозойские отложения, из которых было добыто 26 млн. m, т. е. 27%. Падение роли третичных отложений связано с резким снижением добычи нефти в России.

По-прежнему основная добыча получалась из предгорных и межгорных нефтегазоносных бассейнов, но уже начали приобретать большое значение и платформенные нефтегазоносные бассейны.

В Предаппалачском бассейне заметно увеличилась роль месторождений, связанных с платформенными бортами этого бассейна. В Западном Внутреннем бассейне, добыча которого составила за период с 1900 по 1920 г. около

половины суммарной добычи всех предгорных бассейнов, разрабатывались главным образом месторождения на платформенном борту. В остальных предгорных и межгорных бассейнах по-прежнему добыча сосредоточивалась на месторождениях, в основном связанных с передовыми складками.

Из общей добычи свыше 995 млн. *т*, полученной в течение первого двадцатилетия, на предгорные бассейны падает 303 млн. *т*, т. е. 30,2% общей добычи, на межгорные бассейны — 400 млн. *т*, т. е. 40,1%, общей добычи, и на платформенные бассейны — 292 млн. *т*, или 29,7%.

В предгорных бассейнах 67,5 млн. *т*, или 22,2% общей добычи, приходится на третичные, 0,99 млн. *т*, или менее 1%, — на мезозойские и 235 млн. *т*, или 77,6%, — на палеозойские отложения.

В межгорных бассейнах основная часть добычи — 390 млн. *т*, или 97,5%, — падает на третичные отложения. Из палеозойских и мезозойских отложений получено соответственно 3,6 и 6,3 млн. *т*, что в сумме составляет всего около 2,5% добычи.

В платформенных бассейнах третичные отложения дали 62 млн. *т*, или 21,2%, мезозойские — 123 млн. *т*, или 42,2%, и палеозойские — 107 млн. *т*, или 36,6%.

Добыча газа на данном этапе имела небольшое значение. Сколько-нибудь надежных сведений о добыче и использования газа на данном этапе нет.

Отличительной чертой развития нефтегазоносной промышленности с 1920 по 1940 г. включительно является открытие многих новых нефтегазоносных бассейнов в самых разнообразных геотектонических условиях.

В Северной Америке добыча ведется в Западно-Канадском и Уиллистонском бассейнах, в Центральной и Южной Америке — в бассейнах Колумбийском, Маракаибском, Мендоса, Неукен, Центрально-Предандийском и Северо-Кубинском. В Европе началась добыча в Венско-Моравском, Паннонском и Тимано-Печорском бассейнах. В Азии вступили в разработку Афгано-Таджикский бассейн и Северо-Сахалинская нефтегазоносная область, в Африке — Марокканский (Западно-Атласский) бассейн. Кроме того, на этом этапе началось широкое промышленное развитие добычи газа в США.

В 1940 г. при мировой добыче, достигшей почти 300 млн. *т* против 97 млн. *т*, добытых в 1920 г., более 158 млн. *т*, т. е. 53%, было добыто из третичных отложений; 94 млн. *т*, т. е. 31,5%, — из палеозойских отложений и немногим более 46 млн. *т*, т. е. 15,5%, — из мезозойских отложений. При значительном абсолютном росте добычи соотношение добычи из различных по возрасту отложений к сороковым годам также заметно изменилось по сравнению с 1920 г.

В добыче предгорных бассейнов основную роль играют бассейны, связанные с послепалеозойскими складчатыми системами. На их долю приходится более 92% общей добычи бассейнов данного типа. При этом добыча из отложений различного возраста распределяется следующим образом: 652,5 млн. *т*, или 59,5%, было добыто из палеозойских отложений; 34,5 млн. *т*, или 3,2%, — из мезозойских и 411,5 млн. *т*, или 37,4%, — из третичных отложений.

В предгорных бассейнах палеозойских складчатых систем добыча нефти связана исключительно с палеозойскими отложениями, что несколько изменяет картину распределения добычи по возрасту нефтеносных отложений для всех предгорных бассейнов в целом.

Из общего количества 1193,8 млн. *т* нефти, добытых за эти годы в предгорных бассейнах, 747,8 млн. *т*, или 62,6%, приходится на палеозойские, 34,5 млн. *т*, или 2,9%, — на мезозойские и 411,5 млн. *т*, или 34,5%, — на третичные отложения.

В добыче межгорных бассейнов из общего количества нефти 1204 млн. *т*, добытого в течение 1920—1940 гг., лишь несколько более 6 млн. *т* приходится на долю бассейнов активизированных докембрийских платформ и около 1,4 млн. *т* — на бассейны палеозойских складчатых сооружений. Подавляющая же часть нефти — 1197 млн. *т*, или почти

99,4%, — была получена из межгорных бассейнов послепалеозойских складчатых сооружений и современных геосинклиналей.

Распределение добычи межгорных бассейнов по возрасту продуктивных отложений на данном этапе представляется в следующем виде: из третичных отложений получено 1139,5 млн. *т* нефти, или 94,6%, из мезозойских — 37,5 млн. *т*, или 3,1%, и из палеозойских — несколько более 27 млн. *т*, или 2,3%.

За период 1920—1940 гг. из общей добычи нефти платформенных бассейнов 1372,4 млн. *т* — 1254,5 млн. *т*, или 91,6%, было получено из бассейнов с палеозойским и разновозрастным фундаментом, из которых 302,5 млн. *т*, или 24,8%, приходится на палеозойские, 599 млн. *т*, или 47,6%,—на мезозойские и более 357 млн. *т*, т. е. около 27,6% ,— на третичные отложения.

На долю платформенных бассейнов с докембрийским фундаментом приходится лишь немногим более 114 млн. *т*, или 8,4% от общей добычи платформенных бассейнов, причем нефть добывалась исключительно из палеозойских отложений.

В целом по данному типу бассейнов добыча нефти по возрасту продуктивных отложений распределяется следующим образом: 416,7 млн. *т*, или 30,3%, — из палеозойских, 598,7 млн. *т*, или 43,8%, — из мезозойских и 357 млн. *т*, или 26%, — из третичных отложений.

За 20 лет рассматриваемого периода из общей добычи нефти свыше 3770 млн. *т* приходится на предгорные бассейны — 1193,8 млн. *т*, т. е. 31,7%, на межгорные бассейны — 1204 млн. *т*, т. е. 32%, и на платформенные бассейны 1372,4 млн. *т*, или 36,3% общей добычи. Если суммировать добычу нефти, полученную из платформенных бассейнов, с добычей, полученной на платформенных бортах предгорных бассейнов, то общая добыча из месторождений, связанных с платформенными территориями, составит 2114 млн. *т*, т. е. 56,1%. Из них 1102,6 млн. *т*, или 52%, падает на палеозойские, 633,5 млн. *т*, или 30%, — на мезозойские и 378,1 млн. *т*, или 18%, — на третичные отложения.

Суммируя добычу нефти из месторождений, связанных с передовыми складками предгорных бассейнов и межгорными впадинами, получим общую добычу 1656,2 млн. *т*, что составляет около 43,9% общемировой добычи нефти. Из этого количества на палеозойские отложения приходится 89 млн. *т*, или 5,4%, на мезозойские 37,2 млн. *т*, или 2,2%, и на третичные — около 1530 млн. *т*, или около 92,4%.

Добыча газа на данном этапе в ряде стран, в особенности в США, приобретает большое значение. Помимо США, систематическая добыча газа ведется в СССР, Румынии, Польше, Японии. Разрозненные сведения о добыче и использовании газа имеются также по некоторым другим странам.

За период 1920—1940 гг. было добыто около 1040 млрд. $м^3$ газа. Из них около 336 млрд. $м^3$, или 32,2% общемировой добычи, — из третичных, почти 213 млрд. $м^3$, или 20,5%, — из мезозойских и 492 млрд. $м^3$, или 47,3%, — из палеозойских отложений. Большая часть добытого газа — свыше 482 млрд. $м^3$, или 46,3%, — падает на предгорные бассейны; 383,6 млрд. $м^3$, или 36,9 %, — на платформенные бассейны и более 175 млрд. $м^3$, или 16,8%, — на межгорные бассейны.

Отличительной чертой развития нефтяной промышленности с 1941 по 1962 г. включительно является вступление в строй новых бассейнов на обширных, до сих пор почти не исследовавшихся территориях. Отмечается исключительно быстрый рост добычи нефти в ряде бассейнов, дававших до 1940 г. небольшую добычу, и широкое развитие промышленной добычи и использования газа как природного, так и попутного почти во всех нефтедобывающих странах.

Среди вновь вступивших в строй бассейнов следует отметить Верхнеамазонский и Западно-Венесуэльско-Колумбийский в Южной Америке,

Сицилийский, Аквитанский и Англо-Парижский в Европе, ряд бассейнов в Китае, бассейны Гвинейского залива и Сахарский — в Африке.

Обращает на себя внимание исключительный по темпу рост добычи нефти в Северо-Каспийском бассейне и бассейне Персидского залива. В Северо-Каспийском бассейне в 1962 г. добыча возросла по сравнению с 1940 г. почти в несколько десятков раз, в бассейне Персидского залива почти в 20 раз. В Северо-Каспийском бассейне добыча нефти росла в основном за счет разработки месторождений Волго-Уральской области. Особенно велика была добыча из девонских отложений в Башкирии и Татарии. Рост добычи в бассейне Персидского залива связан с открытием новых крупнейших месторождений в мезозойских отложениях, главным образом на платформенном борту бассейна.

В Западно-Канадском бассейне добыча нефти хотя и выражается в значительно меньших абсолютных цифрах, но благодаря открытию месторождений на его платформенном борту добыча в 1962 г. была выше добычи 1940 г. более чем в 10 раз.

В связи с новыми открытиями резко изменилась картина распределения добычи нефти как по типам нефтегазоносных бассейнов, так и по возрасту продуктивных отложений по сравнению с предыдущим этапом.

Из общей добычи предгорных бассейнов, составившей за период 1940—1960 гг. 4125 млн. *т*, по-прежнему основная часть — 4054 млн. *т*, или 98,3%, — падает на бассейны послепалеозойских складчатых систем и лишь немногим более 71 млн. *т*, или 1,7%, — на бассейны палеозойских складчатых систем.

Для предгорных бассейнов послепалеозойских систем распределение по возрасту продуктивных отложений происходит следующим образом: 986 млн. *т*, или 24,3%, приходится на палеозойские отложения, 1503 млн. *т*, или 37,1%, — на мезозойские и 1564,6 млн. *т*, или 38,6%, — на кайнозойские. За это время значительно возросла роль мезозойских отложений по сравнению с прошлым, когда из отложений этого возраста добыча нефти составляла лишь 3,2%.

В целом по предгорным бассейнам на долю палеозойских отложений приходится 1058 млн. *т*, или 25,6%. Добыча из мезозойских и кайнозойских отложений составляет соответственно 36,4% и 38%. Удельный вес мировой добычи в бассейнах данного типа из мезозойских отложений практически почти одинаков с удельным весом добычи из третичных слоев.

Общая добыча нефти межгорных бассейнов за период 1940—1960 гг. составила свыше 3013 млн. *т*, из которых более 2959 млн. *т*, или 98,2%, приходится на бассейны послепалеозойских складчатых сооружений и современных геосинклиналей и лишь около 3 млн. *т*, или менее 0,1%, — на бассейны палеозойских складчатых сооружений. Межгорные бассейны активизированных докембрийских платформ дали за указанный период около 51 млн. *т* нефти, что составляет 1,7% от общей добычи межгорных бассейнов.

В межгорных бассейнах активизированных докембрийских платформ 22,8 млн. *т*, т. е. 44,0%, было получено из палеозойских, 13,6 млн. *т*, т. е. 26,0%, — из мезозойских и 15,2 млн. *т*, т. е. около 30%, — из третичных отложений.

В межгорных бассейнах палеозойских складчатых сооружений 0,04 млн. *т*, или около 1,3%, было получено из палеозойских, 0,7 млн. *т*, или 23,3%, — из мезозойских и 2,2 млн. *т*, или около 75%, — из третичных отложений.

Межгорные бассейны послепалеозойских складчатых сооружений и современных геосинклиналей дали 108 млн. *т*, или 3,7%, из палеозойских, 336 млн. *т*, или 11,3%, — из мезозойских и 2515,3 млн. *т*, или 85%, — из третичных отложений.

В межгорных бассейнах в целом распределение добычи нефти по возрасту нефтеносных отложений происходит следующим образом: 130,4 млн. *т*, или 4,4%, — из палеозойских, 350,2 млн. *т*, или 11,6%, — из мезозойских и 2532,7 млн. *т*, или 84%, — из третичных отложений.

В платформенных бассейнах из общей добычи нефти 4166,6 млн. *т* — 3836,4 млн. *т*, или около 92%, было получено в платформенных бассейнах с докембрийским фундаментом; 1705,9 млн. *т* нефти, или 44,5%, общей добычи получено из палеозойских, 909,6 млн. *т*, или 23,7%, — из мезозойских и 1220,9 млн. *т*, или 31,8%, — из третичных отложений.

В платформенных бассейнах с палеозойским и разновозрастным фундаментом основную массу нефти — 315,7 млн. *т*, или около 95%, — дали палеозойские отложения, 13,8 млн. *т*, или 4,1%, — мезозойские и лишь немного более 3 млн. *т*, или менее 1%, — третичные отложения.

В платформенных бассейнах в целом 2021,6 млн. *т*, или 48,5%, добычи приходится на палеозойские, 923,4 млн. *т*, или 22,2%, на мезозойские и 1224 млн. *т*, или 29,3%, на третичные отложения.

Из приведенных данных видно, что из 11306,9 млн. *т* нефти, добытых в течение 20 лет, на предгорные бассейны приходится более 4125 млн. *т*, т. е. 36,5%, на межгорные бассейны — свыше 3013 млн. *т*, т. е. 26,7%, и на платформенные бассейны — 4168,6 млн. *т*, или 36,8%, от общей добычи.

Суммируя, как это было сделано ранее, нефть, полученную из платформенных бассейнов, с добычей, полученной на платформенных бортах предгорных бассейнов, видно, что общая добыча из месторождений, связанных с платформенными территориями, достигла за последнее двадцатилетие свыше 6967,9 млн. *т*, что составляет уже около 62,0% от общемировой добычи по сравнению с 56% для периода с 1921 по 1940 гг. При этом 3041,4 млн. *т*, или 44%, дали палеозойские, 2415,0 млн. *т*, или 34,5%, — мезозойские и 1511,5 млн. *т*, или 21,5%, — третичные отложения.

Добыча нефти в месторождениях, связанных с межгорными бассейнами и передовыми складками предгорных бассейнов, составила около 4339 млн. *т*, т. е. 38% мировой добычи. Из них 168,6 млн. *т*, или 3,9%, приходится на палеозойские, 360,6 млн. *т*, или 7,8%, — на мезозойские и 3809,8 млн. *т*, или 87,8%, — на третичные отложения.

Говоря о добыче газа, следует учесть разнохарактерность публикуемых сведений по разным странам. Так, в США учитывается лишь так называемая «рыночная продукция»; в ряде стран, например Венесуэле, учитывается добыча попутного газа, который часто почти не используется для промышленных целей; во многих странах приводятся сведения лишь о добыче природного газа или природного газа из газовых шапок и попутного, причем в каждом отдельном случае трудно установить, к чему относятся публикуемые данные. В странах Малой Азии и ряде других государств попутный газ все еще не используется для промышленных целей и сведения о его добыче не публикуются. В связи с этим общая картина распределения добычи газа по бассейнам и по возрасту продуктивных отложений может быть дана лишь приближенно (рис. 228).

Из общемировой добычи газа 1941—1960 гг., составившей около 6668 млрд. $м^3$, почти 2458 млрд. $м^3$, или 37%, падает на предгорные бассейны, более 1603 млрд. $м^3$, или 24%, — на межгорные и около 2607 млрд. $м^3$, или 39%, — на платформенные.

В предгорных бассейнах на долю палеозойских отложений приходится около 1132 млрд. $м^3$, или 46%, добычи, на мезозойские — 130,5 млрд. $м^3$, или 5,3%, и на третичные — свыше 1195 млрд. $м^3$, или 48,7%.

В добыче межгорных бассейнов основную роль играют третичные отложения, давшие более 1339 млрд. $м^3$ газа, или 83,6%. Добыча из мезозойских отложений составила несколько более 212 млрд. $м^3$, или 13,2%, и добыча из палеозойских отложений около 52 млрд. $м^3$, или 3,2%.

Наибольшее количество газа в платформенных бассейнах получено из мезозойских отложений: их добыча составила свыше 1273 млрд. $м^3$, или 49%. Третичные отложения дали более 1030 млрд. $м^3$, или 39,3%, и палеозойские — около 303 млрд. $м^3$, или 11,7%.

Общемировая добыча газа распределяется по возрасту продуктивных отложений следующим образом: более 3965 млрд. $м^3$, или 53,5%, падает на третичные отложения, почти 1616 млрд. $м^3$, или 22,3%, — на палеозойские отложения.

В период с 1940 г. по настоящее время подсчеты запасов нефти производились неоднократно в различных странах (см. табл. 3 и 5 на стр. 8 и 12).

Следует учесть различные методики подсчета запасов и, следовательно, в ряде случаев несопоставимость публикуемых данных.

Примерные расчеты показывают, что большая часть запасов приходится на предгорные бассейны, запасы которых составляют около 74,0% общемировых запасов, причем из них 99% составляют запасы предгорных бассейнов послепалеозойских складчатых систем. Примерно поровну

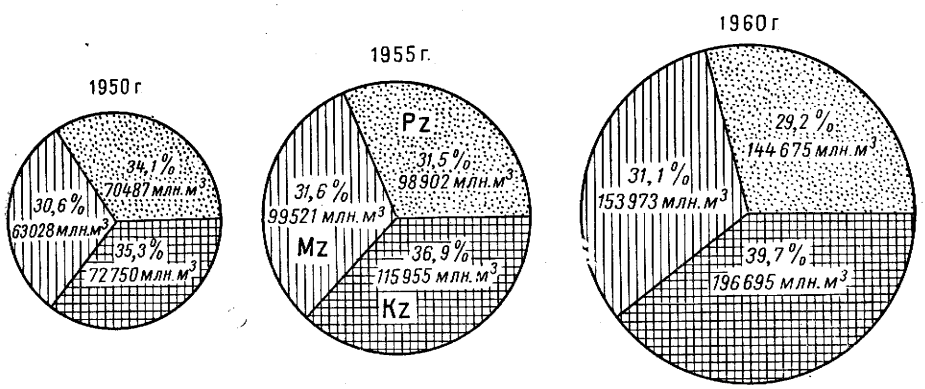


Рис. 228. Мировая добыча газа и ее распределение по возрасту газоносных отложений в 1950, 1955 и 1960 гг.

(по 13%) распределяются запасы между платформенными и межгорными бассейнами. В группе платформенных бассейнов около 81% приходится на бассейны с палеозойским и разновозрастным фундаментом. В межгорных бассейнах 99% запасов падает на бассейны, связанные с послепалеозойскими складчатыми сооружениями и современными геосинклиналями.

Интересно отметить совершенно иной взгляд на распределение запасов на данном этапе по сравнению с представлениями, господствовавшими в начале двадцатых годов, в частности, в отношении стран Ближнего Востока; если в 1924 г. им отводилось весьма скромное место в мировых запасах, всего 10%, то согласно последним данным на их долю приходится свыше 60% мировых запасов.

Необходимо иметь в виду, что данные по бассейнам СССР значительно меняют общую картину распределения запасов.

В итоге при рассмотрении суммарных цифр добычи нефти из различных типов нефтегазоносных бассейнов видно, что при общемировой добыче 16 320 млн. $т$ за все прошлое время из предгорных бассейнов было получено 5733 млн. $т$, или около 35%, из межгорных — 4713 млн. $т$, или около 29%, и из платформенных — 5874 млн. $т$, или 36%.

В предгорных бассейнах 2146 млн. $т$, или 37,4% всей добычи приходится на палеозойские, 1538 млн. $т$, или 27%, — на мезозойские и 2049 млн. $т$, или 35,6%, — на третичные отложения.

В межгорных бассейнах основное количество нефти было получено из бассейнов послепалеозойских складчатых сооружений и современных

геосинклиналей: из общей добычи 4713 млн. *т* на эти бассейны приходится 4650 млн. *т*, или 98,6%, тогда как на другие бассейны приходится в сумме 1,4%. Добыча из палеозойских отложений составила 161 млн. *т*, или 3,5% от общей добычи межгорных бассейнов, добыча из мезозойских отложений — 394 млн. *т*, или 8,4%, и из третичных — 4158 млн. *т*, или 88,1%.

В добыче платформенных бассейнов основную роль играли бассейны с палеозойским и разновозрастным фундаментом: на их долю приходится 5325 млн. *т* из общей добычи 5874 млн. *т*, т. е. более 90%. Остальные 549 млн. *т*, или менее 10%, были получены из бассейнов с докембрийским фундаментом, причем 97% добычи этих бассейнов приходится на палеозойские отложения.

Добыча из палеозойских отложений по всем платформенным бассейнам составила 2585 млн. *т*, или 44%, а добыча из мезозойских и кайнозойских отложений — 1646 и 1643 млн. *т* соответственно, т. е. по 28%.

В целом мировая добыча нефти за все годы эксплуатации нефтяных месторождений по возрасту продуктивных отложений распределяется следующим образом: 4891 млн. *т*, или 30%, — из палеозойских, 3579 млн. *т*, или 22%, — из мезозойских и 7850 млн. *т*, или 48%, — из третичных отложений.

В табл. 91 дана сводка приведенных данных по распределению добычи нефти между различными типами бассейнов и возрасту продуктивных отложений по отдельным периодам эксплуатации.

Анализ этих данных позволяет придти к следующим выводам.

1. Наименьшее количество нефти было получено из бассейнов межгорного типа (29%), остальное количество нефти распределяется почти поровну между бассейнами платформенного и предгорного типов. Но если суммировать добычу нефти платформенных бассейнов и платформенных склонов предгорных прогибов, то преобладание в добыче нефти из месторождений платформенных областей будет весьма значительным.

2. В платформенных бассейнах основная добыча нефти была получена из отложений палеозойского возраста — 44%. Этот удельный вес палеозойских отложений в добыче нефти оказался почти таким же и для платформенных склонов предгорных бассейнов.

3. Для платформенных бассейнов преобладающая роль палеозойских отложений в добыче нефти по существу прослеживается на протяжении всего времени добычи нефти; в предгорных бассейнах, начиная с последнего двадцатилетия, начинает увеличиваться роль мезозойских отложений в добыче нефти (36,4% против 25,6% из палеозойских отложений).

4. В межгорных бассейнах преобладающее количество нефти было извлечено из отложений третичного возраста (88,1%). Эта роль третичных отложений выдерживалась на протяжении всей истории добычи нефти. Характерно, что абсолютное количество добытой нефти из третичных отложений межгорных бассейнов (4158 млн. *т*) превышает добычу нефти из палеозойских отложений как платформенных (2585 млн. *т*), так и предгорных (2146 млн. *т*) бассейнов. В целом третичные отложения дали почти половину всей добычи нефти всех бассейнов.

5. Увеличивающаяся роль в добыче нефти платформенных бассейнов и платформенных склонов предгорных бассейнов, а также имеющиеся геологические материалы по их строению позволяют рассматривать их как первоочередные объекты для поисков нефти и газа.

Таблица 91

Распределение добычи нефти по типам бассейнов и возрасту продуктивных отложений

Типы бассейнов	Всего		Возраст продуктивных отложений					
			палеозойский		мезозойский		кайнозойский	
	млн. *т*	%	млн. *т*	%	млн. *т*	%	млн. *т*	%
I. До 1900 г.								
А. Платформенный [12,4%]	40,7	100	40,0	98,3	0,7	1,7	—	—
Б. Предгорный [44,8%]	110,8	100	105,2	94,8	0,3	0,5	5,3	4,7
В. Межгорный [42,8%]	95,8	100	—	—	—	—	95,8	100
Г. По всем типам бассейнов [100%]	247,3	100	145,2	58,6	1,0	0,8	101,1	40,6
II. 1900—1920 гг.								
А. Платформенный [29,7%]	292,0	100	107,0	36,6	123,0	42,2	62,0	21,2
Б. Предгорный [30,2%]	303,5	100	235,0	77,5	0,99	0,3	67,5	22,2
В. Межгорный [40,1%]	400,0	100	3,6	0,9	6,3	1,6	390,0	97,5
Г. По всем типам бассейнов [100%]	995,0	100	345,5	34,7	128,5	13,0	521,0	52,3
III. 1920—1940 гг.								
А. Платформенный [36,3%]	1372,4	100	416,7	30,3	598,7	43,8	357,0	26,0
1. В том числе бассейны с палеозойским и разновозрастным фундаментом [91,6%]	1258,5	100	302,5	24,8	599,0	47,6	357,0	27,6
2. В том числе бассейны с докембрийским фундаментом [8,4%]	114,0	8,4	114,0	—	—	—	—	—
Б. Предгорный [31,7%]	1193,8	100	747,8	62,6	34,5	2,9	411,5	34,5
В том числе в бассейнах послепалеозойской складчатости [92%]	1098,5	100	652,5	59,4	34,5	3,2	411,5	37,4

Продолжение табл. 91

Типы бассейнов	Всего		Возраст продуктивных отложений					
			палеозойский		мезозойский		кайнозойский	
	млн. т	%	млн. т	%	млн. т	%	млн. т	%
В. Межгорный [32%]	1204,0	100	27,0	2,3	37,5	3,1	1139,5	94,6
В том числе из бассейнов послепалеозойских складчатых сооружений и современных геосинклиналей [99,4%]	1197,0	—	—	—	—	—	—	—
Г. По всем типам бассейнов [100%]	3770,2	100	1191,4	31,6	670,7	17,7	1908,0	50,7
1. В том числе платформенные бассейны и платформенные борты предгорных бассейнов [56,1%]	2114,0	100	1102,6	56,0	633,5	30,0	378,1	18,0
2. В том числе межгорные бассейны и зоны передовых складок предгорных бассейнов [43,9]	1656,2	100	89,0	5,4	37,2	2,2	1530,0	92,4
IV. 1940—1962 гг.								
А. Платформенный [36,8]	4168,6	100	2021,6	48,5	923,0	22,2	1224,0	29,3
1. В том числе в бассейнах с докембрийским фундаментом [92%]	3836,4	100	1705,9	44,5	909,6	23,7	1220,9	31,8
2. В том числе в бассейнах с палеозойским и разновозрастным фундаментом [8%]	332,5	100	315,7	95,0	13,8	4,1	3,0	1,0
Б. Предгорный [36,5%]	4125,0	100	1058,0	25,6	1502,3	36,4	1564,7	38,0

1. В том числе бассейны послепалеозойских складчатых систем [98,3] . . .	4054,0	100	986,0	24,3	1503,0	37,1	1564,6	38,6
2. В том числе бассейны палеозойских складчатых систем [1,7%]	71,0	—	—	—	—	—	—	—
В. Межгорный [26,7%]	3013,0	100	130,4	4,4	350,2	11,6	2532,7	84,0
1. В том числе бассейны послепалеозойских складчатых систем и современных геосинклиналей [98,2%]	2959,0	100	108,0	3,7	336,0	11,3	2515,0	85,0
2. В том числе бассейны активизированных докембрийских платформ [1,7%]	51,0	100	22,8	44,0	13,6	26,0	15,2	30,0
3. В том числе бассейны палеозойских складчатых систем [0,1%]	3,0	100	0,04	1,3	0,7	23,3	2,2	75,4
Г. По всем типам бассейнов	11306,9	100	3210	28,3	2775,5	24,7	5321,4	47,0
1. В том числе платформенные бассейны и платформенные борты предгорных прогибов [62%]	6967,9	100	3041,4	44,0	2415,0	34,5	1511,5	21,5
2. В том числе межгорные бассейны и передовые складки предгорных бассейнов [38%]	4339,0	100	168,6	3,9	360,6	8,3	3809,8	87,8

V. Всего до 1963 г.

А. Платформенный [36%]	5874,0	100	2585,3	44,0	1645,4	28,0	1643,0	28,0
Б. Предгорный [35%]	5733,0	100	2146,0	37,4	1538,0	27,0	2049,0	35,6
В. Межгорный [29%]	4713,0	100	161,0	3,5	394,0	8,4	4158,0	88,1
Г. По всем типам бассейнов [100%]	16 320	100	4891,0	30,0	3579,0	22,0	7850,0	48,0

ЛИТЕРАТУРА[1] К ГЛАВАМ I И II

Бакиров А. А. Проблемы нефтеносности центральных областей Русской платформы в свете учения И. М. Губкина. Гостоптехиздат, 1948.

Бакиров А. А. Роль крупных структивных элементов фундамента Русской платформы в процессе формирования региональных зон нефтегазонакопления. Гл. в кн. «Опыт изучения геологии кристаллического фундамента Русской платформы на основе опорного бурения». Гостоптехиздат, 1954.

Бакиров А. А. Геотектонические предпосылки для поисков новых крупных нефтегазоносных областей на территории среднеазиатских республик. Сов. геология, сб. 57, 1957.

Бакиров А. А. Основы региональной геологии нефтегазоносных областей зарубежных стран в связи с изучением закономерностей формирования региональных зон нефтегазонакопления. Реф. сб. ВНИГНИ. Гостоптехиздат, 1958.

Бакиров А. А. О классификации и геотектонических закономерностях размещения крупных территорий региональных зон нефтегазонакопления в земной коре. Тр. МИНХ и ГП им. Губкина. сб. 24 (1), 1959.

Бакиров А. А. Нефтегазоносные области Северной и Южной Америки (геологические условия регионального нефтегазонакопления). Гостоптехиздат (2), 1959.

Брод И. О. К вопросам геологической терминологии в связи с классификацией нефтяных и газовых залежей. Сов. геология, сб. № 9 (1), 1946.

Брод И. О. О принципах районирования нефтегазоносных территорий. ДАН СССР, т. 52, (2), 1946.

Брод И. О. Об основном условии нефтегазонакопления. ДАН СССР, т. 57, № 6, 1947.

Брод И. О. Основные зоны возможного нефтегазонакопления в Европейской части СССР. Доклад на научн. конференции в январе 1946 г. в СГУ. Изд. СГУ, Саратов, 1948.

Брод И. О. Понятие о нефтегазоносных провинциях и зонах нефтегазонакопления. Гл. IX, из кн. Брода и Еременко «Основы геологии нефти и газа», изд. 1, 1950.

Брод И. О. Залежи нефти и газа. Гостоптехиздат, 1951.

Брод И. О. Нефтегазоносные бассейны и зоны нефтегазонакопления, гл. X, из книги Брода и Еременко «Основы геологии нефти и газа». МГУ, изд. II, 1953.

Брод И. О. Теоретические предпосылки поисков новых нефтегазоносных областей в СССР (Доклад на юбилейной сессии МГУ). Сов. геология, сб. 47 (1), 1955.

Брод И. О., Левинсон В. Г. Происхождение нефти и нефтегазонакопление. Гостоптехиздат, (2), 1955.

Брод И. О. Диагностика нефтематеринских отложений. Оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий. Глава III и § 6 главы VII из книги И. О. Брода и Е. Ф. Фролова «Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений». Гостоптехиздат, 1957.

Брод И. О. Принципы классификации скоплений нефти и газа (зоны нефтегазонакопления, месторождения и залежи). XX Международный геологический конгресс. Материалы по геологии нефти, т. 1. Доклады и материалы советских геологов. Гостоптехиздат, 1958.

Брод И. О. Проблемы формирования скоплений нефти и газа в свете теории нефтематеринских свит. В сб. «Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений» (1), Гостоптехиздат, 1959.

[1] Литература по геологии нефти и газа и геологическому строению различных нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных территорий весьма обширна. В настоящих списках дается лишь основная литература из числа использованной при подготовке работы.

Брод И. О. О распространении скоплений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах предгорных впадин. Нов. нефт. техн., сер. Геол. № 3, 1960.

Брод И. О., Варенцов М. И., Левинсон В. Г., Васильев В. Г., Высоцкий И. В., Геодекян А. А., Кравченко К. Н., Мирчинк М. Ф., Несмеянов Д. В., Оленин В. Б. Международный геологический конгресс, XXI сессия. Доклады советских геологов. «Нефтегазоносные бассейны земного шара». Проблема II. Сб. «Региональные и структурные проблемы геологии нефти». 1960.

Брод И. О. Современные взгляды на формирование и закономерности в распространении скоплений нефти и газа. Геология нефти и газа, № 11, 1960.

Брод И. О. О методике сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности. Горный конгресс. Будапешт (7), 1960.

Брод И. О. Об основных закономерностях в распространении скоплений нефти и газа на земном шаре. В кн. «Сборник трудов геологического ф-та МГУ к XXI геологическому конгрессу». М., 1961.

Брод И. О. О задачах сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности территорий и отдельных площадей. Нов. нефт. и газ. техн., сер. Геол. № 1, 1961.

Быховер Н. А. Мировые ресурсы и добыча нефти и природного газа. Разведка и охрана недр, № 9, 1962.

Вассоевич Н. Б. О происхождении нефти. XX международный геологический конгресс. Материалы по геологии нефти, т. I. Гостоптехиздат, 1958.

Вассоевич Н. Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба. Труды ВНИГРИ, вып. 128, 1958.

Вассоевич Н. Б. О происхождении нефти. Вестник МГУ, 1962.

Вебер В. В. Проблема битумообразования в четвертичных морских осадках и генезис нефти. XX Межд. геолог. конгресс. Материалы по геологии нефти, т. I. Гостоптехиздат, 1958.

Вебер В. В. Об образовании нефти в продуктивной толще ЮВ Кавказа (по данным изучения битумов). Труды ВНИГРИ, вып. 33, 1962.

Высоцкий И. В. Основы геологии природного газа. Гостоптехиздат, 1954.

Габриэлян А. Г., Гормакова Р. С. О методике исследования закономерности распределения нефти по удельным весам в нефтеносных горизонтах. Азерб. нефт. хоз., № 8, 1949.

Габриэлян А. М. О проблеме формирования месторождений нефти и газа на примере месторождений востока Средней Азии. В сб. «Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа». Гостоптехиздат, 1959.

Горин В. А. Стратиграфические залежи нефти и проблема их поисков на Апшеронском полуострове. Азерб. нефт. хоз., № 7 (1), 1940.

Горин В. А. Роль тектонических нарушений при распределении нефти в отложениях Апшеронского полуострова. Азерб. нефт. хоз., № 8, (2), 1940.

Горин В. А. Каспийская тектоническая впадина и формирование залежей продуктивной толщи Апшеронского полуострова. Баку, 1953.

Горин В. А. О некоторых региональных закономерностях складкообразования Апшеронской области юго-восточного Кавказа. Баку, 1955.

Губкин И. М. Учение о нефти, I изд. 1932 г., 2 изд. 1937 г.

Губкин И. М. К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа. Труды XVII сессии Межд. геол. конгресса, т. IV, Гостоптехиздат, (1), 1940.

Губкин И. М. Избранные произведения. Том II, М., 1953.

Даллмус К. Ф. (пер. И. А. Коносов). Основные черты развития бассейна в связи с распространением нефти. Распространение нефти. Гостоптехиздат, 1961.

Двали М. Ф. и Дробышев Д. В. Критерии прогноза нефтеносности в практике поисковых работ в СССР. XX Межд. геол. конгресс, т. 1.

Двали М. Ф. Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. Гостоптехиздат, 1963.

Еременко Н. А. Геология нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.

Игнатович Н. К. О региональных гидрогеологических закономерностях в связи с оценкой условий нефтеносности. Сов. геология, № 6, 1944.

Кудрявцев М. А. Современное состояние проблемы происхождения нефти. Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти. Изд. АН УССР, Киев, 1955.

Кропоткин П. Н. Проблемы происхождения нефти. Сов. геология, сб. 47, 1955.

Косыгин Ю. А. Тектоника нефтеносных областей, т. I и II, Гостоптехиздат, 1958.

Кремс А. Я. Вопросы формирования залежей нефти и газа, Гостоптехиздат, 1954.

Леворсен А. И. Геология нефти (перев. М. А. Геймана, под ред. акад. С. И. Миронова). Гостоптехиздат, 1958.

Лисичкин С. М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности. Дореволюционный период. Гостоптехиздат, 1954.

Лисичкин С. М. Нефтяная промышленность капиталистических стран. Гостоптехиздат, 1958.

Лисичкин С. М. Нефтяная промышленность стран народной демократии. Гостоптехиздат, 1960.

Лисичкин С. М. Нефтяная промышленность стран Ближнего, Среднего и Дальнего Востока. Гостоптехиздат, 1962.

Лисичкин С. М. Очерки развития нефтяной промышленности СССР. Гостоптехиздат, 1963.

Менделеев Д. И. О происхождении нефти. Журнал Русск. хим. об-ва, т. IX, отд. I, 1877.

Мирчинк М. Ф. Стратиграфические залежи в Азербайджане. Азерб. нефт. хоз., № 3, 1941.

Мирчинк М. Ф. Стратиграфические залежи нефти. Москва — Баку. Азнефтеиздат, 1943.

Мирчинк М. Ф., Бакиров А. А. О геотектоническом развитии Русской платформы и основных закономерностях размещения зон нефтегазонакопления на ее территории. Материалы XX сессии Межд. геол. конгресса. Материалы по геологии нефти, т. I, Гостоптехиздат, 1957.

Порфирьев В. Б. Пути и факторы образования нефти. Сб. «Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти». Изд. АН УССР, Киев, 1955.

Порфирьев В. Б. Вопросы генезиса нефти. Материалы XX Межд. геол. конгресса, т. I, Гостоптехиздат, М., 1958.

Трофимук А. А. Условия образования нефтяных месторождений Урало-Волжской нефтеносной области. Изд. АН СССР (2), 1955.

Успенская Н. Ю. Типы нефтегазоносных провинций. Вестник МГУ, № 2, 1946.

Успенская Н. Ю. О принципах классификации нефтегазоносных провинций. Труды МНИ, вып. 5, 1947.

Успенская Н. Ю. Некоторые закономерности нефтегазонакопления на платформах. Гостоптехиздат, 1952.

Успенский В. А., Радченко О. А. К вопросу генезиса типов нефтей. Гостоптехиздат, 1952.

Успенский В. А., Радченко О. А., Глебовская Е. А. и др. Основные пути преобразования битумов в природе и вопросы их классификации. Гостоптехиздат, 1961.

Хаин В. Е. Нефтеносные отложения неогена юга СССР и условия их образования. Изв. АН Азерб. ССР, № 6, 1951.

Хаин В. Е. Тектонические основы поисков нефти. Азнефтеиздат, 1954.

Хельквист Н. Г., Ульянов А. В. Геология нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1955.

Blumer E. Etnwurf einer Uebersicht der Erdollagerstaten. Vierteljahresschrift der Mat. Ges. 5. in Zurich, 64, 1919.

Brod I. O. Geological Terminology in Classification of oil and gas accumulations. Bull. AAPG, v. 29, No. 12, 1945.

Brod I. O. Diegnostische Anzeichen für die Bildung von Bitumen, Erdöl und Erdgas, Zeitschrift für angewandte Geologie, Berlin, No. 2, 1960.

Brod I. O. Distribution of Oil and Gas Deposits in USSR. The Compass of Sigma, Gamma, Epsilon, v. 37, No. 37, 1960.

Brod I. O. On principal Rules in the Occurence of Oil and Gas Accumulations in the World. International Geology Review, v. 2, No. 1, 1960.

Clapp F. G. A Proposed Classification of Petroleum and Natural Gas Fields. Econ. Geol. 5, 1910.

Clapp F. G. Role of Geologic Structure in the Accumulation of Petroleum. Structure of Typical American Oil Fields. Pan. Amer. Geol., 1930.

Dallmus K. F. Mechanics of Basin Evaluation and its Relation to the Habitat of Oil in the Basin. Habitat of Oil. Amer. Assoc. Petr. Geolog., Tulsa, Okl., 1958.

Hofer H. Das Erdöl und seine Verwandten, Leoben, 1888.

Illing V. C. The World's Oilfields. The Eastern Hemisphere. The Science of Petroleum, vol. V. Part 1, 1955.

Kaufmann G. F. The Tectonio Framework of the Far East and Its Influence on the Origin and Accumulation of Petroleum. Third World Petroleum Congress, The Hague Leiden, 1951.

Kuending E. Eugeosynclines as Potential Oil Habitats. V Congress, New York, 1959.

De Launay. Traitè de Mètallogènie, gites mineraux et metalliferes. Paris, 1913.

Leeds A. R. The Geography and Geology of Petroleum. Jour. Franklin Inst. (3), v. 49, p. 347—356. 1865.

Levorsen A. I. Stratigraphic versus Structural Accumulation. Bull. AAPG, N 5, 1936.

Levorsen A. I. Outlook for Petroleum Exploration. V Congress, 1959.

Lilley E. R. The Geology of Petroleum and Natural Gas. New York, 1928.

Mrazeo L. Distribution gèologique de zones petroliferes en Roumanie., Bucarest, «Emunescu», 1902. Rapport presentè á M. le Ministre des Domaines d' Agriculture, de l'Industrie et du Commerce. Extr. du Moniteur des intèrets pétroliferès Roumains, XII, No. 5, 5/18, p. 10, Avril, 1902.

Oil and Gas Journal, Review Forecast Numbers, 1945—1961.
Pratt W. E. Oil in the Earth, Lawrence, Kansas.
Pratt W. E. Petroleum, of Continental Sholves, Bull. AAPG, 1947.
Possible future oil provinces of North America. Ed. by M. W. Ball. Bull. AAPG, vol. 35, February, 1951.
Procceedings of the Symposium on the Development of Petroleum Resources of Asia and the Far East, No. 10, 1950.
Schuchert O. H. Petroliferous Provinces. Bull. Am. Inst. Min. Met., No. 155, 1919.
Statistical Abstract of the United States, 1916—1959.
Ver Wiebe W. A. Oil Fields of the United States, 1930.
Woodruff E. Petroliferous Provinces. Bull. Am. Inst. Min. Met. Eng., No. 151, 1917.
World Geography of Petroleum. Ed. by W. E. Pratt and J. Good, 1956.
World Oil International Outlook Issue and Forecast Review Numbers, 1945--1961.

ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ III

1. Нефтегазоносные бассейны СССР

Абрикосов И. Х., Софроницкий П. А. Геологическое строение и нефтеносность верхнего и среднего Прикамья. Тр. ВНИГНИ, вып. XIII, Гостоптехиздат, 1959.

Айзберг Р. Е., Германюк М. М., Камышев Н. Н. О направлении геолого-геофизических работ на нефть и газ в Гаурдак-Керкинском районе. Геол. нефти и газа, № 4, 1960.

Айзенштадт Г. Е., А, Днепров В. С., Колтыгин С. Н., Соколова Е. И. Перспективы нефтегазоносности Южно-Эмбенского района и прилегающих с юга территорий. Геол. нефти, № 9, 1958.

Айзенштадт Г. Е., А, Трифонов Н. К., Черепанов Н. Н. Основные проблемы нефтегазоносности Западного Казахстана. Сов. геология, № 9, 1959.

Алексейчик С. Н. и др. Геологическое строение и газонефтеносность северной части Сахалина. Труды ВНИГРИ, вып. 135, Ленгостоптехиздат, 1959.

Андриевский В. Д. О перспективах нефтеносности среднего палеозоя в Южно-Мугоджарском районе. ННТ геол., № 2, 1959.

Ансимов В. В., Васильев В. Г., Ровнин Л. Н., Старосельский В. И., Эрвье Ю. Г., Березово-Шаимский нефтегазоносный район. Гостоптехиздат, 1962.

Антипов В. И., Ладыженский Н. Р. Геологическое строение и нефтегазоносность Советского Предкарпатья. Гостоптехиздат, 1960.

Бабаев А. Г. Нефтематеринские свиты в разрезе мезозойских отложений Западного Узбекистана. Докл. АН УзССР, № 8, 1958.

Бабаев А. Г. Литология, палеогеография и нефтегазоносность меловых отложений Западного Узбекистана. Изд. АН УзССР, Ташкент, 1959.

Бабаев А. Г., Лебзин Е. В. К познанию тектоники Западного Узбекистана в связи с его нефтегазоносностью. Узбек. геол. журн., № 3, 1959.

Бабаев А. Г., Лебзин Е. В. О закономерностях размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западного Узбекистана. ННТ геол., № 3, 1960.

Бабаян Г. Д. Новые данные о строении Вилюйской синеклизы и Приверхоянского прогиба. Новости нефт. техн., сер. Геол., № 12, 1960.

Бабаян Г. Д., Бархатов Г. В., Бобров А. К., Бондаренко В. И., Васильев В. Г., Кобеляцкий И. А., Николаевский А. А., Тихомиров Ю. П., Чеников П. Р., Черский Н. В, Чичмарев В. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность Якутской АССР, Гостоптехиздат, 1960.

Бакиров А. А. Геотехнические предпосылки для поисков новых крупных нефтегазоносных областей на территории среднеазиатских республик. Сов. геология, сб. 57, 1957.

Бакиров А. А. Открытие новой богатейшей области нефтегазонакопления в Бухаро-Хивинской впадине и задачи дальнейшей ее разведки. Сов. геология, № 12, 1958

Багирян Г. В., Васильев В. Г., Гришин Г. Л., Кузнецов А. С., Шведов Н. А. Первая промышленная нефть в Восточной Сибири и перспективы поисков нефтяных и газовых месторождений в отложениях кембрия. Новости нефт. техн., серия Геол., № 7, 1962.

Балашов Л. С. Сухран-Дарьинский артезианский бассейн. Тр. Лаб. гидрогеол. проблем им. В. П. Саваренского, т. XXV, изд. АН СССР, 1960.

Белова М. Б., Васильев В. Г., Власов Г. М., Драбкин Л. П. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Камчатки. Гостоптехиздат, 1961.

Богданов А. А., Муратов М. В., Хаин В. Е. Краткий обзор тектоники и истории развития Зап. Карпат. Изв. ВУЗов, № 1, 1958.

Богданов А. А., Пущаровский Ю. М. Основные черты тектоники Центральной синклинальной зоны Восточных Карпат. Изв. АН СССР, сер. Геол., № 2, 1950.

Боксерман Ю. И., Борисов А. А., Брод И. О., Васильев В. Г. и др. Газовые ресурсы СССР. Гостоптехиздат, 1959.

Борисов А. А., Васильев В. Г., Жуковский Л. Г., Каеш Ю. В, Семенович В. В. Очерки геологического строения и нефтегазоносности Средней Азии. Гостоптехиздат, 1960.

Браташ В. И. Краткая характеристика перспективных в нефтегазоносном отношении районов и площадей Таджикской депрессии. Геол. нефти, № 8, 1958.

Брод И. О. Об известных и возможных нефтегазоносных бассейнах Средней Азии. Нов. нефт. техн., сер. Геол., № 11, 1960.

Брод И. О. Теоретические предпосылки поисков новых нефтегазоносных областей в СССР. Сов. геология, сб. 47, 1955.

Брод И. О. Геологическая оценка перспектив нефтегазоносности Предкавказья. Сб. Перспективы нефтегазоносности и направление разведочных работ на нефть и газ на Северном Кавказе и в Предкавказье. Гостоптехиздат, 1959.

Брод И. О., Мирчинк М. Ф. Перспективы открытия новой нефтегазоносной области на севере Европейской части СССР. Известия Карельского и Кольского филиалов АН СССР, № 2, 1959.

Брод И. О., Несмеянов Д. В. О закономерностях распространения скоплений нефти и газа в Среднекаспийском нефтегазоносном бассейне. Нов. нефт. техн., сер. Геол., № 3, 1960.

Брод И. О., Мирчинк М. Ф., Мустафинов А. Н., Сейфуль-мулюков Р. Б. О распространении скоплений нефти и газа в Волго-Уральской области и Северном Прикаспии. Нов. нефт. техн., сер. Геол., № 8, 1960.

Брод И. О., Суров Н. Г., Шлейфер М. С. О перспективах нефтегазоносности Среднерусского артезианского бассейна. Нов. нефт., техн., сер. Геол., № 9, 1960.

Бурштар М. С., Клиточенко И. Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северного Причерноморья и северо-западного Приазовья. Геол. нефти, № 10, 1957.

Вальбе С. П., Кирьянов Ю. Г., Смирнов Л. Н. О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Восточного Копет-Дага. Геол. нефти и газа, № 4, 1960.

Варов Б. А. О перспективах нефтегазоносности палеозойского фундамента юго-восточного борта Ферганской впадины. ННТ, сер. Геол., № 3, 1960.

Василенко В. К. Илийская впадина. Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения), т. 1, Тр. ВНИГРИ, н. с., вып. 96, 1956.

Васильев В. Г. Возможные нефтегазоносные бассейны Дальнего Востока и Северо-Востока СССР. Нов. нефт. и газ. техн., сер. Геол., № 1, 1962.

Васильев В. Г., Волохнин В. С., Гришин Г. Л., Иванов А. Х., Маринов Н. А., Мокшанцев К. Б. Геологическое строение Монгольской Народной Республики. Ленгостоптехиздат, 1959.

Васильев В Г., Гришин Г. Л. и Мокшанцев Н. В. Стратиграфия мезозойских отложений восточной части Монголии. Сов. геология, № 2, 1959.

Васильев В. Г., Каленов Е. И., Карасев И. П., Кравченко Е. В., Мандельбаум М. М. Геологическое строение юга Сибирской платформы и нефтеносность кембрия. Гостоптехиздат, 1957.

Васильев Ю. М. Перспективы нефтегазоносности полуострова Бузачи в свете новых данных. Изв. ВУЗов, Геол. и разведка, № 2, 1958.

Васильев Ю. М., Мильничук В. С. Структурный план неогеновых отложений Устюрта. Нов. нефт. и газ. техн., сер. Геол., № 3, 1951.

Вольвовский Б. С. О результатах региональных сейсмических исследований Ферганской межгорной впадины. Нов. нефт. техн., сер. Геол., № 7, 1960.

Воробьев Б. С., Патрикеева Н. П. Белорусско-Украинский нефтегазоносный бассейн. Нов. нефт. и газ. техн., сер. Геол., № 5, 1961.

Воскобойников М. Е. Стратиграфия мезо-кайнозойских отложений северных предгорий Кетменского хребта. Изв. АН Каз. ССР, № 103, сер. Геол., вып. 13, 1951.

Вялов О. С., Габрильян А. М., Зубов И. П., Клейнберг В. Г. и др. Геологическое строение и перспективы нефтеносных районов Средней Азии, т. 1, Ферганская депрессия. Тр. ВНИГРИ, н. с., вып. 24, 1947.

Вялов О. С. Краткий очерк тектоники Вост. советских Карпат. Матер. Карпато-Балканской ассоциации, № 1, Киев, 1960.

Габрильян А. М. Литология, палеогеография и вопросы нефтеносности верхнего мела и палеогена Ферганской депрессии. Изд. АН УзССР, Ташкент, 1957.

Габрильян А. М., Бабаев А. Г. К оценке перспектив нефтегазоносности Узбекистана. Геол. нефти и газа, № 9, 1959.

Габриэлянц Г. А., Дикенштейн Г. Х., Семенович В. В. Центральные Каракумы — новая газонефтеносная область Средней Азии. Сов. геология, № 9, 1960.

Гарецкий Р. Г., Шрайбман В. И. Глубина залегания и строение склад-

чатого фундамента северной части Туранской плиты (Западный Казахстан). Труды Геол. ин-та АН СССР, М., 1960.

Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. Под ред. Д. В. Дробышева и В. П. Казаринова. Гостоптехиздат, Л., 1958.

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Под ред. Н. Н. Ростовцева. Госгеолтехиздат, 1958.

Геология Азербайджана. Изд. АН АзССР, 1963.

Геология и нефтегазоносность Тимано-Печорской области. Труды ВНИГРИ, вып. 133, 1959.

Германюк М. М., Комиссаров Г. Н., Левицкий Д. К. Новые данные о геологическом строении юго-восточной Туркмении. Геол нефти и газа, № 2, 1959.

Глушко В. В. Основные черты тектоники Украинских и Румынских Карпат и Предкарпатья. Сб. «Вопросы разведки и добычи нефти и газа в Украинской ССР» Гостоптехиздат, 1959.

Глушко В. В., Клиточенко И. Ф., Крамаренко В. Н., Максимов С. П., Чирвинская М. В. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР. Гостоптехиздат, 1963.

Годин Ю. Н., Лупинов Н. П., Сытин Ю. И., Чихачев П. К. Основные особенности тектонического строения территории Туркменской ССР. Сов. геология, № 1, 1958.

Годин Ю. Н., Денисевич В. В., Дикенштейн Г. Х., Жуковский Л. Г., Семенович В. В. Геологическое строение и перспективы нефтеносности Каракумской платформы Средней Азии. Межд. геол. конгр., XXI сессия. Доклады сов. геологов, 1960.

Годин Ю. Н., Дикенштейн Г. Х., Жуковский Л. Г., Кравченко К. Н., Семенович В. В. Каракумский нефтегазоносный бассейн. Нов нефт. техн., № 11, 1960.

Годин Ю. Н. О тектоническом строении и перспективах нефтегазоносности Туркменистана. Нов. нефт. техн., сер. Геол., № 11, 1960.

Горячев А. В. Мезозойско-кайнозойская структура, история тектонического развития и сейсмичность района озера Иссык-Куль. Изд. АН СССР, 1959.

Грачев Г. И. Геологическое строение и история развития Южно-эмбенского поднятия. Геол. сб., 4, тр. ВНИГРИ, вып. 131, 1959.

Гроссгейм В. А., Жабрев И. П., Пустильников М. Р., Хаин В. Е., Шарданов А. Н. Тектоническое районирование северо-западного Кавказа и Предкавказья по геолого-физическим данным. Сб. Тектоника нефтеносных областей, т. II, под ред. чл.-кор. АН СССР Ю. А. Косыгина, 1958.

Гурвич Б. Л. О трех структурных планах Центрального Причерноморья в связи с проблемой его нефтегазоносности. Сов. геология, № 7, 1961.

Гулийшвили Д. А. Геология и нефтегазоносность межгорных впадин восточной Грузии, 1960.

Дикенштейн Г. Х. Тектоника Львовской впадины. Сб. Вопросы геологического строения Украинской ССР и Волго-Уральской области. Приложение № 7, Геол. нефти. Гостоптехиздат, 1958.

Дикенштейн Г. Х. Тектоника и нефтегазоносность западной части Русской платформы. Сб. «Вопросы разведки и добычи нефти и газа в Украинской ССР», Гостоптехиздат, 1959.

Дикенштейн Г. Х. Новые данные по геологическому строению и перспективам нефтегазоносности западной части Средней Азии. Геол. нефти и газа, № 5, 1959.

Димаков А. И. Новые данные о тектонике полуострова Бузачи. Серия Геол., сб. 4, Тр. ВНИГРИ, вып. 131, 1959.

Димаков А. И. Лапшов, В. А. Новые данные о строении Мангышлака и Устюрта. Нов. нефт. техн., сер. Геол., № 7, 1960.

Доленко Г. Н. Основные закономерности нефтегазонакопления в Предкарпатском прогибе. ННГ, № 2, 1960.

Доленко Г. Н. Типы месторождений Предкарпатского прогиба и формы нефтяных и газовых залежей. ННТ, № 5, 1961.

Доленко Г. Н. Геология нефти и газа Карпат. Киев, 1962.

Дорофеева Т. В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Чу-Сарысуйской депрессии. Аннотация научн. работ ВНИГРИ, 1958 (май 1955 г. — январь 1957 г.).

Дорофеева Т. В., Лапшов В. А. Некоторые новые данные о тектонике Чу-Сарысуйской депрессии. Докл. АН СССР, т. 118, № 4, 1958.

Дьяков Б. Ф. Схема тектонического строения и перспективы нефтеносности полуострова Мангышлак. Геол. нефти, № 7, 1957.

Жуковский Л. Г., Друдова П. Ф., Каеш Ю. В., Петров И. В. Новые газонефтяные месторождения Бухаро-Хивинской депрессии. Геол. нефти, № 11, 1957.

Жуковский Л. Г., Ильин В. Д. Основные черты тектоники и перспективы нефтегазоносности Бухаро-Хивинской депрессии. Геол. нефти, № 7, 1957.

Жуковский Л. Г., Каеш Ю. В., Сотириади К. А. Нефтегазоносные фации юры и мела Бухаро-Хивинской нефтегазоносной провинции. Тр. ВНИГРИ, вып. XXIII, Матер. по геологии нефти Средней Азии., Л., 1959.

Задачи и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в западных районах Средней Азии (под ред. П. И. Калугина). Изд. АН Туркмен. ССР, Ашхабад, 1959.

Журавлев В. С. и Гафаров Р. А. Схема тектоники северо-востока Русской платформы. ДАН СССР, т. 128, № 5, 1959.

Замараев С. М., Самсонов В. В. Геологическое строение и нефтегазоносность Селенинской депрессии. Сб. Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири, Гостоптехиздат, 1959.

Замаренов А. К., Бройтман А. Р., Дунаев В. Ф., Скибельский В. А. О юго-восточном обрамлении Северного Прикаспия. Геол. нефти и газа, № 1, 1959.

Захаров С. А. Стратоструктуры мезо-кайнозоя Таджикской депрессии. изд. АН Тадж. ССР, 1958.

Захаров С. А. Строение Таджикской депрессии в связи с перспективами нефтеносности. Изв. АН Тадж.ССР, отд. геол.-хим., № 1, 1959.

Ильин С. Н., Мейер Г. Я., Михайлицкий П. И. Геологическое строение и перспективы нефтеносных районов Средней Азии, т. II, Южно-Таджикская депрессия, труды ВНИГРИ, нов. сер., вып. 25, 1947.

Ильин В. Д., Жуковский Л. Г., Белякова К. А., Друдова Н. Ф., Трубицын С. И., Черевадская В. Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Бухаро-Хивинской области и Северной Туркмении (геологическое обоснование и перспективный план на 1957—1965 гг.). Сб. автореф. науч. работ ВНИГНИ, законченных в 1957 г.

Ишутин В. В. О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Северо-Устюртского прогиба. Геол. нефти и газа, № 10, 1960.

Имашев Н. У. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Узеньской антиклинали и прилегающих районов степного Мангышлака. Геол. нефти и газа, № 3, 1962.

Казаринов В. П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. Гостоптехиздат, 1958.

Кан Е. К., Аладатов Г. М. Новые данные о геологическом строении и перспективах газонефтеносности северной части Ферганы (Нарынская моноклиналь). Тр. ВНИГНИ, вып. XXIII, Матер. по геол. и нефтегаз. Средней Азии, Л., 1959.

Касаткин Д. П. Строение фундамента Северной Туркмении и Каракалпакии по данным геофизических исследований. Сов. геология, № 1, 1960.

Кассин Н. Г. Гидрогеологические исследования, произведенные в бассейне оз Иссык-Куль (Семиреченская обл., Прижевальский уезд) в 1914 г. Мин. земл., отд. зем. улучш., 1915.

Клюшкин М. И., Молявко Г. И. Третичные отложения Северного Причерноморья. Сб. Геологическое строение и нефтегазоносность западных и южных областей Украины. АН Укр. ССР, Киев, 1959.

Кнауф В. И. К вопросу о поисках месторождений нефти и газа в третичных отложения некоторых районов Северной Киргизии. Тр. ин-та геол. АН Кирг. ССР, вып. 9, 1957.

Коротков С. Т. Новые перспективные газонефтяные районы Краснодарского края. Геол. нефти, № 2, 1957.

Коротков С. Т. Результаты и перспективы поисково-разведочных работ в Азово-Кубанском нефтегазоносном бассейне. Геол. нефти, № 11, 1958.

Коротков С. Т. Итоги и перспективы геологоразведочных работ на нефть и газ в Краснодарском крае. Сб. Перспективы нефтегазоносности Северного Кавказа и Предкавказья. Гостоптехиздат, 1959.

Коротков С. Т. Новые данные о геологическом строении Западного Предкавказья и перспективы открытия новых крупных месторождений нефти. Геол. нефти и газа, № 11, 1958.

Косовский К. А. О некоторых геологических результатах геофизической разведки Кара-Кумов, Изв. АН Туркмен. ССР, № 4, 1957.

Косыгин Ю. А. Тектоника нефтеносных областей, т. II, Гостоптехиздат, 1958.

Косыгин Ю. А., Горлов С. И., Карпенко Н. М. Тектоника Западного Предкавказского краевого прогиба. Изв. АН СССР, сер. Геол., № 4, 1955.

Кремс А. Я. Основные черты геологического строения Тимано-Печорской провинции и перспективы поисков богатых залежей нефти. Геол. нефти, № 10, 1958.

Кремс А. Я. Перспективы прироста промышленных запасов нефти и газа в Тимано-Печорской провинции в 1959—1965 гг., Геол. нефти и газа, № 1, 1960.

Кремс А. Я., Брод И. О., Патрикеева И. П. О закономерностях распространения скоплений нефти и газа в Тимано-Печорской области прогибания. ННиГТ, № 2, 1961.

Кремс А. Я. О развитии добычи нефти и газа в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне. Нов. нефт. и газ. техн., сер. Геол., № 2, 1961.

Кронидов И. И., Кумпан А. С., Рыбкова М. С. Новые данные о геологическом строении и структурах Северного Прибалхашья и Сарысуйской депрессии. Сов. геология, № 8, 1958.

Крылов Н. А., Казаков М. П. Общие черты тектоники Илийской межгорной впадины. Ст. 11 и 12, научн.-техн. конфер. 1956—1957 гг., МИНХ, Л., 1958.

Кузьмина О. А. Геологическое строение левобережья р. Аму-Дарья на участке Кунград — Ташауз. Геол. и перспект. нефтегазон. некоторых районов СССР. Труды СГПК Главгаза, вып. 1, 1960.

Куницкая Т. Н., Шишаева А. И., Шеломенцев А. И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Прикопетдагской депрессии. Сб. автореф. научных работ ВНИГНИ, законч. в 1957 г., Л., 1958.

Кучапин А. В. Перспективы нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений Чуйской впадины. Геол. нефти, № 7, 1957.

Ларионова Е. Н., Тихомирова В. Н., Бавлинские отложения Пермской области и Удмуртской АССР. Тр. ВНИГРИ. Гостоптехиздат, 1959.

Лапкин И. Ю. О Преддонецком прогибе. ДАН СССР, т. XXVIII, № 2, 1951.

Лапкин И. Ю., Стерлин Б. П. О Днепровско-Донецком грабене. ДАН, т. 108, № 1, 1956.

Лебзин Е. В. Некоторые черты структуры северо-западной части Бухаро-Хивинской депрессии. Докл. АН УзССР, № 12, 1958.

Лебзин Е. В. О некоторых особенностях тектоники покровных образований северо-западной части Бухаро-Хивинской депрессии. Докл. АН УзССР, № 10, 1958.

Лебзин Е. В. Об основных типах нефтегазоносных структур северо-западной части Бухаро-Хивинской впадины. Доклад АН УзССР, № 8, 1959.

Левин А. И., Левин Л. Э., Шолохов В. В. О тектонике и перспективах нефтегазоносности Восточного Прикарабогазья. Нов. нефт. техн., № 11, 1960.

Ли А. Б., Чакабаев С. Е., Филипьев Г. П. О газопроявлениях в Илийской впадине. Вестн. АН КазССР, № 3, 1959.

Люткевич Е. М. О нефтеносности пермских отложений севера Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, т. 3 (1), 1957.

Люткевич Е. М., Пейсик М. И. Север Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, т. 2, 1957.

Люткевич Е. М., Пейсик М. И. Перспективы нефтегазоносности севера и северо-запада Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, т. 3, 1957.

Мильштейн Д. М. К истории тектонического развития юго-восточного Туркменистана. Изв. АН Туркм. ССР, № 5, сер. физ.-техн., хим. и геол. наук, 1960.

Мильштейн Д. М. О природе Репетекской тектонической зоны в юго-восточном Туркменистане. Изв. АН Туркм. ССР, сер. физ.-техн., хим. и геол. наук, № 2, 1960.

Мирчинк М. Ф. Результаты и направление геологоразведочных работ на нефть и газ на Сев. Кавказе и в Предкавказье. Сб. «Перспективы нефтегазоносности и направление разведочных работ на нефть и газ на Северном Кавказе и в Предкавказье». Гостоптехиздат, 1959.

Мирчинк М. Ф., Баба-Заде Б. К., Геодекян А. А., Денисевич В. В. О размещении зон нефтегазонакопления в Южнокаспийской области прогибания. Нов. нефт. техн., сер. Геол., № 7, 1960.

Мустафинов А. Н. Нефтегазоносность восточной части Русской платформы. Докл. на XX сессии Межд. геолог. конгр. Матер. по геол. нефти, т. I, Гостоптехиздат (2), 1957.

Мухин Ю. В. О гидрогеологической обстановке в Северокаспийском нефтегазоносном бассейне. Нов. нефт. и газ. техн., сер. Геол., № 11, 1961.

Муромцев В. С. Кузнецкая впадина. Очерки по геологии СССР. Труды ВНИГРИ, т. I, вып. 96, Гостоптехиздат, 1956.

Найдин Д. П. Основные черты тектоники Львовско-Люблинской мульды. Бюлл. МОИП. Отд. геол., т. XXVIII, вып. 3, 1953.

Неволин Н. В. Тектоника Устюрта. Геол. нефти, № 7, 1958.

Николенко В. А. Новый возможно нефтегазоносный район в предгорьях Копет-Дага. ННТ, сер. Геол., № 7, 1960.

Оленин В. Б., Соколов Б. А., Трохова А. А. Перспективы нефтегазоносности меловых отложений Западной Грузии. Тр. ВНИГНИ, вып. XXI, 1959.

Оленин В. Б., Соколов Б. А. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности Колхидской низменности и смежных районов. Сов. геология, № 5, 1959.

Коллектив авторов. Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ. Геол. нефти и газа, № 11, 1961.

Перспективы нефтегазоносности и направление геологоразведочных работ в западных районах Средней Азии. Под ред. А. А. Бакирова и Г. Х. Бикенштейна. Гостоптехиздат, 1960.

Петрушевский Б. А. Урало-Сибирская эпигерцинская платформа и Тянь-Шань. Изд. АН СССР, М., 1955.

Петрушевский Б. А. Палеогеография и тектоника Таджикистана и Афганистана. Тр. ин-та геол. наук АН СССР, вып. 8, сер. Геол., № 3, 1940.

Петрушевский Б. А. Урало-Сибирская эпигерцинская платформа и Тянь-Шань. Изд. АН СССР, М., 1955.

Пейве А. В. Схема тектоники Западного Тянь-Шаня. Изв. АН СССР, сер. Геол., № 5—6, 1938.

Першина А. И. Девонские отложения правобережья Печеры. Труды Коми филиала АН СССР, № 5, 1957.

Пигулевский Н. А. О битуминозности кайнозоя и распространении юры в межгорных впадинах восточной части Северного Тянь-Шаня. Вестн. АН Казах. ССР, № 1, 1956.

Пигулевский Н. А. Третичные битуминозные породы и их возрастные аналогии межгорных впадин Северного Тянь-Шаня. Изв. АН Казах. ССР, геол., вып. 23, 1956.

Попов В. И. История депрессий и поднятий Западного Тянь-Шаня. Ташкент, 1938.

Потапов И. И. Апшеронская нефтегазоносная область. Баку, 1954.

Притула Ю. А., Абрикосов И. Х. и др. Волго-Уральская нефтеносная область. Нефтеносность. Тр. ВНИГРИ, 1957.

Прусов В. В. Новые данные о геологическом строении северных (Заунгуских) Каракумов. Тр. ВАГТ, вып. 2, 1956.

Пустильников М. Р. О тектонике Западного Предкавказья. Сов. геология, сб. 57, 1957.

Пустильников М. Р. Перспективы нефтегазоносности Северо-Западного Предкавказья. Геол. нефти, № 3, 1957.

Пустильников М. Р. Основные черты тектоники Ейско-Березанского газоносного района. Геол. нефти и газа, № 8, 1959.

Разницын В. А. Районирование Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна в связи с оценкой его перспектив. Нов. нефт. и газ. техн., сер. Геол., № 11, 1962.

Ратновский И. И. Геологическое строение полуострова Шмидта на Сахалине. Гостоптехиздат, 1960.

Розанов Н. М., Антонов Б. С. К вопросу о перспективах нефтегазоносности мезозоя Ферганской впадины. Тр. ВНИГНИ, вып. XXIII, Матер. по геол. и нефтегаз. Средней Азии, 1959.

Розанов Н. М., Шмелев И. А., Соколов И. П. О перспективах нефтегазоносности юрских отложений Ферганской впадины. Геол. нефти и газа, № 8, 1960.

Рыжков О. А. Тектоника меловых и кайнозойских отложений Ферганской депрессии. АН Уз. ССР, Ташкент, 1959.

Рыжков О. А., Давлятов Ш. Д., Эгамбердыев М. Э. О тектонике антиклинальных поднятий Кызылкумов. Докл. АН Уз. ССР, № 5, 1959.

Рязанов И. А. Тектоника и сейсмичность Туркмено-Хоросанских гор, 1959.

Саркисян С. Г. Мезозойские и третичные отложения Прибайкалья, Забайкалья и Дальнего Востока. АН СССР, М., 1958.

Самодуров В. И. Тектоника Северо-Восточного Приаралья. Бюлл. МОИП. сер. Геол., т. XXXII, вып. 4, 1957.

Семенович В. В., Симаков А. Н. Совещание о направлении геологоразведочных работ на нефть и газ в западных районах Средней Азии. Сов. геология, № 4, 1959.

Симаков С. Н. Перспективы поисков нефти и газа в Таджикской депрессии. Сов. геология, № 1, 1959.

Симаков С. Н. и др. Геологическое строение и нефтеносность Ферганы. Тр. ВНИГРИ, вып. 110, Л., 1957.

Симаков А. Н., Семенович В. В., Дикенштейн Г. Х. Поиски крупных нефтяных и газовых месторождений в центральных и восточных частях Туркменской ССР. Сов. геология, № 1, 1959.

Синицин Ф. Е. Стратиграфия, литология и фации мезозойских и третичных отложений северных предгорий Тянь-Шаня и перспективы их нефтеносности. Сб. ВНИГНИ, автореф. научных работ, законченных в 1957 г., 1958.

Синицын Ф. Е. Третичные отложения Илийской впадины. Тр. ВНИГНИ, вып. XXIII, Материалы по геологии нефтеносности Средней Азии, Л., 1959.

Скворцов И. И. О газонефтеносности Степного Крыма. Тр. Моск. ин-та нефтехим. и газ. пром-сти.

Смехов Е. М. Геологическое строение о. Сахалина и его нефтегазоносность. Гостоптехиздат, 1958.

Смирнов Л. Н. Мургабская впадина — перспективный нефтегазоносный бассейн. Геол. нефти, № 10, 1957.

Соколов И. П., Хуторов А. М., Грачев Г. И. Нефтегазоносность третичных отложений Ферганской впадины. Тр. ВНИГНИ, вып. XXIII, Матер. по геологии и нефтегазоносности Средней Азии., Л., 1959.

Софроницкий П. А., Абрикосов И. Х. Перспективы нефтегазоносности Пермской области. Геол. нефти и газа, № 10, 1959.

Стефаненко А. Я. Основные черты тектоники, история развития и нефтегазоносность Припятского прогиба. Сб. Геол. и нефтегазоносность восточных областей Украины. Изд. АН УССР, Киев, 1959.

Суббота М. И. Подземные воды Чуйской впадины как показатель возможной нефтегазоносности. Геол. нефти, № 5, 1959.

Суворов П. Г. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений центральных областей Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, т. 3, 1957.

Суворов П. Г. Центральные области Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, т. 2, 1957.

Суворов А. И. О мезо-кайнозойских складчато-глыбовых структурах Северного Тянь-Шаня. Изв. АН СССР, сер. Геол., № 4, 1959.

Суворов П. Г., Брод И. О., Шлейфер М. С. О перспективах нефтегазоносности Среднерусского бассейна. ННТ, № 9, 1960.

Султанаев А. А. Палеозойские отложения восточного склона Южного Урала и перспективы их нефтеносности. Авторефераты и рефераты, выполненные в 1957 г., Л., 1959.

Султанаев А. А., Гольдберг И. С. Геология и нефтеносность палеозойских отложений зоны сочленения восточного склона Южного Урала и Тургайского прогиба. Аннотация научных работ ВНИГРИ, май 1955 — январь 1957 гг., Л., 1958.

Сухарев Г. М. Гидрогеология мезозойских и третичных отложений Терско-Дагестанской нефтегазоносной области и Нижнего Поволжья. Гостоптехиздат, 1954.

Сягаев Н. А. Структуры и мезозойская история Предтаймырского прогиба. Ленгостоптехиздат, 1960.

Тихомиров Ю. П. Современное состояние и задачи разведки на нефть и газ в Якутии. Геол. нефти и газа, № 11, 1961.

Трифонов Н. К., Черепанов Н. Н. Оценка перспектив нефтегазоносности Мангышлака и перспективный план дальнейших работ. Тр. ВНИГРИ, вып. 132, 1959.

Трофимук А. А. Условия образования девонских нефтяных залежей Восточной Татарии и Западной Башкирии. Уч. зап. Казанского университета, 1955.

Туаев Н. П. Проблема нефтеносности палеозойских отложений Средней Азии. Тр. ин-та геол. АН Уз. ССР, вып. 1, 1947.

Уломов В. И. Региональный разрез земной коры в Средней Азии и мощность наносов в Приташкентском районе. Изв. АН Уз. ССР, сер. физ.-мат. наук, № 2, 1959.

Флоренсов Н. А. Мезозойские и кайнозойские впадины Прибайкалья. Изв. Академии наук СССР, 1960.

Хаин В. Е. Новые данные по геологии Предкавказья и их значение для геологии Кавказа. ДАН СССР, т. 90, № 2, 1953.

Хаин В. Е., Шарданов А. М. Геологическое строение северного склона юго-восточного Кавказа. Материалы по геологии Северо-восточного Азербайджана, изд. Азнефтеиздат, 1957.

Хижняков А. В. Основные черты тектоники Волыно-Подольского окончания Русской платформы. Сб. «Вопросы разведки и добычи нефти и газа в Украинской ССР».

Хижняков А. В. Стратиграфия и фации среднепалеозойских отложений Волыно-Подольской окраины платформы в связи с вероятной их нефтегазоносностью. Сб. «Геологическое строение и нефтегазоносность западных и южных областей Украины», АН Укр. ССР, Киев, 1959.

Хохлов П. С. Характерные особенности геологического строения ДДВ и северных окраин Донбасса. Сб. «Вопросы разведки и добычи нефти и газа в Украинской ССР». Гостоптехиздат, 1959.

Хуторов А. М. О перспективах поисков нефти и газа в Ферганской долине. Сов. геология, № 10, 1959.

Чакабаев С. Е. О морском палеогене Илийской впадины. Докл. АН СССР, т. 133, № 4, 1960.

Чочиа Н. Т., Краснов В. И., Ипатова З. Н. Минусинские котловины. Очерки по геологии СССР. Труды ВНИГРИ, т. I, вып. 96, Гостоптехиздат, 1956.

Шарданов А. Н. Геологическое обоснование перспектив нефтегазоносности Краснодарского края. Сб. «Перспективы нефтегазоносности Северного Кавказа и Предкавказья». Гостоптехиздат, 1959.

Шарданов А. Н. Современная структура Предкавказья и Степного Крыма. Геол. нефти и газа, № 9, 1959.

Шарданов А. Н., Пекло В. П. Тектоника и история формирования погребенных складок в зоне южного борта Западно-Кубанского прогиба и перспективы нефтегазоносности мезозоя. Тр. Краснодарского филиала ВНИИ, вып. I, сер. Геол., 1959.

Шарданов А. Н., Никифоров Б. М. Геологическая история и строение Ейско-Березанского района Скифской платформы. Тр. Краснодарского филиала ВНИИ, вып. I, сер. Геол., 1959.

Шихайлибейли Э. Ш. Геологическое строение и развитие азербайджанской части нижнего склона Большого Кавказа, 1956.

Щерик Е. А. Геологическое строение платформенной части Кубано-Черноморской нефтеносной области и условия ее развития. Тр. Академии нефт. пром., вып. II, 1955.

Щерик Е. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности третичных отложений Кубано-Черноморской нефтеносной области. Тектоника нефтеносных областей, т. II.

Яншин А. Л. Взгляды А. Д. Архангельского на тектонический характер юго-восточного обрамления Русской платформы и современные представления по этому вопросу. Сб. «Памяти акад. А. Д. Архангельского», АН СССР, 1951.
Яншин А. Л. О погружении к югу Уральской складчатой системы и тектонической природе Южноэмбенского поднятия. Бюлл. МОИП, сер. Геол., т. XXX (5), 1955.

2. Нефтегазоносные бассейны зарубежной Евразии

Альмела А., Лосано Р. С. Нефтепоисковые исследования в Испании. XX Межд. геол. конгресс. Материалы по геологии нефти, т. II, 1959.
Аронис Г. А. Перспективы нефтеносности Греции. IV Межд. нефт. конгресс, т. I, Геология, 1956.
Бакиров А. А., Пронина А. М. Нефтегазоносные области Ближнего Востока и юго-восточной Азии. Госгеолтехиздат, 1962.
Белоусов В. В. Основные черты тектоники Центрального и Южного Китая, Изв. АН СССР, сер. Геол., 1956.
Беляевский Н. А. Основные черты стратиграфии Западного Куэнь-Луня. Изв. АН СССР, сер. Геол., № 6, 1947.
Беляевский Н. А. Альпийская тектоника Западного Куэнь-Луня. Изв. АН СССР, сер. Геол., № 2, 1949.
Беляевский Н. А. История тектонического развития центральной части Азиатской ветви Тетиса и сопредельных территорий. Труды совещания по тектонике альпийской геосинклинали юга СССР, Баку, 1956.
Бондарчук В. Г. Геологические наблюдения в Испании. Вестник АН СССР, № 4, 1958.
Варенцов М. И. Геология и нефтеносность Венского бассейна. Сборник геологических работ, посвященных памяти акад. И. М. Губкина, Гостоптехиздат, 1948.
Варенцов М. И. Новая нефтеносная провинция Паннонского бассейна юго-восточной Европы и ее возможные аналоги. Сборник геологических работ, посвященных памяти акад. И. М. Губкина. Гостоптехиздат, 1950.
Варенцов М. И., Кравченко К. Н. Сравнительная характеристика нефтегазоносных бассейнов восточной части Средней Азии и Западного Китая. Нов. нефт. и газ. техн., сер., Геол., № 3, 1961.
Варенцов М. И., Кравченко К. Н. Тектонические особенности нефтегазоносных впадин Китая. В сб. «Вопросы тектоники нефтегазоносных областей», АН СССР, 1962.
Вегерт Ф., Успенская Н. Ю. Результаты разведки на нефть и перспективы нефтегазоносности ГДР. Тр. МИНХиГП им. Губкина, вып. 25, 1959.
Высоцкий И. В. Схема структурного расчленения южной части Предкарпатского газонефтеносного бассейна. Геол. нефти, № 1, 1957.
Высоцкий И. В. Нефтеносность южной части Предкарпатского краевого прогиба. ННТ, № 5, 1957.
Высоцкий И. В. Основы геологического строения и нефтеносности южной части Предкарпатской впадины. Сб. «Вопросы разведки и добычи нефти и газа в Украинской ССР». Гостоптехиздат, 1959.
Высоцкий И. В. Схема структуры Добруджинской складчатой области. Сов. геология, № 9, 1959.
Высоцкий И. В. О Буковинском поперечном поднятии в Вост. Карпатах. Изв. ВУЗов. Геол. и разведка, № 3, 1959.
Высоцкий И. В. Тектоника румынской части Карпат. Бюлл. Моск. об-ва испыт. природы, отд. Геология, вып. 4, 1958.
Высоцкий И. В. Особенности строения и нефтегазоносность внутренних прогибов альпийского складчатого пояса зарубежной Европы. Геол. нефти, № 9, 1962.
Высоцкий И. В. Нефтегазоносные бассейны Карпато-Балканской геологической ассоциации. Киев, 1963.
Граф Л. Состав нефтей Задунайской области ВНР и их происхождение. Геол. нефти и газа, № 2, 1961.
Геология Нидерландов. ИЛ., 1959.
Гоффман К., Шотт В. Нефтеносность юрских отложений Северо-Западной Германии, IV Междун. геол. конгресс, т. I, Геология, 1956.
Григораш Н., Высоцкий И. В. Нефтегазоносность румынской части Предкарпатской впадины. Геол. нефти и газа, № 10, 1957.
Доленко Г. Н. Нефтеносность Венского бассейна. Новости нефтяной техники, сер. Геол., № 3, 1957.
Доленко Г. Н. Тектонические разрывы Венского бассейна и их роль в формировании нефтяных и газовых залежей. Геологический сборник Львовского геол. общества, № 5—6, 1958.
Жинью М. Стратиграфическая геология, 1952.
Гай Кертай. Месторождения нефти и газа Венгрии. XX Междун. геол. конгресс, т. II, Гостоптехиздат, 1959.
Козлов В. П. Нефтяные и газовые месторождения Италии. Геол. нефти и газа, № 10, 1959.

Кравченко К. Н. О перспективах нефтегазоносности Таримской области. Вестник МГУ, сер. Биол. почв., геол., геогр., № 1, 1958.
Кравченко К. Н. Новые данные по стратиграфии Кучарского прогиба (Синьцзян). Сов. геология, № 8, 1958.
Кришнан М. С. Геология Индии и Бирмы. ИЛ, М., 1954.
Кротович. Некоторые данные о нефтегазоносности третичных отложений Венского бассейна. Геол. нефти, № 4, 1957.
Ксеншкевич И., Самсонович Я. Очерк геологии Польши. М., 1956.
Кузнецова М. М. Глубинное строение и перспективы нефтеносности Дзунбаинской впадины. Геол. нефти и газа, № 3, 1961.
Маркова Е. Н., Орлова Е. В. Минеральные ресурсы Индонезии, Малайи и Таиланда. Госгеолтехиздат, 1956.
Материалы по геологии нефти. XX Междун. геолог. конгресс., т. II, Гостоптехиздат, 1959.
Моисеев В. Е. Некоторые данные по нефтеносности Китая. В сб. «Проблемы миграции нефти и формирование нефтяных и газовых скоплений». Гостоптехиздат, 1959.
Моисеенко В. С., Невский Г. К. Некоторые данные о мезо-кайнозойских континентальных отложениях Джунгарской впадины. Геол., геохимия, 3 (IX), ВНИГРИ, Л., стр. 301—306, 1960.
Муратов М. П. Тектонические структуры альпийской геосинклинальной области восточной Европы и Малой Азии и история их развития. Межд. геол. конгресс, XI сессия, Доклады советских геологов. Проблема 18, 1960.
Николов Т. Г. Геологические предпосылки поисков нефти и газа в Северной Болгарии. Новости нефт. и газ. техники, сер. Геол., № 9, 1961.
Оленин В. Б. Поиски нефти в Индии. Геол. нефти, № 2, 1957.
Онческу. Геология Румынской Народной Республики. Москва — Бухарест, 1960.
Орлова Е. П., Розин М. С. Минеральные ресурсы Индии, Пакистана, Бирмы, Цейлона, Вьетнама, Камбоджи и Лаоса. Минер. ресурсы зарубежных стран, вып. 17, М., 1950.
Пейсик М. И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Польско-Литовской депрессии и соседних с ней областей. Тр. СГПК, вып. 1, 1960.
Петренко В. С. О формировании Поморо-Куявской зоны поднятий. Сов. геология, № 2, 1959.
Пожарыский В. Юго-западный край Фенно-Сарматии. Вопросы современной зарубежной тектоники, под ред. В. Е. Хаина, ИЛ, 1960.
Постельников Е. С. Краткий очерк тектоники Индо-Китая. Изв. АН СССР, сер. Геол., № 1, 1960.
Раков П. П. Нефтяная промышленность Народной Республики Албании. Нефт. хоз., № 7, 1957.
Распространение нефти. Сборник статей под ред. И. О. Брода и В. Б. Оленина. Гостоптехиздат, 1961 (перевод с англ.).
Саидов М. Н. Мезо-кайнозойские континентальные отложения Джунгарской впадины (основные черты стратиграфии). Изв. АН СССР, сер. Геол., № 10, 1956.
Саидов М. Н., Багирян Г. В., Мосякин П. Ф. О генетической связи нефти в Центральной Азии с озерно-континентальными отложениями (геологические критерии). ВНИГНИ. Сб. «Автореф. научных работ, законченных в 1957 г.».
Саидов М. Н. и Кравченко К. Н. О равномерностях в распространении скоплений нефти и газа в Джунгарском нефтегазоносном бассейне. Сб. Новые данные о геологии и нефтегазоносности Средней Азии и прилегающих территорий. ГОСИНТИ, 1961.
Славин В. И. Основные черты геологического строения срединных массивов в Альпийской геосинклинальной области. Научн. доклады Высшей школы геол.-геогр. наук., № 2, 1958.
Славин В. И. О геологическом строении Родосского срединного массива. Сов. геология, № 4, 1959.
Славин В. И., Яранов Д. Срединные массивы Европейской части Альпийской геосинклинальной области. Межд. геол. конгресс. XXI сессия. Доклады советских геологов. Проблема 18, 1960.
Синицин В. М. К истории Таримского стабильного массива. Изв. АН СССР, сер. Геол., № 1, 1948.
Смирнов Л. Н. Структурные соотношения нефтегазоносных бассейнов юга Средней Азии. Нов. нефт. техн. (Нефтепром. дело), № 9, 1955.
Фюрон Р. Введение в геологию и гидрогеологию Турции. Изд. иностр. литературы, 1955.
Хуан Бо-цынь. Основные черты тектонического строения Китая. Изд. иностр. литературы, 1952.
Чжан Гэн, Чжен Цин-да, Забаринский П. П. Нефтяные и газовые месторождения Китайской Народной Республики. Гостоптехиздат, 1958.
Шейнман Ю. М. К тектонике Китая, БМОИП, Геология, № 3, 1956.
Ackerman E. Japan's Natural Resources and their Relation to Japan's Economic Future, 1953.

Bancilaion. Geologia Carpatilor Oriental Bucuresti, 1958.
Buddhadab Biswas. Sub-surface geologa of West Bengal India. Proc. of the sympos. on the development of Asia and the Far East. Bangkok, 1959.
Bull. Amer. Ass. Petr. Geol., N 7, 1960, 1961, 1962.
Corps E. V. Digboi oil field, Assam. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geolog. v. 33, No. 1, 1949.
Chang W. T., Chang J. T., Yü C. M. Brief notes of the stratigraphy of the western border of Tsaidam basin. Acta geol. sin., v. 38, No. 1, 1958.
Чжан Гэн. О месторождениях нефти и газа в провинции Сычунь. Разведка нефти, № 18, 1958 (Кит.).
Чжан Вэнь-ю. Очерк геологии Цайдамской впадины. Дичжи чжиши, № 3, 1956 (Кит).
Чжу Ся. Некоторые основные проблемы Цайдамской впадины. Дичжи чжиши, № 6—7, 1957 (Кит.).
Erentöz E. and Ternek Z. Oil Possibilities in the Sedimentary Basins of Turkey. Fifth Intern. Congress, 1959.
Evans P. Development of petroleum resources in Upper Assam. Northeast India. Proc. of the sympos. on the developments of Asia and the Far East. Bangkok, 1959.
Geology and Mineral Resources of Japan Geol. Surv. of Japan, 1956.
Grigoras N. Geologia zacamintelor de petrol si gase din R. P. R. Bucuresti, 1961.
Ghosh A. M. N. Possible oil-bearing regions of India. Fifth World Petr. Congr., Section I-Paper, 56, 1959.
Ghosh A. M. N. Oil prospects in India. Oil and Gas J., v. 57, No. 37, 1959.
Гуань Цзо-шу. Очерк геологии Цайдамской впадины. Пекин, 1957 (Кит.).
Гуань Цзо-шу. Нефтеносные районы в центральной части провинции Сычунь и характеристика трещиноватых нефтеносных пород юрского возраста. Разведка нефти, № 13, 1958 (Кит.).
Henson F. R. S. Oil Occurences in Relation to Regional Geology of the Middle East. Tulsa Geol. Soc. Digest., vol. 19, 1951.
Henson F. R. S. Observations on the Geology and Petroleum Occurrences of the Middle East. Proc. World Petrol. Cong. Sect. 1, 1951.
Hsieng Ting-pu. Abrif account of the geology of Dzungarian basin. Acta geol. sinica, v. 38, No. 4, 1958.
Huang T. K., Young C. C., Cheng Y. C., Chow T. C., Bien M. N. and Weng W. P. Report on geological investigation of some oil fields in Sinkiang. Geological memoirs series A, N. 21. Published by the National Geological Survey of China, 1947.
Huany Jui-chany. On the tertiary stratigraphy its petrological characteristics and oil possibilities of the Western Tsaidam. Acta geol. sinica, v. XXXIX, No. 1, 1959.
Хуан Тинь-цинь, Жэнь Цзи-шунь. О тектонике и перспективах нефтеносности Сычуаньской впадины. Разведка нефти, № 1—2, 1957 (Кит.).
Kafka F. T. & Kirkbride R. K. The Ragusa Oil Field, Sicily. 5 th Congress, 1959.
Katsu Kaneko. Oil and Inflammable Natural Gas in Japan. XX Congreso Geologico International, t. 11.
Krishnan M. S. The tertiary basin of Tanjore southern India. Proc. of the sympos. on the developments of Asia and the Far East, Bangkok, 1959.
Laskar B. On the permo-carboniferous of the foot hills of the Assam Himalaya, India, Proc. of the sympos. on the developments of pet. res. of Asia and the Far East, Bangkok, 1959.
Lees F. M. and Richardson F. D. S. The Geology of the Oil field Belt of S. W. Iran and Irak. Geol. Mag., vol. 77, No. 3, 1940.
Lees G. M. Some Structural and stratigraphical Aspects of the Oilfields of the Middle East. Report 18 th Int. Geol. Soc. Spec. Pub., 31, 1950.
Lees G. M. The Oilfields of the Middle East. Petroleum Times, July 27, 1951.
Meyer C. 100 Jahre Erdöl in Spanien. Erdöl und Kohle, No. 6, 1960.
Mostopi B. and Frei E. The Main Sedimentary Basins of Iran and Their Oil Prospects. Fifth Congress, 1959.
Norin E. The Tarim basin and its border regions. Regionale geologie der Erde (Brouwer in Bucher), Bd 2, Abschnitt, IV, Leipzig. Ahad Verlagsges., 1941.
Norin E. and Ambolt N. P. The relation of the Tarim basin to its Border Ranges as elucidated by gravity data. Rep. of the XVIII sess. (Int. Geol. Congr.), 1948, pt V, London, 1950.
Пан Чжу-сян. К вопросу о континентальных нефтематеринских свитах в северо-западных частях Китая. Разведка нефти, № 4—5, 1957 (Кит.).
Rocco T. Lela in Sicily, an unusual Oil Field. 5 th Congress, 1959.
Sale H. M. and Evans P. The geology of the Assam-Arakan oil region. (India and Birma). Geol. Mag., v. 77, No. 5, 1940.
Savage H. E. F. A note on oil gas in Malaya. XV Congreso Geologico Internacional, t. 11.
Sabaris L. S. Spain's Geology and prospects for petroleum discovery. Internat. Oilman, 13, No. 8, 1959.

Symposium on petroleum in the Far East. E. C. AFE (UN), 1958. Proceedings of the Symposium on the development of Petroleum Resonces of Asia and the Far East. New Dihi, 1958, Bangkok, 1959.

Sze H. C. Jurassic plants from Tsaidam, Chinghai Province. Acta paleont. sin., v. 7, No. 1.

Тянь Цзинь-чжун. Оценка перспектив нефтегазоносности Синьцзяна. Разведка нефти, № 15, 1959 (Кит.).

Wadia D. N. Geology of India. Ed. 3. London, Macmillan and Co. Ltd, 1953.

Vancea A. Neogenul din basinul Transilvaniei. Bucuresti, 1960.

Ван Шан-вэнь. Обобщение результатов геологоразведочных работ на нефть и газ в Цайдамской впадине. II Всекитайская конфер. по вопросам разведки нефти. Пекин, 1957 (Кит.).

Ван Шан-вэнь. Успехи нефтеразведки в Цайдамской впадине. Разведка нефти, № 19, 1959 (Кит.).

Wissenеder H. Zur Kenntüis der heuen Erdöl — und Erdgas vorkommen in Wiener Becken. Erdöl und Kohle, No. 6, 1956.

Visotki I. V. Istoria dervolťarii partii sudice, cutate a Carpatilor Orientali. Anale le Univ. C. I. Parhon-Bucuresti, Seria st. Naturii, No. 21, 1959.

Yuan P. L. Geology of eastern Dzungaria, Sinkiang. Acta Geologica Sinica, v. 36, No. 2, 1956.

Yuan P. L. A resume of geological data of north foreland of Tienshan and Dzungaria platform, Sinkiang. Acta Geologica Sinica, v. 36, No. 2, 1956.

Vucovic J., Filjak R. & Aksin V. Survey of Exploration and Production of Oil in Yugoslavia. 5 th Congress, 1959.

Яранов Д. Тектоника на България. София, «Техника», 1960.

ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ IV

1. Boutakoff N., D. Sc. Oil Search in Victoria. XX Congreso Geologico Internacional, t. II.

2. Бутаков Н. Поиски нефти в Виктории. XX Межд. геол. конгресс, т. IV, Bull. AAPG, No. 7, 1956, 1957, 1958, 1959, 1960, 1961.

3. Condon M. A. Geological Occurrence of Oil and Gas in Australia. XX Congreso Geologico Internacional, t. II.

4. Кондон М. А. Геологические условия залегания нефти и газа в Австралии (пер. Э. Е. Лондон.). XX Межд. геол. конгресс, т. II.

5. David T. W. The Geology of the Commonwealth of Australia, vol. 1—3. London, 1950.

6. Osborn N. The Sedimentary Basins of the Australian Territory of Papua and New Guinea. XX Congreso Geologico Internacional, t. II.

7. Осборн Н. Седиментационные бассейны Папуа и прилегающей к Папуа территории Новой Гвинеи. XX Межд. геол. конгресс, т. IV.

8. Playford P. E. and Johnstone M. H. Oil Exploration in Australia. Bull. AAPG, No. 2, 1959.

9. Service des Mines de Nouvelle-Caledonie. Note sur les Gisements de Gaz et de Petrole de Nouvelle-Caledonie. XX Congreso Geologico Internacional, t. II.

10. Горная служба Новой Каледонии (пер. В. Я. Барлас). Заметки о залежах газа и нефти в Новой Каледонии. XX Межд. геол. конгресс, т. IV.

ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ V

1. Амброджи Р., Болелли Эд и др. Гидрогеология Марокко, 1955.

2. Бейтс Д. А. Геология и нефтегазоносность Ганы (Соединенные штаты Западной Африки). XX Межд. геол. конгресс. Матер. по геологии нефти, т. IV, 1959.

3. Богомолов Г. В. Гидрогеологические условия Северной Сахары. Изв. АН Белорусской ССР, № 6, 1955.

4. Броньон Г. и Веррье Г. К геологии бассейна Куанза в Анголе. IV Межд. нефт. конгресс., т. I, 1956.

5. Броньон Г., Веррье Г., Массон П. Соляная тектоника седиментационного бассейна Куанза в Анголе. V Межд. нефт. конгресс, т. I, 1961.

6. Варенцов М. И., Рябухин Г. Е., Громека Т. Г., Кузнецов А. С. Новые нефтегазоносные области северной Африки на территории Ливии. Геология нефти и газа, № 6, 1961.

7. Варенцов М. И., Рябухин Г. Е., Кузнецов А. С. Новые нефтегазоносные области Алжирской Сахары. Геология нефти и газа, № 7, 1961.

8. Гаррис Н., Паллистер Дж. В., Браун Д. М. Поиски нефти в Уганде. XX Межд. геол. конгресс. Материалы по геологии нефти, т. IV, 1959.

9. Гурк В. Поиски нефти во Французской Черной Африке. IV Межд. нефт. конгресс, т. 1, 1956.

10. Гурк В., Рейр Д. Нефтепоисковые исследования в прибрежной зоне Габона (Экваториальная Африка). XX Межд. геол. конгресс. Материалы по геологии нефти, т. IV, 1959.

11. Гурк В. Седиментационные бассейны Камеруна. XX Межд. геол. конгресс, Материалы по геологии нефти, т. IV, 1959.
12. Даллони М. Геологическое строение области Атласа и поиски нефти в Северной Африке. XVII Межд. геол. конгресс, т. IV, 1937.
13. Дельк о, Мартель. Результаты разведочных работ на газовом месторождении Хасси-Р' Мел. XVII Межд. геол. конгресс.
14. Дикси Ф. Великие африканские разломы. Изд. иностр. лит., 1959.
15. Дю Тойт А. Геология Южной Африки. Изд. иностр. лит., 1959.
16. Каэн Л. Геология Бельгийского Конго. Изд. иностр. лит., 1958.
17. Маловицкий Я. П., Юдин Г. Т. Открытие новой нефтегазоносной провинции в Алжире. Геология нефти, № 7, 1957.
18. Маловицкий Я. П. Нефтяные месторождения Ливии. Изв. ВУЗов. Нефть и газ, № 7, 1958.
19. Меньшиков Н. Н. Основные черты геологического строения Сахары. Бюлл. МОИП, отд. геологии, т. XXXI (6), 1956.
20. Мишель П., Кларак П. и др. Проблемы нефтеносности палеозойских отложений северного обрамления нагорья Ахаггар. V Межд. нефт. конгресс, т. I, 1961.
21. Нефтяная промышленность капиталистических стран Западной Европы, Ближнего и Среднего Востока, Дальнего Востока, Канады, Америки. Под ред. И. Д. Карягина. Гостоптехиздат, 1959.
22. Ортинский И., Перродон В., Де Лаппаран Ш. Геологическое строение и основные этапы истории геологического развития седиментационных прогибов Северной Сахары в связи с нефтегазоносностью. V Межд. нефт. конгресс, т. I, 1961.
23. Пэган Ж., Рейр Д. Месторождения нефти Габона и бассейна Конго. V Межд. нефт. конгресс, т. I, 1961.
24. Райлет М. Х. Р. Условия залегания нефти в средних слоях серии Экка в районе Даннхаузер (Наталь, Южно-Африканский Союз). XX Межд. геол. конгресс. Материалы по геологии нефти, т. IV, 1959.
25. Рильемо, Мишель, Трюмит. Разведка палеозоя к северу от Ахаггара (Сахара). IV Межд. нефт. конгресс., т. I, 1956.
26. Рябухин Г. Е., Громека Т. Г. Открытие новых крупных нефтяных месторождений в Ливии. Изв. ВУЗов. Нефть и газ, № 5, 1960.
27. Рябухин Г. Е., Громека Т. Г. Нефть и газ в Северной Африке. Изв. ВУЗов. Нефть и газ, № 1, 1961.
28. Шатский Н. Г., Богданов А. А. О международной тектонической карте Европы, масштаб 1 : 2500000. Изв. АН СССР, сер. Геолог., № 4, 1961.
29. Эврар П. и Лаперсонн Ж. Состояние изученности проблемы нефтегазоносности Бельгийского Конго и Руанда-Урунда. XX Межд. геолог. конгресс. Материалы по геологии нефти, т. IV. 1959.
30. Эврар П., Вельден А. Результаты геофизических исследований в бассейне р. Конго и их геологическая интерпретация. V Межд. нефт. конгресс, т. I, 1961.
31. Юдин Г. Т., Маловицкий Я. П. Нефтяные месторождения Египетского района ОАР. Геология нефти, № 12, 1958.
32. Bates D. A. Geological occurrence of Oil and Gas in Gold Coast, West Africa. XX Congress Geologico Internac., t. 1, 1956.
33. Big Oil in North Africa. Internat. Oilman, 14, No. 9, 1960.
34. Брассер, Годар и др. Предварительные поиски нефти в бассейне Машунга (Мадагаскар). Rev. Inst. Franc. Petrole, No. 1, 1959.
35. Castany G. Paleogeographie, tectonique et orogenese de la Tunisie. Tunis. XIX Congress. Geol. Intern. 2 serie, Tunisie, No. 1, 1952.
36. Castany G., Degallier R. et Domergue Ch. Les Grands Problems D'Hydrogeologie en Tunisie. Tunis. XIX Congress Geol. Int. 2 serie, Tunisie, No. 3, 1952.
37. Dorn P. Geologie von Mitteleuropa, Stuttgart, 1951.
38. El-Nakkady Saad E. Stratigraphic and Petroleum Geology of Egypt. Assiut, 1958.
39. Fothergill C. A. Oil in Afrika. Oil developments and aspects of petroleum geology in North and West Africa. «Petroleum», 24, No. 6, 1961.
40. Furon R. Le Sahara, Geologie. Ressources minerales mise en valeur. Paris, 1958.
41. Furon R. Sahara 1959. Bol. Soc. geogr. Lisboa, 1959. 77, No. 10—12 (Сахара, 1959, 1961, № 7А, 553).
42. Harris N., Pallister J. W. and Brown J. M. Oil in Uganda XX Congreso Geologico Internacional, t. I, 1956.
43. Hernhaussen H. V. Das Sahara-Olfeld Hassi Messaoud. Erdöl und Kohle, 13, No. 5, 1960.
44. Houk R. J. Prospects and problems of petroleum production in Angola. Tijdschr. econ. en sociale geogr., 49, No. 8—9, 1958.
45. Hourcq V. et Reyre D. Les recherches petrolieres dans la zone cotiere du Gabon (Afrique Equatoriale Francaise). XX Congresso Geologico Internac., t. I, 1956.

46. Geologie du Maroc. XIX Congress Geologique International. 3 serie Maroc, 6, 1952, Rabat. (1. Choubert G. et Marcais G. — Apercu Structural. 2. Choubert L. — Histoire Geologique du Domaine de L' Anti — Atlas.).
47. Libya holds promise and problems. Oil and Gas J., vol. 57, No. 35, 1959.
48. Lomax E. Lawson. Nigeria gets set to move into international markets. Oil and Gas J., No. 36, 1960.
49. Magorell J. Ein Abriβ der Geologie der mordlichen Sahara. Erdöl und Kohle, No. 10, 1960.
50. McCaslin J. C. Oil interst flares throughout Africa as strikesopen new areas. Oil and Gas J., 58, No. 41, 1960.
51. McCaslin J. C. Newest nation has big oil potential (Nigeria). Oil and Gas J., No. 4, 59, 1961.
52. De Mohrenschildt G. Nearby production hints Togoland's basins may join growing list of new oil provinces. Oil and Gas J., 58, No. 43, 1960.
53. Nwogu E. D. Oil in Nigeria. Nigerian Geogr. J., 3, No. 2, 1960.
54. Les bassins petroliers du Gabon et du Congo montrent une grande disparitè des conditions d'accumulation. — Ind. petrole, 27, No. 11, 1959.
55. The long and hard search for oil in Nigeria. Petrol. Times. 64, No. 1648, 1960.
56. Twenty — three years search in Nigeria. Inst. Petrol. Rev., 14, No. 167, 1960.
57. Par P. Evrard et J. Lepersonne «Etat des connaissances concernant l'existence de gesiments de petrole au Congo Belge et au Ruanda — Urundi. XX Congreso Geologico Internac., t. I, 1956.
58. Perrodon A. Algeria-Sahara. Petroleum, Engineer, vol. 32, No. 3, 1960,
59. Perrodon A., Tempere C. Oil exploration in the Sahara. Petroleum, 23, No. 11, 1960.
60. Perrodon A. Apercu des principaux resultats obtenus en Libye. Bull. Assoc. franc. techniciens petrol. No. 142, 1960.
61. Pulfrey W. The search for oil and natural gas in Kenya. XX Congreso Geologico Internacional, t. I, 1956.
62. Ring R. Petroleum exploration and production in Europe in 1959. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 44, No. 7, 1960.
63. Shata A. Structural development of the Sinal Peninsula (Egypt). Association de servicios Geologicos Africanos. Actas, Trabajios de las Reuniones celebradas en Mexico en 1956, Mexico, D. F., 1959.
64. Swartz Daniel H., Arden Daniel. Geologic history of Red Sea Area. Bull. AAPG, 44, No. 10, 1960.
65. The development of Hassi R'Mel. Petrol. Times, 64, No. 1651, 1960.
66. The new Sahara — Libya oil province. Petroleum Press Service, vol. 26, No. 5, 1959.
67. The World's Oilfields the Eastern Hemisphere, под ред. V. C. Ibling, 1953.
68. Tugendhat G. North African oil and gas Supplies. Petroleum Times, No. 1626, 1959.
69. Webb S. J. Nigeria as an oil producer. New Commonwealth, 38, No. 11, 1960.
70. Wellings F. E. Which holds the high cards — North Africa or Middle East? Oil and Gas J., 58, No. 28, 1960.

ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ VI

XX Международный геологический конгресс, т. 3, Северная и Южная Америка. Гостоптехиздат, 1959.
V Международный нефтяной конгресс, т. I, Геология и геофизика. Гостоптехиздат, 1961.
Д. Миллер, Т. Пейн, Д. Грик. Геология нефтегазоносности провинций Аляски. Гостоптехиздат, 1961.
Распространение нефти. Симпозиум. Гостоптехиздат, 1961.
G. J. Atwater. Geology and Petroleum Development of the Continental Shelf of the Gulf of Mexico. Fifth Congress.
Max W. Ball, T. J. Weaver, H. D. Crider and Ball, Douglas S. Shoestring Gas Fields of Michigan. Bull. AAPG, p. 237—266, 1941.
G. Bartram John. Summary of Rocky Mountain Geology. Bull. AAPG. No. 3, 1939.
S. Birdseye Henry. San Juan Basin, 51, Find Is Good Oil Production. Petroleum Engineers, No. 5, 1952.
Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, No. 6, 1955—1962.
J. B. Carsey. Geology of Gulf Coastal Area nad Continental Shelf. Bull. AAPG, No. 8, 1950.
M. G. Cheney. Geology of North — Central Texas, Bull. AAPG, No. 1, 1940.
M. G. Cheney and F. Goss Louis. Tectonics of Central Texas. Bull. AAPG, No. 12, 1952.
H. F. Davies, Structural History and its Relation to the Accumulation of Oil and Gas in the Rocky Mountain. District. Problems of Petroleum Geology, Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1934.

C. E. Dobbin. Structural Conditions of Oil Gas Accumulation in Rocky Mountain Region, United States. Bull. AAPG, No. 4, 1943.
H. L. Driver. Genesis and Evolution of the Los Angeles Basin, California. Bull. AAPG, No. 1, 1948.
Edited by Frank A. Herald. Occurrence of Oil and Gas in West Texas, 1957, Bureau of Economic Geology. The University of Texas. Publication, No. 5716, August 15, 1957.
M. A. Hanna. Geology of Gulf Coast Salt Dames. In Problems of Petroleum Geology. Bull. AAPG, No. 3, 1934.
G. S. Hume. Petroleum Geology of Canada. Bull. Geol. Survey Canada, 98, 1944.
L. Jordan. Oil Possibilities in Florida. Oil and Gas Journ, No. 28, 1954.
P. B. King. The Tectonics of Middle North America. Princeton Univ. Press. Princeton, N. Y., 1951.
E. A. Koester. Geology of Central Kansas Uplift. Bull. AAPG, No. 10. 1935.
A. I. Levorsen. Geology of Petroleum. San Francisco, W. H. Freeman and Co., 1954.
Manuel Alvarez. Jr. Tectonics of Mexico, Bull. AAPG, No. 8, 1949.
W. McCoy, Alex, W. Keyte. Ross et al. Types of Oil and Gas Traps in Rocky Mountain Region. Bull. AAPG, No. 5, 1951.
F. F. Mellen. Black Warrior Basin. Alabama and Mississippi. Bull. AAPG, No. 10, 1947.
H. W. Menard. Deformation of the Northeastern Pacific Basin and the West Coast of North America. Bull. Geol. Soc. America, No. 9, 1955.
G. E. Murray et al. Sedimentary Volumes in Gulf Coastal Plain of United States and Mexico. Bull. Geol. Soc. America, 1952.
J. A. Peterson. Petroleum Geology of the Four Corners Area. Fifth Congress. Rocky Mountain Association of Geologists. Intermountain Association of Petroleum Geologists, New Mexico Geological Society, Wyoming Geological Association. Rocky Mountain Region. Bull. AAPG, No. 2, 1951.
South Texas Geological Society. Downdip Mesozoic Rocks of South Texas. Bull. AAPG, No. 2, 1951.
R. Suares and E. Ramos Lopez. Petroleum Geology of Mexico. Congrès Geologique International, XIX Session, Afger, 1952, Fascicule, XVI, 1953.
Tulsa Geological Society. Mid-Continent Region. Bull. AAPG, No. 2, 1951.
E. P. Thomas. Mississippi Structures and Their Relation to Oil Accumulation. Bull. AAPG, No. 7, 1950.
J. P. Waters, P. W. McFarland and J. W. Lea. Geologic Framework of Coastal Plain of Texas. Bull. AAPG, No. 9, 1955.
WeaverPaul. Continental Shelf of the Gulf of Mexico. Bull. AAPG, No. 2, 1951.
A. W. Weeks. Balcones Luling and Mexia Fault Zones in Texas. Bull. AAPG., No. 12, 1945.
J. B. Webb. Geological History of the Plains of Western Canada. Bull. AAPG, No. 11, 1951.
Zoltan de Cserna. Notes on the Tectonics of Southern Mexico. Habitat of Oil.

ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ VII

F. Jesus de Albear. Stratigraphic Paleontology of Camagüly District, Cuba, Bull. AAPG. No. 1, 1947.
R. W. Barr, S. T. Waite and C. C. Wilson. The Mode of Oil Occurrence in the Miocene of Southern Trinidad, B. W. J., Habitat of Oil. Bull. AAPG, N 7, 1956, 1957, 1958, 1959, 1960, 1961, 1962.
A. J. Eardly. Structural Geology of North America, New York, 1951.
Handbook of South American Geology. An Explanation of the Geologic Map of South America. William F. Jenks Editor Published by the Geological Society of America. New York. 1956. The Geological Society of America Memoir 65.
Von Hannfrit Putzer. Zur Tektonik des Ölreviers Reconcavo, Bahia, Brasilien. Erdöl und Kohle, v. 4, 1956.
H. D. Heaberg Geology of the Eastern Venezuela Basin. Bull. Geol. Soc. America, No. 11, 1950.
Von Henning Illies. Geologie und Erdölhöffigkeit des chilenischen Längstales. Erdöl und Kohle, No. 3, 1958.
J. Whitney Lewis. Geology of Cuba. Bull. AAPG, No. 6, 1932.
R. A. Liddle. The Geology of Venezuela and Trinidad. 2d. ed. Paleon., Res. Inst., Ithaca, New York, 1946.
K. Walter. Link. Exploration Brazil. XX Congreso Geologico International, t. IV, 1955.
В. К. Линк. Поисково-разведочные работы в Бразилии в 1955 г. XX Межд. геол. конгресс, т. III.
W. K. Link. The Sedimentary Framework of Brazil. Fifth Congres, sec. 1.
Lomnitz C. Gravity Measurements in the Central Valley of Chile. Fifth Congress.
Dr. T. Enrique. Mauri, Yacimientos de Petroleo Y Gas en Bolivia. XX Congreso Geologico International, t. IV.

Э. Т. Маури (русск. пер.). Нефтяные и газовые месторождения Боливии. XX Межд. геол. конгресс, т. III.

G. Mempel. Die Erdölmöglichkeiten im Becken von Parana (Brasilien). Erdöl und Kohle, No. 5, 1956.

B. John Miller, K. L. Edwards, P. P. Wolcott, H. W. Anisgard, R. Martin and H. Anderegg. Habitat of Oil in the Maracaibo Basin, Venezuela. Habitat of Oil.

Дж. Б. Миллер, К. Л. Эдуардс, П. П. Уолкотт, Г. У. Энисгард. Р. Мартин и Г. Эндерегг (пер. В. Г. Левинсона). Распространение скоплений нефти в Маракаибском бассейне, в Венесуэле. Распространение нефти.

L. G. Morales. General Geology and Oil Possibilities of the Anazonas Basin, Brazil. Fifth Congress, sec. 1, A. J. de Oliveira, Brazil. Handbook.

L. G. Morales and the Colombian Petroleum Industry. General Geology and Oil Occurrences of Middle Madalena Valley, Colombia. Habitat of Oil.

Л. Г. Моралес и колумбийские нефтяники (пер. В. Г. Левинсона). Геологическое строение и нефтеносность долины среднего течения р. Магдалена в Колумбии. Распространение нефти. 1959.

For Felipe Guerra Pena. Las Principales Cuencas Sedimentaias de la Republica Dominicana y sus Posibilidades Petroliferas. XX Congreso Geologico Internationsl, t. IV.

Ф. Г. Пенья. Основные седиментационные бассейны Доминиканской Республики и перспективы их нефтеносности. XX Межд. геол. конгресс, т. III.

H. H. Renz, H. Alberting, K. F. Dallmus, J. M. Patterson, R. H. Robie, N. E. Weisbord and J. Mas Vall. The Eastern Venezuelan Basin. Habitat of Oil.

Г. Г. Ренц, Г. Олбердинг, К. Ф. Дэллмес, Дж. М. Паттерсон, Р. Г. Роби, Н. Э. Уэйсборд и Хозе Мас-Валл (пер. В. Г. Левинсона). Восточновенесуэльский бассейн. Распространение нефти.

P. Criado Rogue, C. de Ferrariis, A. Mingramm, E. Rolleri, J. Simonato and T. Suero. The Sedimentary Basins of Argentina. Fifth Congress.

Werner Rüegg. Geologica y Petroleo en la Faja Subandina Peruana. XX Congreso Geologico International, t. 11.

В. Рюегг. Геологическое строение и нефтеносность Перуанской части Субандийского пояса. XX Междун. геол. конгресс, т. III.

M. Robert Sanford and Frederico W. Lange. Basin-Study Approach to Oil Evaluation o Parana Miogeosyncline, South Brazil. Bull. AAPG. No. 8, 1960.

G. A. Young, A. Bellizzia, H. H. Renz, F. W. Johnson, R. H. Robie, J. Mac Vall. Geologia de las Cuencas Sedimentarias de Venezuela y de sus Campos Petroliferos. XX Congreso Geologico International.

Г. Юнг, А. Бельциса, Х. Ренц, Ф. Джонсон, Р. Роби, Дж. Мак-Волл. Геологическое строение осадочных бассейнов и нефтяных месторождений Венесуэлы. XX Межд. геол. конгресс, т. III.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 3

Глава I. **Краткий обзор современного состояния и развития нефтегазодобывающей промышленности мира** (М. С. Львов) 5

Глава II. **Основные закономерности распространения нефти и газа** 16

§ 1. Развитие представлений о закономерностях распространения нефти и газа (И. О. Брод) 16
§ 2. Нефтегазоносные бассейны и принципы их районирования (И. О. Брод) 20
§ 3. Классификация нефтегазоносных бассейнов (И. О. Брод) 30

Глава III. **Нефтегазоносные бассейны Евразии** 39

§ 4. Обзор распространения нефтегазоносных бассейнов (И. В. Высоцкий, Б. А. Соколов) 39
§ 5. Северо-Европейский бассейн (Б. А. Соколов) 45
§ 6. Группа внеальпийских бассейнов Западной Европы (Б. А. Соколов) . . 59
Шотландский бассейн (Б. А. Соколов) 59
Западно-Английский бассейн (Б. А. Соколов) 61
Англо-Парижский бассейн (Б. А. Соколов) 63
§ 7. Группа грабеновых бассейнов Западной Европы (Б. А. Соколов) 65
Лиманский бассейн (Б. А. Соколов) 67
Рейнский бассейн (Б. А. Соколов) 67
Тюрингский бассейн (Б. А. Соколов) 71
§ 8. Группа предгорных бассейнов Альпийской складчатой области (И. В. Высоцкий, Б. А. Соколов) 73
Аквитанский бассейн (Б. А. Соколов) 74
Ронский бассейн (Б. А. Соколов) 79
Среднеевропейский бассейн (Б. А. Соколов) 81
Северо-Предкарпатский бассейн (И. В. Высоцкий) 87
Предкарпатско-Балканский бассейн (И. В. Высоцкий) 91
Северо-Черноморский нефтегазоносный бассейн (И. В. Высоцкий) . . 102
§ 9. Группа бассейнов Пиренейского полуострова (Б. А. Соколов) 105
§ 10. Группа центрально-средиземноморских бассейнов (Б. А. Соколов) . . 109
Адриатический и Вале Латина бассейны (Б. А. Соколов) 109
Сицилийский бассейн (Б. А. Соколов) 113
§ 11. Группа малых внутренних бассейнов Альп и Карпат (И. В. Высоцкий, Б. А. Соколов) 115
Венско-Моравский бассейн (Б. А. Соколов) 115
Центрально-Карпатский бассейн (И. В. Высоцкий) 119
§ 12. Группа центральных внутриальпийских бассейнов (И. В. Высоцкий) 120
Паннонский нефтегазоносный бассейн (И. В. Высоцкий) 120
Трансильванский газоносный бассейн (И. В. Высоцкий) 126
§ 13. Группа бассейнов Балканского полуострова (Б. А. Соколов) 129
Фессалийский бассейн (Б. А. Соколов) 129
Фракийский бассейн (Б. А. Соколов) 129
§ 14. Группа внутренних бассейнов Русской платформы (И. О. Брод) 130
Среднерусский бассейн (И. О. Брод) 131
Мезенско-Камский бассейн (И. О. Брод) 133
§ 15. Группа предуральских бассейнов (И. О. Брод) 136
Тимано-Печорский бассейн (И. О. Брод) 136

Стр.
Сылвинский бассейн (И. О. Брод) . . . 140
§ 16. Группа южных окраинных бассейнов Русской платформы (И. О. Брод) 142
Северо-Каспийский бассейн (И. О. Брод) . . . 142
Белорусско-Украинский бассейн (И. О. Брод) . . . 150
§ 17. Группа предкавказско-копетдагских бассейнов (И. О. Брод) . . . 157
Азово-Кубанский бассейн (И. О. Брод) . . . 157
Среднекаспийский бассейн (И. О. Брод) . . . 164
Каракумский бассейн . . . 171
§ 18. Группа закавказских бассейнов (И. О. Брод, Б. А. Соколов) . . . 182
Восточно-Черноморский бассейн (Б. А. Соколов) . . . 182
Южно-Каспийский бассейн (И. О. Брод) . . . 187
§ 19. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 194
§ 20. Группа бассейнов Восточносибирской платформы (В. Г. Васильев) . . . 203
Иркутский нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 205
Приверхоянско-Вилюйский нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) 211
Анабаро-Ленский нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 219
Тунгусский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 222
§ 21. Группа южносибирских бассейнов (В. Г. Васильев) . . . 224
Минусинский нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 224
Рыбинский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 226
Кузнецкий возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 227
§ 22. Группа прибайкальских бассейнов (В. Г. Васильев) . . . 229
§ 23. Группа монгольских нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов (В. Г. Васильев) . . . 230
Западно-Гобийский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) 232
Восточно-Гобийский (Дзунбаинский) нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 232
Тамцакско-Хайларский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 234
§ 24. Группа приамурских бассейнов (К. Н. Кравченко) . . . 235
Зея-Буреинский бассейн (В. Г. Васильев) . . . 235
Среднеамурский (трехречья) возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 238
Ушумунский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 239
Верхнезейский и Удский возможно нефтегазоносные бассейны (В. Г. Васильев) . . . 239
Буреинский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 240
Имано-Бикинский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) 240
Даубихинский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) 240
Суйфунский возможно нефтегазоносный бассейн (К. Н. Кравченко) 240
Бассейн Сунляо (К. Н. Кравченко) . . . 241
Бассейн Фусинь (К. Н. Кравченко) . . . 245
§ 25. Группа бассейнов северо-востока СССР (В. Г. Васильев) . . . 246
Колымский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 246
Индигиро-Хромский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 248
§ 26. Группа бассейнов северной части тихоокеанских полуостровных и островных дуг (В. Г. Васильев) . . . 248
Анадырский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 250
Пенжинский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 250
Западно-Камчатский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев 251
Центральный Камчатско-Олюторский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 251
Восточно-Камчатский возможно нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 252
Сахалинский нефтегазоносный бассейн (В. Г. Васильев) . . . 253
§ 27. Группа бассейнов южной части тихоокеанских полуостровных и островных дуг (В. Г. Левинсон, К. Н. Кравченко) . . . 257
Бассейны Японских островов (В. Г. Левинсон) . . . 257
Тайваньский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 259
§ 28. Группа западно-среднеазиатских бассейнов (К. Н. Кравченко) . . . 261
Устюртский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 261
Кызылкумский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 264
Чу-Сарысуйский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 265
§ 29. Группа восточно-среднеазиатских бассейнов (К. Н. Кравченко) . . . 266
Восточно-Чуйский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 266
Балхашский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 266
Илийский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 267
Иссыккульский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 268
Нарынский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 269
§ 30. Группа южно-среднеазиатских бассейнов (К. Н. Кравченко) . . . 269

Стр.

Ферганский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 270
Афгано-Таджикский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 280
§ 31. Группа западнокитайских бассейнов (К. Н. Кравченко) . . . 286
Таримский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 286
Цайдамский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 291
Джунгарский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 295
Турфанский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 300
Бассейн Миньхэ (К. Н. Кравченко) . . . 302
§ 32. Предньяньшанский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 304
§ 33. Группа бассейнов востока и юго-востока Китайской Народной Республики (К. Н. Кравченко) . . . 307
Ордосский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 308
Северо-Китайский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 313
Восточно-Китайский (Цзянсуйский) бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 315
Бассейн Сычуань (К. Н. Кравченко) . . . 315
Бассейн Гуанси-Гуйчжоу (К. Н. Кравченко) . . . 322
Бассейны Дунтинху и Сянфан (К. Н. Кравченко) . . . 324
Бассейн Юаньшуй (К. Н. Кравченко) . . . 324
Алашаньский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 324
Чжаошуйский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 325
§ 34. Группа бассейнов Иранского нагорья (В. Б. Оленин) . . . 326
Бассейн Дешт-Кевир (В. Б. Оленин) . . . 328
§ 35. Бассейны Ближнего Востока (В. Б. Оленин) . . . 329
Восточно-Средиземноморский бассейн (В. Б. Оленин) . . . 329
Бассейн Персидского залива (В. Б. Оленин) . . . 332
§ 36. Группа предгималайских бассейнов (К. Н. Кравченко) . . . 345
Индский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 345
Гангский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 353
Бенгальский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 354
Ассамский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 354
§ 37. Группа бассейнов Индостанского полуострова (К. Н. Кравченко) . . . 357
Камбейский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 357
Прочие прибрежные бассейны Индостанского полуострова (Коромандельский и Малобарский) (К. Н. Кравченко) . . . 358
§ 38. Группа бассейнов Индокитайского полуострова (К. Н. Кравченко) . . . 358
Ирравадийско-Андаманский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 358
Индосинийский бассейн (К. Н. Кравченко) . . . 364
§ 39. Группа бассейнов Зондского архипелага и Западной Новой Гвинеи (В. Г. Левинсон) . . . 365
Зондские бассейны (В. Г. Левинсон) . . . 365
Бассейн Волгелкоп (В. Г. Левинсон) . . . 373

Глава IV. **Нефтегазоносные бассейны Австралии и Океании (В. Г. Левинсон)** . . . 377

§ 40. Обзор распространения нефтегазоносных бассейнов (В. Г. Левинсон) 377
§ 41. Группа бассейнов Австралийского континента (В. Г. Левинсон) . . . 378
Западно-Австралийский бассейн (Карнарвон) (В. Г. Левинсон) . . . 378
Средне-Австралийский бассейн (В. Г. Левинсон) . . . 380
Южно-Австралийский бассейн (Джипслэнд) (В. Г. Левинсон) . . . 381
§ 42. Группа бассейнов Океании (В. Г. Левинсон) . . . 382
Арафурский бассейн (В. Г. Левинсон) . . . 382
Северо-новогвинейские бассейны (В. Г. Левинсон) . . . 384
Новокаледонский бассейн (В. Г. Левинсон) . . . 385
Новозеландский бассейн (В. Г. Левинсон) . . . 386

Глава V. **Нефтегазоносные бассейны Африки (Б. А. Соколов)** . . . 387

§ 43. Обзор распространения нефтегазоносных бассейнов (Б. А. Соколов) . . . 387
§ 44. Группа бассейнов Атласских гор (Б. А. Соколов) . . . 388
Марокканский (Западно-Атласский) бассейн (Б. А. Соколов) . . . 390
Северо-Атласский бассейн (Б. А. Соколов) . . . 393
Центрально-Атласский бассейн (Б. А. Соколов) . . . 394
Восточно-Атласский (Тунисский) бассейн (Б. А. Соколов) . . . 395
§ 45. Группа бассейнов северной Африки (Б. А. Соколов) . . . 395
Сахарский нефтегазоносный бассейн (Б. А. Соколов) . . . 395
Ливийский нефтегазоносный бассейн (Б. А. Соколов) . . . 402
§ 46. Группа северных внутренних бассейнов Африканский платформы (Б. А. Соколов) . . . 403
Эльджуфский бассейн (Б. А. Соколов) . . . 403
Дололлбосский бассейн (Б. А. Соколов) . . . 403
Бассейн р. Вольта (Б. А. Соколов) . . . 404

Стр.

§ 47. Группа южных внутренних бассейнов Африканской платформы (Б. А. Соколов) . . . 404
Бассейн р. Конго (Б. А. Соколов) . . . 404
Калахарский нефтегазоносный бассейн (Б. А. Соколов) . . . 405
Нефтегазоносный бассейн Карру (Б. А. Соколов) . . . 407
§ 48. Группа западных прибрежных бассейнов Африканской платформы (Б. А. Соколов) . . . 409
Западно-Африканский нефтегазоносный бассейн (Б. А. Соколов) . . . 409
Нефтегазоносный бассейн Гвинейского залива (Б. А. Соколов) . . . 410
§ 49. Группа восточных прибрежных бассейнов Африканской платформы (Б. А. Соколов) . . . 416
Восточно-Африканский нефтегазоносный бассейн (Б. А. Соколов) . . . 417
Мозамбикский бассейн (Б. А. Соколов) . . . 417
Мадагаскарский нефтегазоносный бассейн (Б. А. Соколов) . . . 419
§ 50. Группа бассейнов северной части Восточной Африки (Б. А. Соколов) . . . 420
Нефтегазоносный бассейн Красного моря (Б. А. Соколов) . . . 420
Нефтегазоносный бассейн Аденского залива (Б. А. Соколов) . . . 423
§ 51. Бассейны южной части Восточной Африки (Б. А. Соколов) . . . 424

Глава VI. **Нефтегазоносные бассейны Северной Америки** . . . 425

§ 52. Обзор распространения нефтегазоносных бассейнов (В. Г. Левинсон, В. Б. Оленин) . . . 425
§ 53. Группа внутренних бассейнов Североамериканской платформы (В. Б. Оленин) . . . 426
Мичиганский бассейн (В. Б. Оленин) . . . 426
Иллинойский (Восточный внутренний) бассейн (В. Б. Оленин) . . . 430
§ 54. Группа западных бассейнов Североамериканской платформы (В. Г. Левинсон) . . . 433
Западный внутренний бассейн (В. Г. Левинсон) . . . 433
Пермский бассейн (В. Г. Левинсон) . . . 442
§ 55. Бассейн Мексиканского залива (В. Г. Левинсон) . . . 448
§ 56. Предаппалачский бассейн (В. Б. Оленин) . . . 460
§ 57. Восточно-Канадский бассейн (В. Б. Оленин) . . . 464
§ 58. Прибрежно-Атлантический бассейн (В. Г. Левинсон) . . . 466
§ 59. Группа предкордильерских бассейнов (В. Б. Оленин) . . . 468
Северо-Аляскинский бассейн (В. Б. Оленин) . . . 468
Западно-Канадский бассейн (В. Б. Оленин) . . . 471
Уиллистонский бассейн (В. Б. Оленин) . . . 480
§ 60. Группа северных внутрикордильерских бассейнов (В. Б. Оленин) . . . 485
Бассейн Центральной Аляски (В. Б. Оленин) . . . 485
§ 61. Группа южных внутрикордильерских бассейнов (В. Г. Левинсон) . . . 486
Бассейны Скалистых гор (В. Г. Левинсон) . . . 486
Бассейн Паско (В. Г. Левинсон) . . . 493
§ 62. Северная группа западно-кордильерских бассейнов (В. Б. Оленин) . . . 493
Южно-Аляскинские бассейны (В. Б. Оленин) . . . 493
§ 63. Центральная группа западно-кордильерских бассейнов (В. Г. Левинсон) . . . 494
Бассейн Фрейзер (В. Г. Левинсон) . . . 494
Прибрежно-Тихоокеанский бассейн (В. Г. Левинсон) . . . 495
§ 64. Южная группа западно-кордильерских бассейнов (Калифорнийские бассейны) (В. Г. Левинсон) . . . 495

Глава VII. **Нефтегазоносные бассейны Центральной и Южной Америки** (В. Г. Левинсон) . . . 503

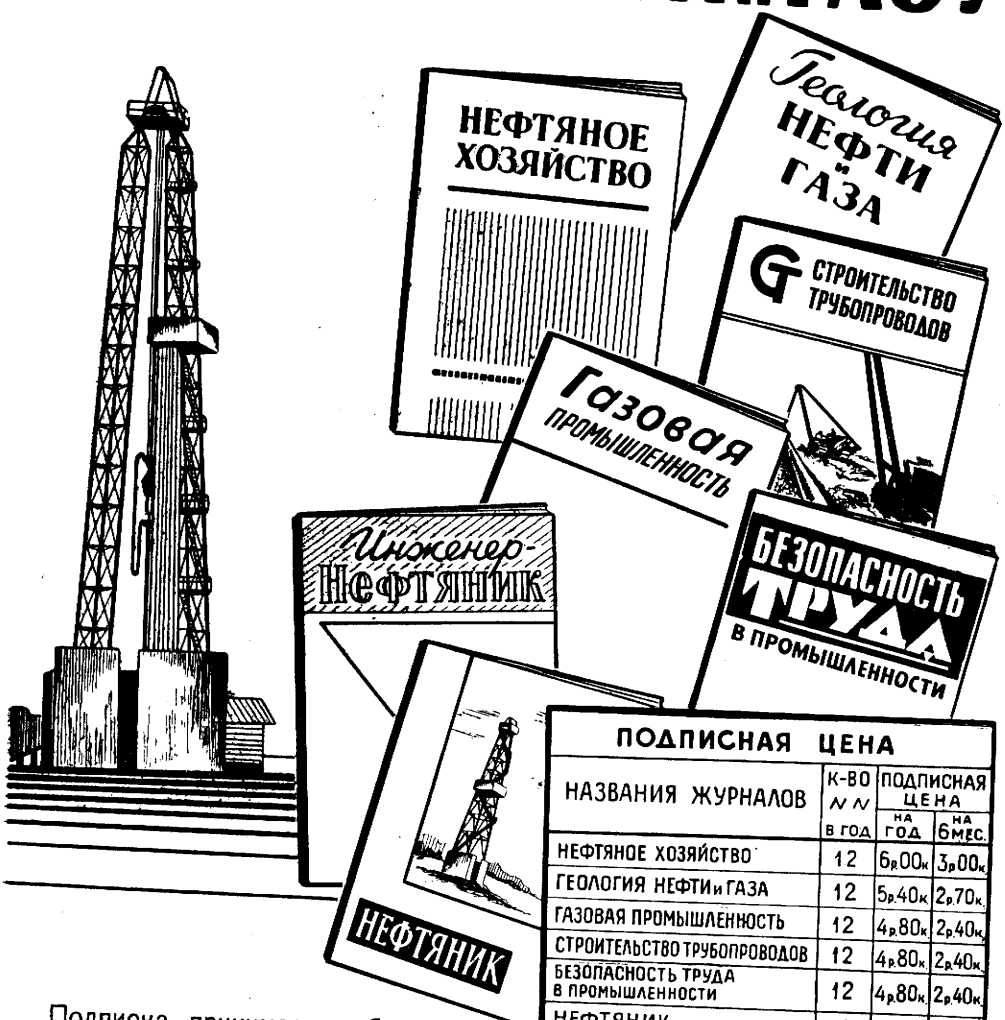
§ 65. Обзор распространения нефтегазоносных бассейнов . . . 503
§ 66. Группа Карибских бассейнов . . . 504
Кубинские (Северо-Кубинский и Южно-Кубинский) бассейны . . . 504
Гаитийский бассейн . . . 506
Прибрежно-Карибский бассейн . . . 506
§ 67. Группа внутренних бассейнов Южноамериканской платформы . . . 507
Нижнеамазонский бассейн . . . 507
Бассейн Маранъяо . . . 511
Паранский бассейн . . . 511
§ 68. Группа прибрежно-атлантических бассейнов Южно-американской платформы . . . 513
Бассейн Баийя (Тодос-Сантос, Реконкаво) . . . 513
Бассейн Сержипе-Алагоас . . . 516
Бассейны Северовосточный Прибрежный и Эспирито Санто-Кампос . . . 518
§ 69. Северная группа прендандийских бассейнов . . . 518
Восточно-Венесуэльский бассейн . . . 518

Стр.

Бассейн Туй-Кариако 528
Западно-Венесуэльско-Колумбийский бассейн 529
§ 70. Центральная группа предандийских бассейнов 530
Верхнеамазонский бассейн 531
Центрально-Предандийский бассейн 534
§ 71. Южная группа предандийских бассейнов 538
Бассейн Мендоса 538
Бассейн Неукен 540
Патагонский бассейн 542
Южно-предандийский бассейн 544
§ 72. Северная группа внутриандийских бассейнов 546
Бассейны Колумбийский и Каука 546
Маракаибский бассейн 551
Бассейн Токуйо 558
§ 73. Центральная группа внутриандийских бассейнов 560
Титикакский бассейн 560
Бассейн Центральной (Продольной) долины 561
§ 74. Гуаякильский бассейн 561

Глава VIII. **Распределение добычи и запасов нефти и газа по типам нефтегазоносных бассейнов и по возрасту нефтегазоносных толщ** (И. О. Брод, М. С. Львов) . . 565

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА ЖУРНАЛЫ ПО НЕФТИ и ГАЗУ



ПОДПИСНАЯ ЦЕНА

НАЗВАНИЯ ЖУРНАЛОВ	К-ВО NN в год	ПОДПИСНАЯ ЦЕНА на год	ПОДПИСНАЯ ЦЕНА на 6 мес.
НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО	12	6р.00к.	3р.00к.
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ и ГАЗА	12	5р.40к.	2р.70к.
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ	12	4р.80к.	2р.40к.
СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ	12	4р.80к.	2р.40к.
БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ	12	4р.80к.	2р.40к.
НЕФТЯНИК	12	3р.60к.	1р.80к.
ИНЖЕНЕР-НЕФТЯНИК	12	21р.00к.	10р.50к.

Подписка принимается без ограничения в пунктах „Союзпечати" почтамтах, конторах и отделениях связи, общественными распространителями печати на заводах, фабриках, шахтах, промыслах и стройках, совхозах, в учебных заведениях и учреждениях

Авторы:

Брод И. О., Васильев В. Г., Высоцкий И. В.,
Кравченко К. Н., Левинсон В. Г., Львов М. С.,
Оленин В. Б., Соколов Б. А.

Нефтегазоносные бассейны земного шара

Ведущий редактор *П. Р. Ершов*
Технический редактор *Л. Д. Старостина*
Корректоры: *Т. В. Чирикова, Л. М. Емельянова*

Подписано к набору 3/IX 1964 г.
Подписано к печати 4/I 1965 г.
Формат 70×108¹/₁₆. Печ. л. 38 с 2 вкл. Усл. печ. л. 53,2.
Уч.-изд. л. 52,85. Тираж 1320 экз. Т-00510.
Зак. № 2303/564—7. Цена 3 р. 85 к. Индекс 1—4—1.
Объявлено в дополн. темплане
издательства «Недра» 1964 г. № 10

Издательство «Недра».
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Ленинградская типография № 14
«Красный Печатник» Главполиграфпрома
Государственного комитета
Совета Министров СССР по печати.
Московский проспект, 91.