ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ

СПРАВОЧНИК

ТОМ 2, КНИГА 2

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

Под редакцией доктора геолого-минералогических наук *И. В. ВЫСОЦКОГО*

ИЗДАТЕЛЬСТВО «Н Е Д Р А»
Москва 1968

УДК 550 553.98 (4 + 5 + 6 + 7/8 + 93/94) (083)

Геология нефти, справочник, том 2, книга 2. Нефтяные месторождения зарубежных стран. Под редакцией доктора геол.-минер. наук И. В. Высоцкого. 1968 г.

Материалы по характеристике нефтяных и газовых месторождений зарубежных стран приведены для крупных нефтегазоносных бассейнов или нефтегазоносных районов. В кратких очерках этих бассейнов или районов содержатся данные по стратиграфии, тектонике, характеристике региональных нефтегазоносных толщ. Специальным очеркам предшествует краткий обзор истории открытия месторождений нефти и газа.

В характеристике нефтяных месторождений приводятся сведения по глубине залегания, мощности, коллекторским свойствам продуктивных пластов. В справочнике подробно описаны наиболее крупные месторождения нефти или месторождения, имеющие специфические особенности геологического строения.

Таблиц 283, иллюстраций 428, библиографий 287.

2—9—4
18—67

ОТ РЕДАКТОРА

Общее количество нефтяных и газовых месторождений в зарубежных странах составляет примерно 15 тыс. Сведения об их строении, условиях залегания нефти в них, закономерностях пространственного размещения и другие данные встречаются в большом количестве публикаций. Это весьма затрудняет подбор и анализ необходимого материала. Настоящий справочник имеет целью частично заполнить этот пробел в литературе и содержит характеристику геологических условий нахождения и строения месторождений нефти и газа в зарубежных странах.

Справочник построен по следующей схеме. Данные по месторождениям рассматриваются по отдельным странам материков или крупных частей их (для Азии). Описанию месторождений предшествует обзор размещения и краткая характеристика нефтегазоносных бассейнов материков. Отдельные страны рассматриваются в последовательности, определяемой их положением относительно крупного нефтегазоносного бассейна (объединяющего несколько стран) или группы рядом расположенных однотипных бассейнов. Каждой стране, имеющей на своей территории месторождения нефти или газа, посвящен самостоятельный параграф. Описание начинается с краткого общего геолого-тектонического районирования страны с выделением в ее пределах нефтегазоносных бассейнов или элементов нефтегазоносного бассейна. В этом разделе приведены краткие сведения по истории поисков месторождений, методике, применяемой для выявления их структурных форм, годы открытия отдельных месторождений или нефтегазоносных районов, указано распределение месторождений по стране, общее их количество, перечислены наиболее крупные месторождения и т. п. В разделе «Стратиграфия и распределение нефтегазоносности» охарактеризован литолого-стратиграфический разрез осадочной толщи нефтегазоносного бассейна, части его или области, района, а также распределение нефтегазоносности по описанному разрезу, особенности продуктивных толщ или отдельных продуктивных пластов, их коллекторские свойства. Сведения о строении месторождений нефти и газа даны в разделе «Структурные формы месторождений и типы залежей. Характеристика отдельных месторождений». Здесь приведена классификация и описаны структурные формы месторождений и заключенные в них типы залежей нефти и газа, дана характеристика отдельных месторождений, наиболее типичных для данной территории, а также месторождений, выделяющихся по размерам или особенностям залегания нефти и (или) газа. В странах, где количество месторождений незначительно, допущено отклонение от общей схемы расположения материала, так как представляется возможным описать все или большую часть месторождений, не прибегая к их типизации. Такие сведения, как характеристика свойств нефтей и газов, химическая характеристика пластовых вод, динамические параметры залежей, в данной книге не описываются, так как представляют материал специальных справочников. В конце книги приведены сведения по добыче нефти в отдельных странах

в разные годы, сведения о запасах нефти, о количестве эксплуатационных скважин и годовых дебитах нефти.

Справочник не снабжен полной библиографией. Такая библиография только за последние 30 лет должна была бы включить не менее 20 тыс. публикаций. В приведенных по каждой стране или континенту в целом списках литературы указаны лишь самые последние и наиболее важные публикации, использованные при составлении справочника.

Настоящая работа представляет по существу первую попытку систематизации справочных сведений по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Работа, несомненно, не лишена недостатков. Авторы и редактор будут весьма благодарны читателям, приславшим свои замечания.

Принятые сокращения

Месторождения газовые (г), нефтегазовые (нг), нефтяные (н). Цифра со звездочкой — год открытия месторождения.

ГЛАВА I

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЕВРОПЫ

Нефтяные и газовые месторождения имеются в большинстве государств Центральной и Южной Европы. Неизвестны они в странах Скандинавского полуострова; в Швейцарии, Дании и Греции притоки нефти или газа получены лишь в единичных скважинах.

Основная часть месторождений нефти и газа Европы связана с впадинами (бассейнами) эпигерцинской платформы. Наиболее крупным по размерам и количеству месторождений является Центрально-Европейский бассейн, протягивающийся широтно в центральной части Западной Европы от Восточной Англии через Нидерланды, ФРГ, ГДР, Польшу до западных границ СССР; в его пределах насчитывается около 200 нефтяных и газовых месторождений. На западе Европы нефтяные месторождения сравнительно недавно открыты в Парижском бассейне и на его северо-западном продолжении — юге Англии (район Портсмута). В среднем течении Рейна в грабене находится ряд нефтяных месторождений Пфальца (ФРГ) и Эльзаса (Франция).

Второе место по распространению месторождений занимают бассейны, связанные с предгорными прогибами альпийской складчатой системы юга Европы и прилегающими участками платформ: Аквитанский и Ронско-Бресский во Франции, обширный Предальпийский преимущественно в ФРГ (Баден-Вюртенберг, Бавария), Северо-Предкарпатский в Польше, крупный Предкарпатско-Балканский в Румынии и Болгарии.

Внутри альпийской складчатой системы выделяются нефтегазоносные бассейны межгорных и внутригорных впадин. К первому типу относится крупный Паннонский бассейн, занимающий Малую и Большую Средне-Дунайскую низменность Венгрии, преддинарскую часть Югославии, западную окраину Румынии, небольшой Трансильванский газоносный бассейн в Румынии и Адриатический бассейн в Северной и Восточной Италии, Албании, на значительной площади скрытый под водами Адриатического моря. Из внутренних бассейнов богатством нефтегазовых месторождений отличается Венский, расположенный в Австрии — Чехословакии; Центрально-Карпатский, или Кросненский бассейн, находится на территории Польши внутри Западных и Восточных Карпат.

Небольшой бассейн, заключенный внутри герцинид, имеется на территории ГДР (Тюрингия). Два бассейна незначительных размеров: Западно-Английский, или Честерский, представляющий небольшую платформенную впадину, и Южно-Шотландский, заключенный внутри шотландско-каледонской системы, известны в Великобритании.

§ 1. ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Нефтяные и газовые месторождения Великобритании располагаются в пределах четырех нефтегазоносных областей: Южно-Английской, Западно-Английской (Ланкашир), Восточно-Английской (Восточный Мидлендс и Северо-Восточный Йоркшир) и Южно-Шотландской (рис. 1).

Бо́льшая часть месторождений открыта в Восточно-Английской области, представляющей платформенную впадину с докембрийским фундаментом, раскрывающуюся в сторону Северного моря. В пределах этой области обнаружены 11 нефтяных и 3 газовых месторождения. На севере страны, в Центрально-Шотландской области, имеются одно газовое и одно нефтяное месторождения, связанные с небольшой впадиной, ограниченной с юга Южно-Шотландским нагорьем, а с севера Грампианскими горами, сложенными докембрийскими и нижнепалеозойскими, сильно дислоцированными и метаморфизованными породами. В Западной Англии известно одно нефтяное месторождение — Формби — в пределах впадины,

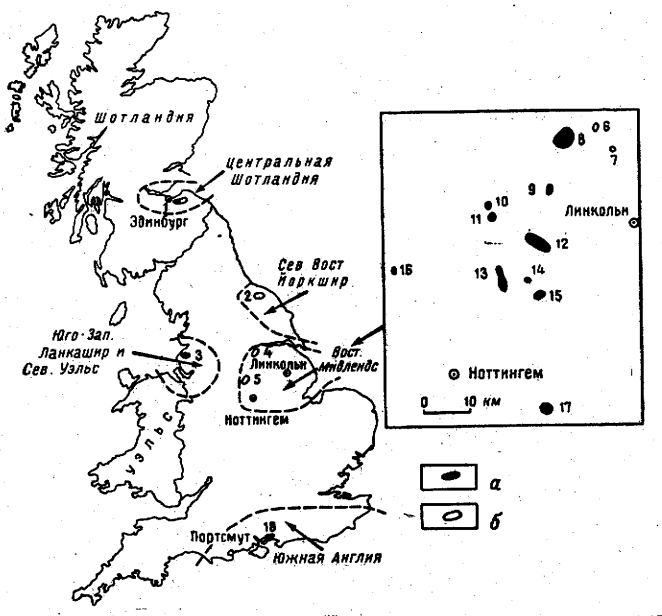


Рис. 1. Обзорная карта размещения нефтяных и газовых месторождений Великобритании.

Месторождения: *а* — нефтяные, *б* — газовые. *1* — Мидлошен и Коусленд; *2* — Эскдейл; *3* — Формби; *4* — Трамфлит; *5* — Келоу; *6* — Коррингем; *7* — Глентуорт; *8* — Гейнсборо; *9* — Саут Ливертон; *10* — Эплхед; *11* — Ботемсолл; *12* — Этмантон; *13* — Икринг — Дьюкс Вуд; *14* — Каунтон; *15* — Келхем Хиллс; *16* — Хардстофт; *17* — Плунгар; *18* — Кимеридж.

ограниченной каледонскими Камберлендскими и Пенинскими горами. Отложения каменноугольного возраста, выполняющие эту впадину, смяты в складки и перекрыты с резким угловым несогласием породами пермотриаса. Южно-Английская впадина раскрывается в пролив Ла-Манш и является северной окраиной эпигерцинской платформы, бо́льшая часть которой расположена на территории Франции. Впадина отделена от Восточно-Английской области поднятием Вельд. В Южно-Английской впадине получены незначительные притоки газа из верхнеюрских отложений на различных площадях и открыто одно нефтяное месторождение Кимеридж.

Поисковые работы проводились в 1919—1922 гг. и базировались в основном на поверхностных нефтепроявлениях, приуроченных, как правило, к каменноугольным отложениям, выходящим на поверхность; было пробурено 11 скважин на антиклинальных поднятиях. В первой же скважине в Хардстофте обнаружена нефть в промышленных количествах; месторождение Хардстофт эксплуатировалось вплоть до второй мировой войны. В этот же период в Шотландии, в Мидлошен, на своде антиклинали, сложенной песчаниками нижнего карбона, с глубины 543 *м* получено

небольшое количество нефти. Скважину перестали эксплуатировать, однако впоследствии в 1937 г. при бурении новой скважины в 120 *м* от старой были встречены промышленные притоки из того же горизонта. С конца 30-х годов начинают разведываться территории, где каменноугольные отложения перекрыты чехлом более молодых осадков. В 1939 г. в Восточном Мидлендсе обнаружена нефтеносная площадь Икринг. В 1941 г. на том же поднятии открыта залежь Дьюкс Вуд. За этими открытиями последовал ряд других: в 1941 г. — Келхем Хиллс, в 1943 г. — Каунтон и Ноктон. С 1943 по 1953 г. интенсивность нефтепоисковых работ несколько снизилась. С 1953 г. после открытия месторождения Плунгар был обнаружен ряд других месторождений. В 1955 г. на поднятии, выявленном с помощью сейсморазведки, открыто месторождение Эгмантон. С 1959 по 1966 г. открыто восемь месторождений: семь в Восточном Мидлендсе и одно — Кимеридж — на юго-востоке Англии (Дорсет) [1]. В семи скважинах, пробуренных на расстоянии до 70 *км* от берега, получены промышленные притоки газа.

Таблица 2

Распределение продуктивных отложений в разрезе нефтегазоносных областей Великобритании

Возраст	Название	Литологический состав, коллекторские свойства	Мощность, *м*	Состав залежи	Примеры месторождений
Доггер	Корнбраш	Известняки трещиноватые	—	Нефть	Кимеридж (Южная Англия)
Кейпер	—	Песчаники	Незначительная	»	Формби (Западная Англия)
Верхний карбон	Угленосная свита	»	То же	»	Корингем, Глентуорт, Гейнсборо, Ботемсолл (Восточная Англия)
	То же	—	4,5—15	Газ	Коусленд (Шотландия)
Средний карбон	Жерновые песчаники	Песчаники пористостью 10—15% и проницаемостью 50—100 *мд*	До 9	Нефть	Гейнсборо, Эгмантон, Плунгар (Восточная Англия)
Нижний карбон	—	Известняки с переменной пористостью и проницаемостью	—	»	Плунгар, Хардстофт, Икринг (Восточная Англия)

[1] Наиболее крупным, вероятно, является газовое месторождение Локтон, обнаруженное в 1966 г. в 11,2 *км* от Скарборо у северо-восточного побережья Иоркшира. Залежь вскрыта на глубине 1830 *м* в известняках пермского возраста. Дебит газа в первой скважине превышал 10 млн. $м^3/сутки$.

Таблица 1

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносных областей Великобритании

Система	Отдел	Ярус	Литологический состав. Мощность, м				
			Шотландия	Западная Англия	Восточная Англия	Южная Англия	
Палеоген	Олигоцен		Отложения отсутствуют	Отложения отсутствуют	Песчано-глинистые породы	Мергели, пески, озерные известняки	До 200
	Эоцен					Мергели, пески, глины, в нижней части мел	
Мел	Верхний				Вверху мел, глинистые и известковистые мергели; внизу глауконитовые пески и известняки. 100—200		
	Нижний				Глины, внизу песчаники, мергели и континентальные пески. 100—150		
Юра	Верхний (мальм)				Континентальные образования; в кровле глинистая пачка	Песчано-глинистые континентальные отложения. До 900	
	Средний (доггер)				Преимущественно оолитовые известняки. 150—300	Известняки, песчанистые известняки и мергели. 300	
	Нижний (лейас)				Глины, в нижней части известняки и мергели. 240	Глины, песчанистые мергели, песчаники с прослоями известняков. До 500	

Триас	Верхний (кейпер)			Мергели красные. 600	Красные мергели. 150—240	Континентальные образования: вверху пестроцветные мергели, внизу пестроцветные песчаники
				Грубозернистые слабосцементированные песчаники. 150—300	Красноцветные песчаники. 30—75	
				Красноцветные песчаники, мергели и галечники. 600		
	Средний и нижний			Манчестерская мергельная толща; Красные мергели с тонкими прослоями песчаников. 150	Красноцветные песчаники. 60—150	
Пермь				Коллихерская песчанистая толща; Грубозернистые песчаники. 700	Лагунные галогенные образования: доломитовые известняки, мергели. 100—300	
Карбон	Верхний	Вестфаль (угленосная свита)	Верхняя толща — красноцветные песчаники, глинистые сланцы. Средняя толща — песчаники, аргиллиты, угли. Нижняя толща — сланцы, песчаники, аргиллиты. До 300	Глинистая пресноводная толща с пластами углей и песчаников. До 1500	Континентальные образования: пески, песчаники, аргиллиты, угли. 200—500	Метаморфизованные породы фундамента
		Намюр (свита жерновых песчаников)	Песчаники, глинистые сланцы, аркозы, огнеупорные глины. Встречаются прослои углей. 150—300	Грубозернистые песчаники, переслаивающиеся с глинистыми сланцами. 600—1200	Дельтовые образования: алевролиты, аргиллиты, песчаники. 1000	

Продолжение табл. 1

Система	Отдел	Ярус	Литологический состав. Мощность, м				
			Шотландия		Западная Англия	Восточная Англия	Южная Англия
Карбон	Нижний	Визе	Свита известняков	Чередующиеся известняки, глинистые сланцы и угли. 30—900	Рифогенные известняки, содержащие мощные пачки глин. 300—1500	Известняки, в верхней части глины; встречаются эффузивные образования. 150—1000	Метаморфизованные породы фундамента
			Свита горючих сланцев	Песчаники, глинистые и битуминозные сланцы. 900			
		Турне	Свита известковистых песчаников	«Феллские песчаники» с прослоями сланцев и углей. 30	Массивные коралловые и криноидные известняки с подчиненными прослоями глинистых сланцев. 30—150	Конгломераты с прослоями известняков. 600	
				«Цементные камни»: красные песчаники, черные и зеленые сланцы с прослоями известняков и гипсов. 120			
Девон			Континентальные красноцветные пески и песчаники. 3000		Красноцветные песчаники. 1000	Континентальные песчано-конгломератовые образования. 1000	
Силур—кембрий					Метаморфизованные породы фундамента		

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Наиболее древние осадочные отложения, выполняющие нефтегазоносные впадины, — девонские (разрез Южно-Английской впадины начинается пермо-триасовыми толщами). Широко распространены каменноугольные и пермо-триасовые породы, значительно меньше — юрские и меловые (табл. 1). Основные продуктивные горизонты сосредоточены в верхнекаменноугольных песчаниках — в свите жерновых песчаников и угленосной свите. Четкой выдержанности этих горизонтов в разрезе не наблюдается: если в одних месторождениях продуктивны базальные горизонты свит, то в других — средние и верхние части свит. Продуктивны песчаники, чередующиеся с аргиллитами, обычно плохо отсортированные. Проницаемость их весьма непостоянна и меняется от 1 до 1000 *мд*; пористость колеблется от 10 до 15%. Небольшое количество нефти получают из песчаников кейпера, известняков средней юры и нижнего карбона (табл. 2).

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Подавляющая часть месторождений приурочена к сравнительно просто построенным брахиантиклиналям. В Восточном Мидлендсе — основной нефтедобывающей области — брахиантиклинали образуют антиклинальные зоны, ориентированные в меридиональном и северо-западном направлениях. Амплитуда поднятий обычно не превышает 300 *м*. Складки часто имеют тенденцию к асимметрии, причем более крутые юго-западные или западные крылья. Они нередко осложнены сбросами с амплитудой смещения от первых метров до 100—150 *м* (рис. 2). Месторождения многопластовые. Залежи преимущественно пластовые сводовые, в некоторых случаях тектонически и стратиграфически экранированные, например Формби.

Месторождение Гейнсборо наиболее крупное. Открыто в 1959 г. В плане имеет округлую форму. Площадь нефтегазоносности 7,8 *км*^{2}. Приурочено к пологой куполовидной складке. Эксплуатируются шесть пластов песчаников, сосредоточенных

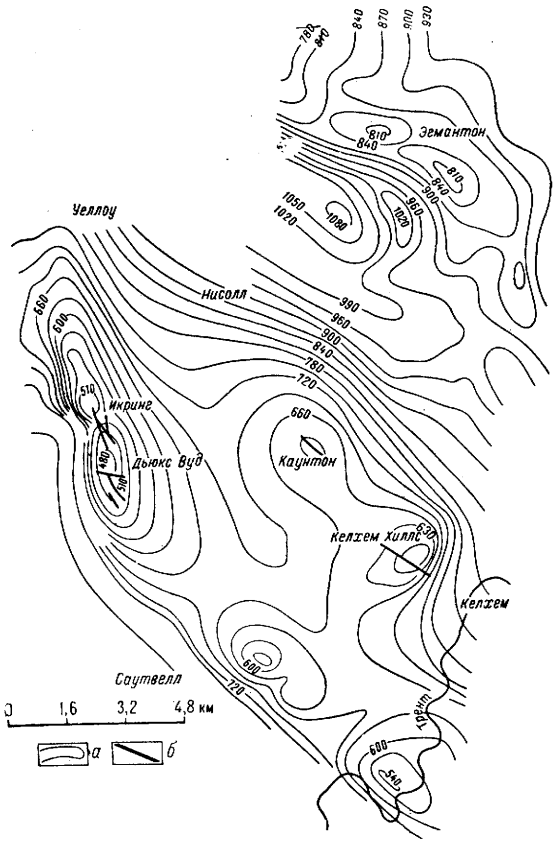


Рис. 2. Структурная карта кровли жерновых песчаников месторождений Икринг — Дьюкс Вуд, Эгмантон, Каунтон и Келхем Хиллс (по H. R. Warman, K. H. Roberts и др., 1965).

а — изолинии глубин в *м*; *б* — разрывы

в пределах 390-метровой угленосной свиты и 60-метровых жерновых песчаников. Средняя глубина скважин 1410 *м*. Основные запасы нефти содержатся в песчаниках, приуроченных к нижней части угленосной свиты и к верхней части свиты жерновых песчаников. Добыча нефти в 1966 г. составляла 22 тыс. *т*.

Месторождение Ботемсолл расположено в 20 *км* к юго-западу от Гейнсборо. Занимает сводовую часть куполовидной структуры, осложненной

Таблица 3

Распределение и характеристика продуктивных отложений основных месторождений нефти и газа Великобритании

Месторождение, год открытия	Возраст	Литологический состав, коллекторские свойства	Глубина, *м*	Состав залежи (содержание, %; плотность, *г/см³*)	Нефтегазоносная область
Коусленд, 1938	Угленосная свита	Песчаники пористостью 15% и проницаемостью сотни *мд*	460—670	Газ (CH_4 95,84; C_2H_6 2,6; N_2 1,6)	Центрально-Шотландская
Формби, 1939	Кейпер	Песчаники	25,5—39	Нефть (плотность 0,854)	Западно-Английская
Икринг, 1939	Свита жерновых песчаников	»	540—750	Нефть (плотность 0,857)	Восточно-Английская
Плунгар, 1953	То же	Песчаники: мощность 0,6—9 *м*, пористость 10—15%, проницаемость 5—50 *мд*	840—932	Нефть (плотность 0,864)	То же
Эгмантон, 1955	»	Песчаники (2 продуктивных горизонта)	930—1020	Нефть (плотность 0,829)	»
Ботемсолл, 1958	Угленосная свита	Песчаники	964,5—976,5	Нефть (плотность 0,823)	»
Гейнсборо, 1959	Угленосная свита, свита жерновых песчаников	Песчаники (6 продуктивных пластов)	1000—1350 1350—1410	Нефть в отдельных горизонтах с газовой шапкой	»
Кимеридж, 1959	Средняя юра (незначительные протоки получены из оксфордских глин)	Известняки корнбраш, трещиноватые	560	Нефть	Южно-Английская
Глентуорт, 1961	Угленосная свита	Песчаники (1 продуктивный горизонт)	1080	»	Восточно-Английская

сбросом субширотного простирания. Продуктивны два пласта песчаников, залегающих в основании угленосной свиты. Залежь в основном пластовая сводовая, но из-за неравномерной проницаемости песчаников носит черты литологически экранированной. В 1966 г. получено около 33 тыс. *т* нефти.

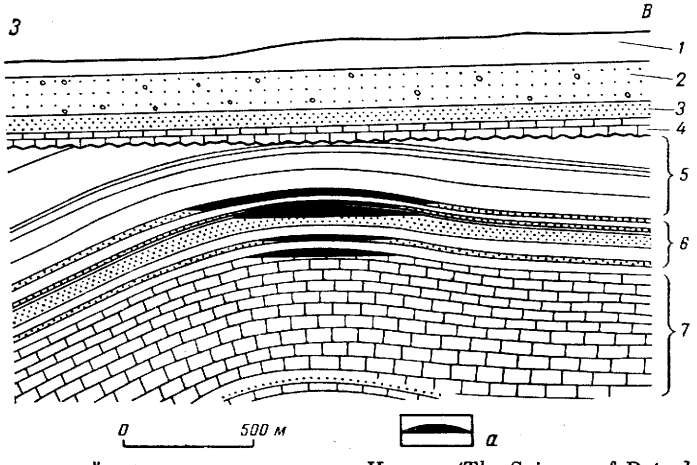


Рис. 3. Поперечный разрез месторождения Икринг (The Science of Petroleum. Oxford Univ. press, 1953).

1 — кейпер; *2*, *3* — пестрый песчаник; *2* — грубозернистая толща, *3* — пестроцветная толща; *4* — пермь; *5* — угленосная свита; *6* — свита жерновых песчаников; *7* — карбонатная свита. *а* — нефть.

Месторождение Икринг (рис. 3) открыто в 1939 г. В 1941 г. южнее этого поднятия обнаружена залежь Дьюкс Вуд. Обе площади составляют единое месторождение. Нефть приурочена к жерновым песчаникам, залегающим на глубине 540—750 *м*.

Месторождение Формби находится в провинции Ланкашир. Нефть залегает в песчаниках кейпера на глубине 60—90 *м*. Залежь приурочена к ловушке, образованной вследствие сброса и несогласного срезания песчаников кейпера глинистыми породами.

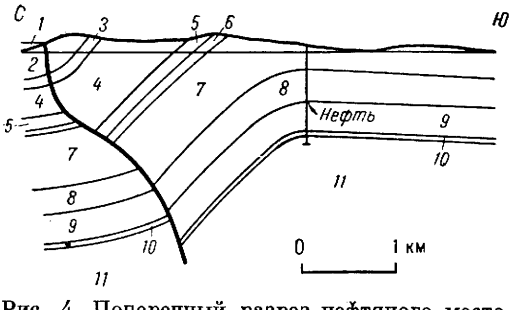


Рис. 4. Поперечный разрез нефтяного месторождения Кимеридж.

1 — эоцен; *2* — мел; *3* — гольт; *4* — вельд; *5* — пурбек; *6* — портланд; *7* — кимеридж; *8* — оксфорд; *9* — доггер, главная оолитовая серия; *10* — нижняя оолитовая серия; *11* — лейас.

На месторождении Кимеридж залежь нефти располагается в своде антиклинали с ярко выраженным асимметричным строением. Северное крыло крутое, южное слабо наклонное (рис. 4). Продуктивные известняки корнбраш залегают в кровле среднеюрских отложений на глубине 600 *м*. Незначительные притоки получены из трещиноватых оксфордских глин, лежащих приблизительно на 40 *м* выше известняков корнбраш. Добыча нефти в 1966 г. составила около 17 тыс. *т*.

Наиболее важные сведения по основным месторождениям Великобритании приводятся в табл. 3.

Следует отметить, что все нефти Великобритании характеризуются средней величиной плотности, значительным содержанием парафина, низким или средним содержанием серы.

ЛИТЕРАТУРА

Месторождения нефти и газа Великобритании. XX Международный геол. конгресс, т. II. Гостоптехиздат, 1959.

Brunstrom R. G. W. Recently discovered oilfields in Britain. Sixth World Petrol. Congress Francfort Main, Sec. 1, «Preprint», s. a., No. 49, 1963.

Lowson M. H. Oil exploration at Lulworth. Petroleum, v. 26, No. 9, p. 345—346, 1963.

Perrodon A. Esquisse géologique et petroliere de l'Europe occidental. Rev. inst. franc. petrole, v. 18, No. 2, p. 171—195, 1963.

§ 2. НИДЕРЛАНДЫ

Территория Нидерландов занимает западную часть Центрально-Европейского нефтегазоносного бассейна и представляет платформенную область с палеозойским фундаментом. Нефтяные и газовые месторождения

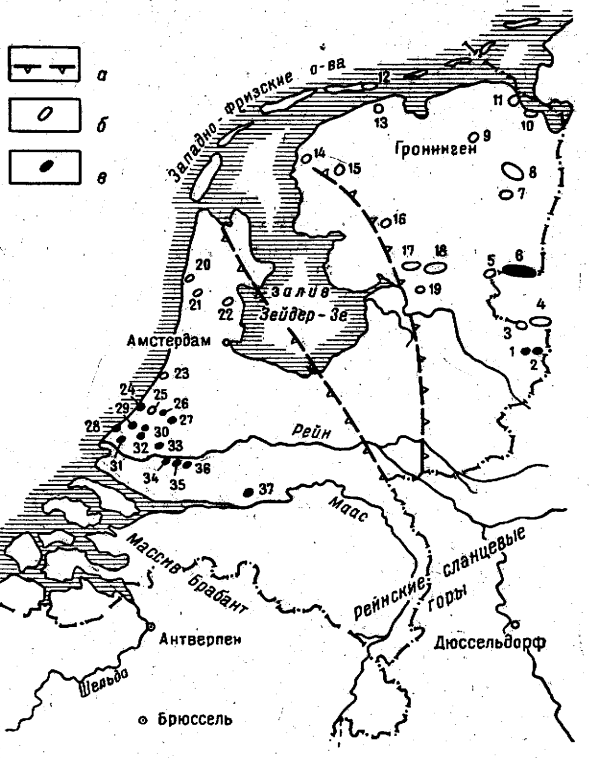


Рис. 5. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в Нидерландах.

а — Центрально-Нидерландский вал; месторождения: *б* — газовые, *в* — нефтяные. *1* — Россум, *2* — Де-Лютте, *3* — Тюберген, *4* — Денекамп, *5* — Кеворден, *6* — Шонебек, *7* — Аннервен, *8* — Слохтерен; *9* — Тен Боер; *10* — Дельфицил; *11* — Бирум; *12* — Амеланд; *13* — Блийя; *14* — Харлинген; *15* — Варга; *16* — Соннега; *17* — Ваннепервен; *18* — Де-Вик; *19* — Стафорст; *20* — Эгмонд; *21* — Шермер; *22* — Миддели; *23* — Ноордвик; *24* — Вассенар; *25* — Леджедам; *26* — Цоетермеер; *27* — Моеркапел; *28* — Монстер; *29* — Риисвик; *30* — Пинакер; *31* — Де-Лир; *32* — Дельфт; *33* — Беркел; *34* — Ийзельмонд; *35* — Ридеркерк; *36* — Албассердам, *37* — Андел.

приурочены к двум впадинам, расположенным на западе и северо-востоке страны (рис. 5). Впадины четко разделены Центрально-Нидерландским валом, который простирается с юго-юго-востока на северо-северо-запад и является продолжением горста Гельдерн-Крефельд (ФРГ), выраженного в рельефе Рейнских сланцевых гор. Осадочные породы в пределах этих впадин смяты в пологие антиклинали, образующие зоны. На западе страны они простираются преимущественно на северо-северо-запад,

а на востоке почти широтно. В формировании современного структурного плана северо-восточных Нидерландов существенную роль сыграла соляная тектоника.

Выявление в 1935 г. вблизи Ганновера месторождений нефти положило начало широкому развитию нефтегазопоисковых работ. В стране проводятся гравиметрические и сейсморазведочные работы и мелкое бурение, позволившие открыть в 1943 г. первое нефтяное месторождение Шонебек. В 1948 г. открыто первое газовое месторождение Кеворден. С 1948 по 1953 г. обнаружен ряд небольших газовых месторождений — Де-Вик, Стафорст, Тюберген и др. — на северо-востоке страны. С 1953 г. небольшая, но все увеличивающаяся добыча нефти стала производиться на месторождениях, выявленных в Западных Нидерландах между Гаагой и Роттердамом: Вассенар, Рийсвик, Ийзельмонд, Ридеркерк, Андел и др. В августе 1959 г. на северо-востоке Нидерландов, в провинции Гронинген, открыто крупнейшее в Европе месторождение газа Слохтерен; с вводом его в эксплуатацию добыча газа в стране возросла с 250 млн. $м^3$ в 1959 г. до 720 млн. $м^3$ в 1964 г. Вслед за этим началась интенсивная разведка недр в провинции Гронинген, что привело к обнаружению на северо-востоке крупнейшей газоносной области, включающей месторождения Дельфицил, Тен Боер, Слохтерен, Аннервен. В связи с этими открытиями усиливаются поисковые работы на всем побережье Северного моря. Впервые ставится бурение в акватории и на Западно-Фризских островах. Активизация нефтегазопоисковых работ на территории Северного моря наблюдается во всех странах, имеющих выход к нему. В 1965 г. достигнуто соглашение о разделе Северного моря на секторы между Великобританией, Норвегией, Данией, ФРГ, Нидерландами и Бельгией (рис. 6). В 1964 г. в Нидерландах пробурено около 20 поисковых скважин и открыто несколько газовых месторождений: в Северной Голландии — Шермер, Миддели, Эгмонд; на о. Амеланд и во Фрисландии — Блийя, Харлинген.

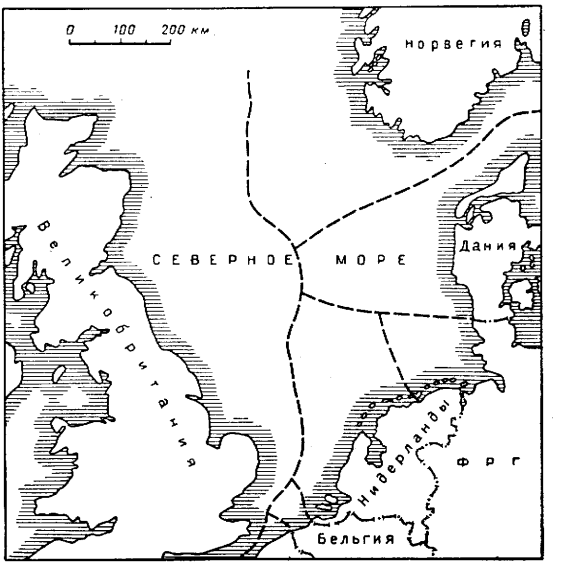


Рис. 6. Раздел акватории Северного моря для поисков газовых месторождений.

Из общей годовой добычи нефти, в 1964 г. составившей 2,2 млн. $т$, на долю западных месторождений приходится 1,3 млн. $т$, на долю восточных — 900 тыс. $т$. Около половины добычи газа обеспечивается восточными месторождениями, $^1/_3$ — западными и $^1/_5$ — северными.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В строении осадочного чехла принимают участие породы от верхнего палеозоя до четвертичного периода включительно. Наиболее древними отложениями, вскрытыми скважинами, являются нижнепермские

Таблица 4

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносных областей Нидерландов

Система	Отдел	Ярус	Литологический состав	Максимальная мощность, м	
				Западные Нидерланды	Восточные Нидерланды
Четвертичная			Песок и гравий	380	290
Неоген	Плиоцен		Глины песчанистые, местами песчаники. Низы плиоцена на востоке отсутствуют	480	260
	Миоцен		Песок глинисто-карбонатный, местами лигнит. Нижний миоцен отсутствует	385	200
Палеоген	Олигоцен		Глины, нижний олигоцен отсутствует	190	570
	Эоцен		Песчаники, глины, в основании прослои туфогенных пород. Распространены локально	460	470
	Палеоцен		Глины, в основании песчанистые известняки	70	95
Мел	Верхний	Сенон	Мел с прослоями глин в верхней части толщи	635	805
		Турон	Мел	100	135
		Сеноман	Мел и известняки	420	260
	Нижний	Альб	Глины, местами песчаники и аргиллиты. На востоке в нижнем альбе — размыв	405	285
		Апт	Мергели, глины битуминозные. На востоке значительная часть размыта	220	55
		Баррем	Глины, песчаники	500	80
		Готерив	Глины, алевролиты. На западе — только верхи готерива	175	280
		Валанжин	Глины с прослоями песчаников	35	240

Продолжение табл. 4

Система	Отдел	Ярус, надъярус	Литологический состав	Максимальная мощность, *м*	
				Западные Нидерланды	Восточные Нидерланды
Мел	Нижний	Вельд	Известковистые глины и мергели (на востоке); туфогенные породы, составляющие вместе со средним и верхним мальмом туфогенную серию, на западе. На востоке отложения мальма размыты	—	340
Юра	Мальм	Портланд Кимеридж Оксфорд			
	Доггер		Известняки и мергели с прослоями глин. В восточной части прослойки соли. Верхи доггера частично размыты	—	105
	Лейас		Глины, местами сильно битуминозные	780	320
Триас	Кейпер		Глины с прослоями известковистых песчаников и ангидритов. Средний и нижний рэт (верхний кейпер) размыт	35	280
	Раковинный известняк		Глины с прослоями песчаников, местами соль, ангидрит	35	220
	Пестрый песчаник		Глины, соль, песчаники, ангидриты и гипсы	250	900
Пермь	Верхняя (цехштейн)		На востоке соли; выделяются четыре цикла испарения, в основании каждого ангидриты, доломиты и глины. На востоке выделяются свиты: главный доломит и плитчатый доломит	130	900
	Нижняя	Ротлигенд	Песчаники с прослоями глин, местами интрузивные породы	195	240

26147

(красный лежень). Разрезы осадочного выполнения Западно- и Восточно-Нидерландской впадин приведены в табл. 4. Основные продуктивные горизонты приурочены к меловым отложениям и цехштейну, причем большинство нефтяных залежей занимает верхнюю часть мелового разреза (Западные Нидерланды); газовые скопления в основном концентрируются в пермских породах и в меньшей степени в меловых и палеогеновых (Де-Вик). Незначительные притоки нефти получены из песчаников миоцена и олигоцена в Восточных Нидерландах. В табл. 5 дана характеристика основных продуктивных горизонтов месторождений.

Таблица 5

Распределение продуктивных отложений в разрезе нефтегазоносных областей Нидерландов

Возраст	Название	Литологический состав (пористость, %; проницаемость, *мд*)	Мощность, *м*	Состав залежи (плотность, *г/см³*; содержание, %)	Примеры месторождений
Альб		Песчаник	Незначительная	Нефть и газ	Де-Лир, Рийсвик, Монстер (Западные Нидерланды)
Баррем		»	»	Нефть, плотность 0,854—0,942. Газ, CH_4 90	Дельфт, Беркел, Ийзельмонд (Западные Нидерланды) Ваннепервен, Де-Вик, Стафорст (Восточные Нидерланды)
Готерив		»	»	Нефть, плотность 0,94	Вассенар (Западные Нидерланды)
Валанжин	Бентхеймский песчаник	Песчаник, пористость 33, проницаемость 5	5—40	Нефть, плотность 0,845—0,946	Шонебек (Восточные Нидерланды) Рийсвик, Пинакер, Цоетермеер (Западные Нидерланды)
Вельд		Песчаник	Незначительная	Нефть	Андел (Западные Нидерланды)
Доггер		»	»	»	То же
Портланд		Ракушняковый известняк	—	Нефть — незначительные притоки	Шонебек (Восточные Нидерланды)
Верхняя пермь	Главный доломит	Доломит	До 50	Газ, CH_4 95; высшие — 1—2; CO_2 3—5. Небольшое количество конденсата	Кеворден, Тюберген, Де-Вик, Денекамп, Россум, Де-Лютте и др. (Восточные Нидерланды)
	Плитчатый доломит	»	До 40		
Нижняя пермь	Красный лежень (ротлигенд)	Песчаники с переменной пористостью и проницаемостью		Газ	Слохтерен, Дельфицил, Аннервен и др. (Северо-Восточные Нидерланды)

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

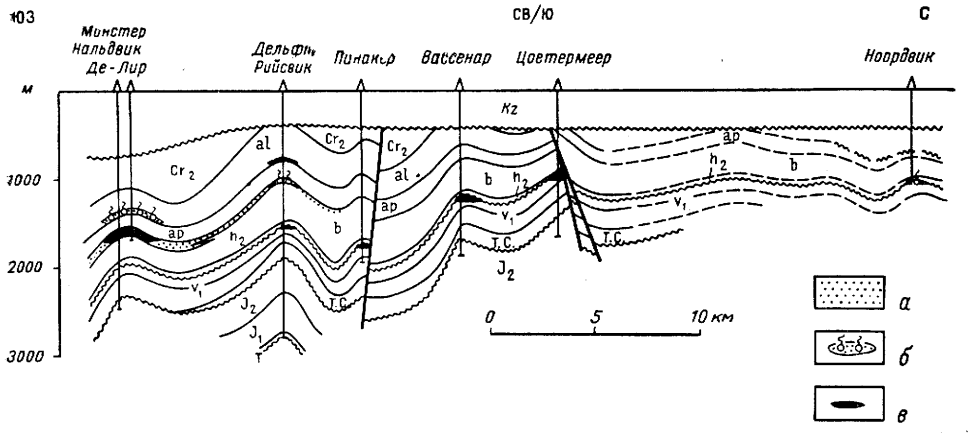
Нефтяные и газовые месторождения приурочены к пологим брахиантиклиналям, осложненным сбросами незначительной амплитуды (рис. 7). На востоке страны широко распространены соляные купола.

Преобладают залежи пластово-сводовые, в меньшей степени массивные, связанные с доломитами цехштейна и литологически экранированные (табл. 6).

Таблица 6

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Нидерландов

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Примеры месторождений	Глубина залежей, м	Состав залежи
Нормальные брахиантиклинали	Пластовые	Сводовые	Де-Вик	1200	Газ
			Ваннепервен	1500	»
			Стафорст	1490	»
			Вассенар	1560	Нефть
			Ийзельмонд и др.	930	»
		Стратиграфически и литологически экранированные	Шонебек	650—880	»
	Массивные в структурных выступах		Кеворден	2700	Газ
			Де-Вик	2650	»
			Денекамп	1850	»



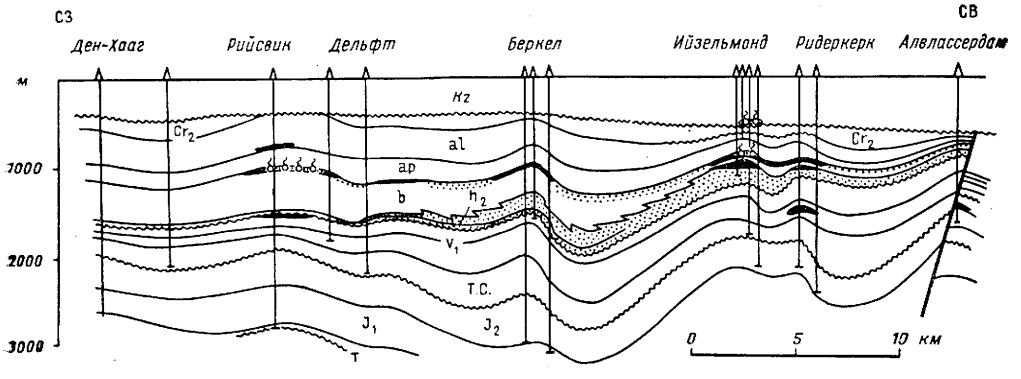


Рис. 7. Разрезы месторождений Западно-Нидерландской области.

а — зона песчаников баррема и верхнего готерива; *б* — газовая залежь; *в* — нефтяная залежь. Cr_2 — верхний мел; al — альб; ap — апт; b — баррем; h_2 — верхний готерив; V_1 — нижний валанжин; т. с. — туфовая серия; J_2 — средняя юра; J_1 — нижняя юра; T — триас.

Месторождение Шонебек нефтяное. Является крупнейшим. Расположено в Восточной части Нидерландов (рис. 8). Приурочено к антиклинальной складке широтного простирания, нарушенной серией сбро-

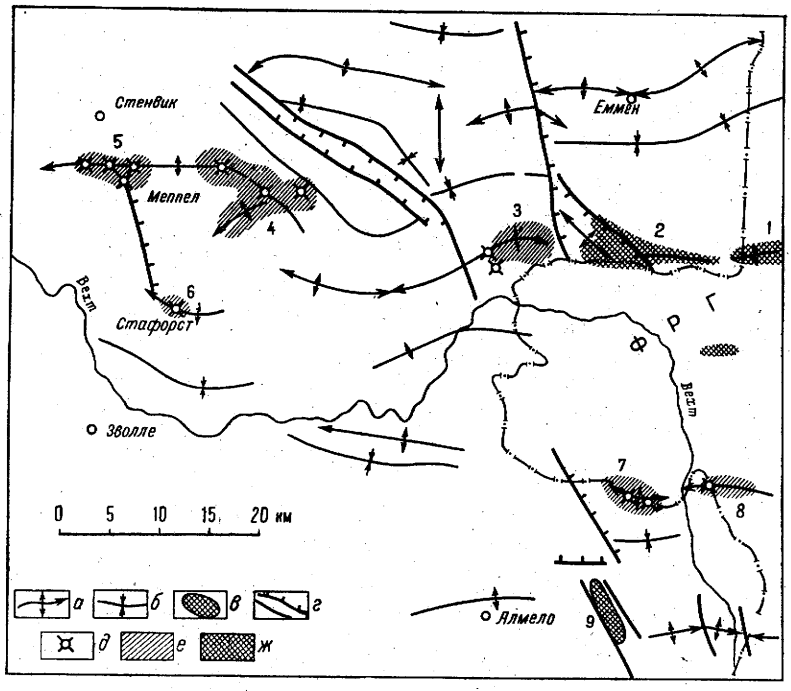


Рис. 8. Расположение антиклинальных зон и месторождений нефти и газа в Восточных Нидерландах.

а — антиклиналь; *б* — синклиналь; *в* — соляной купол; *г* — сбросы; *д* — газовая скважина; месторождения: *е* — газовые, *ж* — нефтяные. *1* — Рюлертвист; *2* — Шонебек; *3* — Кеворден; *4* — Де-Вик; *5* — Ваннепервен; *6* — Стафорст; *7* — Тюберген; *8* — Денекамп; *9* — Россум.

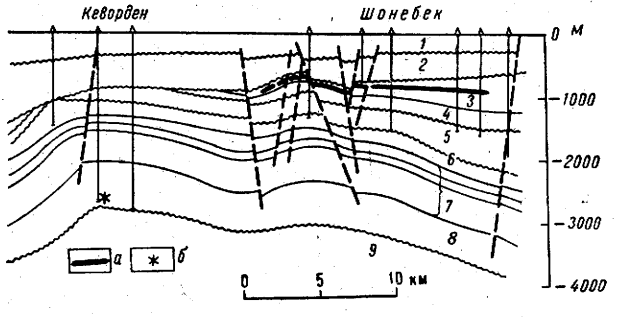


Рис. 9. Разрез месторождений Кеворден и Шонебек (по V. A. Visser, G. L. Sung, 1958).

1 — кайнозой; *2* — альб и верхний мел; *3* — готерив, валанжин, вельд; *4* — портланд; *5* — рэт — лейас; *6* — кейпер и раковинный известняк; *7* — пестрый песчаник; *8* — верхняя пермь; *9* — нижняя пермь. *а* — нефть; *б* — газ.

сов (рис. 9). Нефть добывается из трех пластов средневаланжинских песчаников, разделенных прослоями глин. Незначительные притоки получены из ракушняковых известняков портланда. Площадь месторождения около 24 $км^2$. Ловушки образованы в результате трансгрессивного срезания валанжинских песчаников альбскими мергелями и литологического выклинивания двух песчаных горизонтов. Глубина залегания основных про-

дуктивных горизонтов 650—880 *м*, мощность их колеблется от 5 до 40 *м*. Нефть тяжелая (плотность 0,904 *г/см*^{3}), парафинистая. Пластовое давление незначительное, в связи с чем для увеличения добычи нефти в пласт нагнетается горячая вода. В 1964 г. из общей среднесуточной добычи нефти в Нидерландах, равной 5,3 тыс. *т*, на месторождение приходилось 2,6 тыс. *т*.

Месторождения Ийзельмонд и Ридеркерк, следующие по значимости, приурочены к пологим антиклиналям (см. рис. 7). Основным продуктивным горизонтом является баррем. Нефть также тяжелая (0,904—0,942 *г/см*^{3}) с высоким содержанием асфальтенов. Суммарная среднесуточная добыча на месторождениях в 1964 г. составила 1,9 тыс. *т*.

Суммарный суточный дебит остальных нефтяных месторождений Нидерландов равен 1,0 тыс. *т*, т. е. менее 20% общей среднесуточной добычи в стране. Некоторые сведения по другим месторождениям и характеристика нефтей даны в табл. 7 и 8.

Таблица 7

Характеристика основных месторождений нефти

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивных горизонтов	Количество эксплуатируемых скважин	Глубина залегания продуктивного горизонта, *м*	Среднесуточный дебит нефти, *т*	Суммарная добыча нефти на конец 1964 г., *т*
Шонебек, 1943	Валанжин, портланд	293	650—880	2650	15 600 000
Де-Лир, 1955	Баррем	23	1560	517	841 050
Пинакер, 1955	Валанжин	3	1740	88	438 600
Ийзельмонд, Ридеркерк, 1956	Баррем	32	930—1500	1919	3 060 150
Вассенар, 1956	Готерив	23	1560	517	841 050
Цоетермеер, 1957	Валанжин	7	960	135	304 050
Остальные	—	8	—	37	512 850

Таблица 8

Характеристика нефтей Нидерландов

Месторождение	Плотность (при 15° С) *г/см*^{3}	Тип нефти
Ийзельмонд	0,942	Сильно асфальтовая
Вассенар	0,946	То же
Де-Лир	0,854	Сильно парафинистая
Пинакер	0,845	—
Рийсвик	0,868	Слабо асфальтовая
Цоетермеер	0,946	Сильно асфальтовая
Ридеркерк	0,902	Сильно парафинистая
Моеркапел	0,955	Сильно асфальтовая
Шонебек	0,904	Парафинистая
Беркел	0,866	—
Дельфт	0,866	Слабо асфальтовая
Монстер	0,860	Сильно парафинистая

Крупнейшим газовым месторождением не только в Нидерландах, но и во всем мире является Слохтерен, занимающее по запасам второе место после месторождения Панхендел (США). Месторождение Слохтерен расположено на северо-востоке страны, в 30,4 *км* от побережья Северного моря. Приурочено к крупной антиклинали, связанной с

глубоко залегающим мощным соляным телом. Газоносные песчаники (цехштейн и ротлигенд) с переменной пористостью и проницаемостью лежат на глубине 2591—3048 *м*. Суточный дебит составляет 560 тыс. $м^3$. Запасы газа оцениваются в 15 000 млрд. $м^3$.

ЛИТЕРАТУРА

Бурк Х. Д. М. и др. Геология Нидерландов. ИЛ, 1959.

Виссер В. А., Санг Г. К. Нефть и природный газ в северо-восточных Нидерландах. Распространение нефти. Симпозиум амер. ассоц. геологов-нефтяников. Гостоптехиздат, 1961.

Гатцка Г. Природный газ и нефть в Северном море. Глюкауф, № 6, 1964.

Макаров В. Бурение на нефть в Северном море. Нефт. хоз., № 12, 1965.

Руммерт Г. И. Нидерландский природный газ. Глюкауф, № 4, 1965.

Concession claims raise exploration tempo (Nitherlands). Oil and Gas internat, v. 5, No. 2, 1965.

Nam's bid for Dutch permit protested. Oil and Gas J., v. 62, No. 33, p. 74, 1964.

Review of Oil. Oil and Gas J., v. 62, No. 52, 1964.

Successes spark Dutch drilling Oil and Gas J., v. 62, No. 42, p. 66, 1964.

Trevor Thomas M. Oil and natural Gas discovery and Exploration in the North Sea and adjacent areas. Geography, v. 49. No. 1, 1964.

§ 3. ГЕРМАНСКАЯ ДЕМОКРАТИЧЕСКАЯ РЕСПУБЛИКА (ГДР)

На территории ГДР располагаются северная часть Центрально-Европейского нефтегазоносного бассейна и небольшой Тюрингский нефтегазоносный бассейн. В их пределах в разные годы было открыто несколько нефтяных и газовых месторождений (рис. 10).

Первые месторождения обнаружены в 1930—1935 гг. на юге страны, в Тюрингии. В 1930 г. впервые получена нефть из цехштейна (верхняя пермь) у Фолькенрода из калийной шахты. Позднее открыты газовые месторождения Мюльхаузен (1932) * и Лангензальца (1935) *. В 1935 г. в юго-западной части Центрально-Европейского бассейна выявлено нефтяное месторождение Фальштейн (рис. 10). Максимальная добыча нефти в 1931 г. составила 51,1 тыс. *т*, максимальная добыча газа в 1936 г. достигла 6,3 млн. $м^3$. Запасы газа на месторождении Мюльхаузен соста-

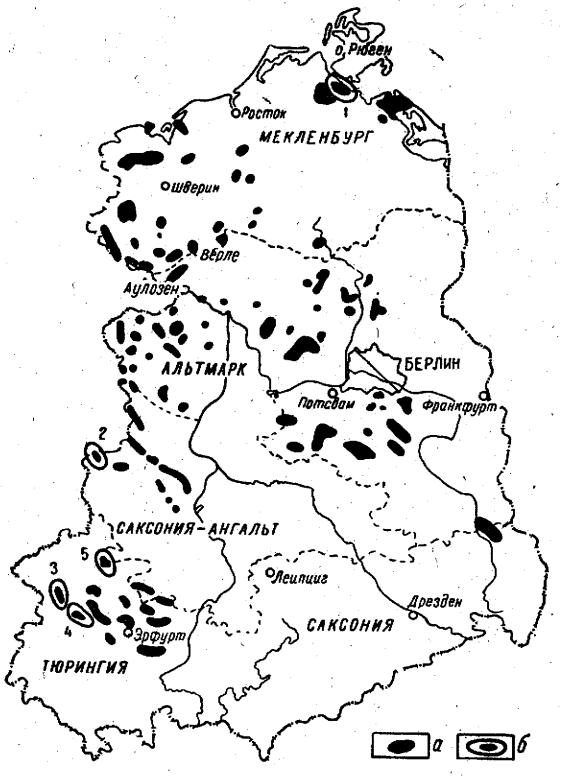


Рис. 10. Схема расположения основных тектонических структур и месторождений нефти и газа в Германской Демократической Республике (по Н. И. Булалову и Г. А. Кельбелю с добавлениями).

1 — Райнкенхаген; *2* — Фальштейн; *3* — Мюльхаузен; *4* — Лангензальца; *5* — Фолькенрода. *а* — структуры, *б* — газонефтяные месторождения.

вляют 210 млн. $м^3$, Лангензальца — 400 млн. $м^3$. До 1950 г. поиски нефти и газа практически не проводились. Значительное развитие поисково-разведочные работы получили после 1956 г. В широком объеме стали проводиться геофизическая разведка и глубокое бурение в основном в северных и центральных районах страны. В 1961 г. на площади Райнкенхаген, расположенной на побережье Балтийского моря, с глубины 2299 *м* получен нефтегазовый фонтан. Месторождение эксплуатируется с 1964 г. В 1964 г. в Померании на Балтийском побережье нефть получена на месторождении Бартелшаген в 8 *км* к югу от Демгартен.

ЦЕНТРАЛЬНО-ЕВРОПЕЙСКИЙ БАССЕЙН

В пределах ГДР южное обрамление бассейна образовано Флехтингским валом и областью Лаузиц, входящими в Среднегерманскую зону варисцийской складчатости. Для части бассейна, располагающейся на территории ГДР, характерно наличие крупных валов, простирающихся с юго-востока на северо-запад и осложненных соляной тектоникой.

Стратиграфический разрез бассейна и его нефтегазоносность охарактеризованы в табл. 9.

Месторождение Райнкенхаген представляет крупную пологую брахиантиклиналь северо-западного простирания. Под горизонтально лежащими породами кайнозоя залегают отложения лейас-α, а на на крыльях складки появляются породы нижнего и верхнего мела. Отложения нижней юры согласно лежат на триасовых, мощность которых колеблется от 1075 до 1165 *м*. Скважинами вскрыты отложения триаса, а также верхней и нижней перми. Верхнепермские отложения ложатся на подстилающие трансгрессивно. Структура месторождения разбита на блоки. Амплитуда по подсолевым отложениям (главный доломит цехштейна) ориентировочно составляет 50—75 *м*, по мезозойским породам она резко возрастает в результате проявления соляной тектоники. Тектонические нарушения, выявленные методами сейсморазведки по отражающему горизонту — низам цехштейна, имеют амплитуду до 100 *м*, а по вышележащим слоям — до 600 *м*. Нефтеносны известняки и доломиты пласта главный доломит стасфуртской серии цехштейна. Мощность его 22—25 *м*, пористость пород 4—6%, проницаемость 5 *мд*. Плотность нефти 0,843 $г/см^3$. Газ содержит 25% азота. Первоначальное пластовое давление в скважине достигало 395 *ат*.

Месторождение Фальштейн связано с небольшой антиклинальной складкой. Нефтеносны также отложения главного доломита. В 1958 г. добыча по месторождению составила всего 4,5 тыс. *т*.

ТЮРИНГСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн расположен в юго-западной части ГДР. Представляет небольшую по размерам впадину в пределах варисцийской складчатой области. С севера он ограничен массивом Гарц, с востока — склоном Рудных гор, с юга — приподнятой структурой Тюрингский Лес. Все эти элементы сложены интенсивно дислоцированным палеозоем. На западном замыкании бассейна образовано плато Эйхвельд, выполненное осадками нижнего триаса.

В бассейне известны два газовых месторождения — Мюльхаузен и Лангензальца и нефтяное — Фолькенрода. Структуры их представлены антиклиналями, залежи массивные в структурных выступах. Основной нефтегазосодержащий горизонт — трещиноватые породы главного

Таблица 9

Литолого-стратиграфический разрез нефтегазоносной области Германской Демократической Республики
(по Н. И. Буялову и Г. А. Кельбель)

Система	Отдел	Ярус, подъярус	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазопроявления
Четвертичная	—	—	Пески, глины, ледниковые отложения	15—25	—
Неоген	—	—	Глины, пески, бурый уголь	До 250	—
Палеоген	—	—	Глины, пески, местами песчаники	До 1000	Признаки нефти и газа, имеющие практическое значение
Мел	Верхний	Сенон — турон	Мел, мергели, плотные глины с прослоями песка	До 300	Признаки нефти и газа
		Сеноман	Песчаники, мергели, известняки	200—300	Признаки нефти
	Нижний	Альб	Глины плотные, мергели	20—100	—
		Апт	Глины темные, слоистые с прослоями песков	—	—
		Неоком	Глины, песчаники, известняки, кластический бурый железняк	До 400	Признаки нефти и газа
		Вельд	Пески, глины, мергели	До 220	—
Юра	Мальм	Портланд	Мергели плотные, глины, известняки	До 300	Признаки нефти
		Кимеридж	Известняки, мергели и ангидриты	До 100	То же
		Оксфорд	Известняки, плотные глины, оолитовый бурый железняк	До 100	Признаки нефти и газа, имеющие практическое значение
	Доггер	—	Глины плотные и сланцеватые, песчаники и пески	До 560	—
	Лейас	—	Глины плотные и сланцеватые, песчаники и алевролиты	200—400	—

Продолжение табл. 9

Система	Отдел	Ярус, подъярус	Литологический состав	Мощность, *м*	Нефтегазопроявления
Триас	Кейпер	Рэт	Песчаники с прослоями сланцеватых глин	12—100	—
		Кейпер средний	Глины сланцеватые, алевролиты, песчаники, гипсы, доломиты	175—560	Признаки нефти
		Кейпер нижний	Глины, алевролиты, песчаники, доломиты	24—95	То же
	Раковинный известняк	—	Мергели, известняки, гипс и каменная соль в средней части	250—300	—
	Пестрый песчаник	Верхний	Доломиты, мергели, ангидриты, каменная соль	100—200	—
		Средний и нижний	Песчаники, плотные глины, каменная соль, оолитовые известняки, плотные известняки	400—650	—
Пермь	Цехштейн	Аллер-серия	Красная соленосная глина, ангидриты, каменная соль, плотные глины	До 40	—
		Лейне-серия	Серая соленосная глина, главный ангидрит, каменная и калийная соли	До 400	Признаки нефти, местами имеющие промышленное значение
		Стасфурт-серия	Вонючий сланец или главный доломит, базальный ангидрит, каменная и калийная соли	До 500	Промышленные залежи газа и нефти
		Верра-серия	Медистый сланец, известняки, ангидрит, каменная и калийная соли	До 400	—
	Красный лежень	Верхний	Конгломераты, песчаники, алевриты, глины	До 500	—
		Нижний	Конгломераты, песчаники, глины, каменный уголь, туфы и эруптивные породы	До 1500	—

доломита. Мощность продуктивных слоев на месторождении Фолькенрода колеблется от 34 до 64 *м*. Месторождения бассейна малодебитны, имеют незначительные запасы нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

Буялов Н. И., Кельбель Г. А. Перспективы нефтегазоносности недр Германской Демократической Республики. Геология нефти и газа, № 1, 1957.

Вегерт Ф., Успенская Н. Ю. Результаты разведки на нефть и перспективы нефтегазоносности в Германской Демократической Республике. Труды МИНХ и ГП им. Губкина, вып. 25. Гостоптехиздат, 1959.

Горбачев В. Ф. Новое нефтегазовое месторождение ГДР — Райнкенхаген. Геология нефти и газа, № 4, 1964.

Bauerschäfer R., Goldbecher K. Zur Geologie der Erdöllagerstätte Reinkenchagen. Zeitsihrift für angewandte Geologie, No 10, 1963.

Bentz A. Geophysik und Erdölerschliebung in Deutschland-Erdöl und Kohle., No 9, 1956.

Deubel F. Betrachtungen über das Auftreten von Erdöl und Erdgas im Zechstein des Thüringer Beckens. Geologie, No 3, 1954.

Kölbel H. Die bischerigen Ergebnisse der erdölgeologischen Erforschung Nordostdeutschlands. Zeitschrift für angewandte Geologie, No 2, 1956.

Mainhold R. Der geologische Bau und die Erdöl und Ergasfuhrung der Deutschen Demokratischen Republik und der angrenzeuden Gebiet der Norddentschen Hachlandes. Berichte zur leischift Geologie, No 27, 1960.

§ 4. ФЕДЕРАТИВНАЯ РЕСПУБЛИКА ГЕРМАНИИ (ФРГ)

Все нефтяные и газовые месторождения расположены в трех нефтегазоносных бассейнах: Центрально-Европейском, Рейнском и Предальпийском молассовом. Каждый бассейн только отдельными своими частями заходит в пределы страны, располагаясь и на территории соседних с ФРГ государств; удельный вес Рейнского и Предальпийского бассейнов не превышает соответственно 3 и 4% добычи нефти страны.

Первая скважина на нефть пробурена в 1858 г. на месторождении Витце. Добыча нефти из колодцев началась еще раньше. К 1930 г. открыто всего шесть месторождений нефти, расположенных в Ганноверском районе. Наиболее крупными со среднесуточной добычей до 250 *т* являлись Витце (разрабатывается с 1874 г.), Ниенхаген (1900) *, Обёрг (1919) *. Все месторождения связаны с соляными куполами. С 1930 по 1945 г. открыто еще 23 месторождения. Нефть и газ впервые получены в районах к северу от Эльбы на месторождениях Хайде (1935) *, Райтброк (1957) *, к западу от р. Эмс на газовом месторождении Бентхейм (1938) * и на нефтяных Линген (1942) *, Георгсдорф (1944) * и др. Два небольших нефтяных месторождения — Вейнгартен и Форст-Вейхер — в середине 30-х годов обнаружены в Рейнском бассейне.

Значительное развитие поисково-разведочные работы получили после второй мировой войны, начиная с 1949 г. Новые нефтяные месторождения обнаружены в районе к северу от Эльбы и между Эльбой и Везером, где они приурочены к соляным куполам. В последнем районе, кроме того, открыты крупные залежи, связанные с антиклиналями в межсолянокупольном пространстве: месторождения Зюдербрух (1949) *, Хоне (1950) *, и со стратиграфическим несогласием между средней юрой и нижним мелом: Везендорф-северный (1955) *, Ханкенсбюттель (1954) *, Эррель-южный (1954) *. С 1950 г. большая группа нефтяных месторождений открыта в новом районе — между реками Везер и Эмс, в пределах которого развиты нормальные антиклинали, не осложненные соляной тектоникой: наиболее крупные Геммельте-западный (1951) *, Дюсте (1954) *, Линер-Гарен (1953) *, Ортланд, Фойгтей и др. и газовое месторождение Реден. К западу

от Эмса обнаружено крупное месторождение ФРГ — Рюле, годовая добыча которого в 1955 г. составила 0,5 млн. *т*, и ряд менее крупных нефтяных месторождений антиклинального типа. Несколько нефтяных месторождений: Этцель, Фарель, Эльсфлет и др., приуроченных к юрским прогибам, открыто в северной части страны к западу от Везера.

С 1958 г. основным направлением геологоразведочных работ были поиски газа в доюрских отложениях. Промышленные притоки газа получены из пород нижнего триаса на месторождении Гольденштедт (1959) *, а также из пород перми и верхнего карбона. Наиболее крупная газовая залежь в толще верхнего карбона установлена на месторождении Реден (1961) *; притоки газа из этих же отложений получены в районе к западу от Эмса на месторождениях Ферсмод и Френсбурге (1964) *.

Всего в Центрально-Европейском бассейне известно около 100 нефтяных и газовых месторождений. В Рейнском бассейне в послевоенные годы открыто около 25 сравнительно небольших нефтяных и газовых месторождений. Значительным событием явилось обнаружение в 1953 г. первой нефти на месторождении Ампфинг и газа на месторождении Изен на юге страны в Предальпийском молассовом бассейне. В его пределах обнаружено более 20 небольших месторождений. Нефтеносны в основном палеогеновые отложения. С 1960 г. сделан ряд открытий, позволивших выявить нефть в отложениях нижней юры — Маркдорф (1961) * и средней юры — Мончсрот (1961) *; газ получен из пород средней юры на месторождении Кирхдорф.

В ФРГ насчитывается более 150 месторождений, из которых около 35 газовые, остальные нефтяные. 75% всей добычи нефти дают нижнемеловые и среднеюрские отложения. Наиболее разведана северо-западная часть Центрально-Европейского бассейна — запасы нефти на 1/I 1965 г. оцениваются в 105 млн. *т*. Запасы нефти Рейнского и Предальпийского бассейнов соответственно составляют 2,5 и 2,9 млн. *т*.

ЦЕНТРАЛЬНО-ЕВРОПЕЙСКИЙ БАССЕЙН (СЕВЕРО-ЗАПАДНАЯ ЧАСТЬ)

Бассейн (на территории ФРГ северо-западная его часть) расположен на севере Европейской платформы. Южное обрамление его образовано палеозойскими складчатыми сооружениями Гарца и Рейнских сланцевых гор. На севере он уходит под воды Северного и Балтийского морей, на западе и востоке простирается за пределами ФРГ (рис. 11). Фундамент разновозрастный. В более северных районах, где он не вскрыт бурением, его возраст предполагается докембрийским. В южной половине бассейна фундамент варисцийский. Бассейн осложнен рядом крупных прогибов, заполненных преимущественно юрскими отложениями. С этими юрскими прогибами связаны почти все месторождения нефти и газа. Наибольшее значение имеет Нижнесаксонский прогиб, протягивающийся субширотно от р. Эмс на западе до р. Аллер на востоке. В районе р. Аллер выделяется прогиб (трог) Гифхорн, простирающийся с северо-востока на юго-запад. К северу от Нижнесаксонского и Гифхорнского прогибов выделяется еще ряд аналогичных, но меньших по размерам прогибов, заполненных мощной толщей юрских отложений. Для них характерна солянокупольная тектоника. Исключение составляет часть Нижнесаксонского прогиба к западу от р. Везер, где развиты антиклинали нормального типа, не осложненные соляным диапиризмом.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Разрез отложений, слагающих бассейн, и распределение в нем нефтегазоносности показаны в табл. 10 и 11.

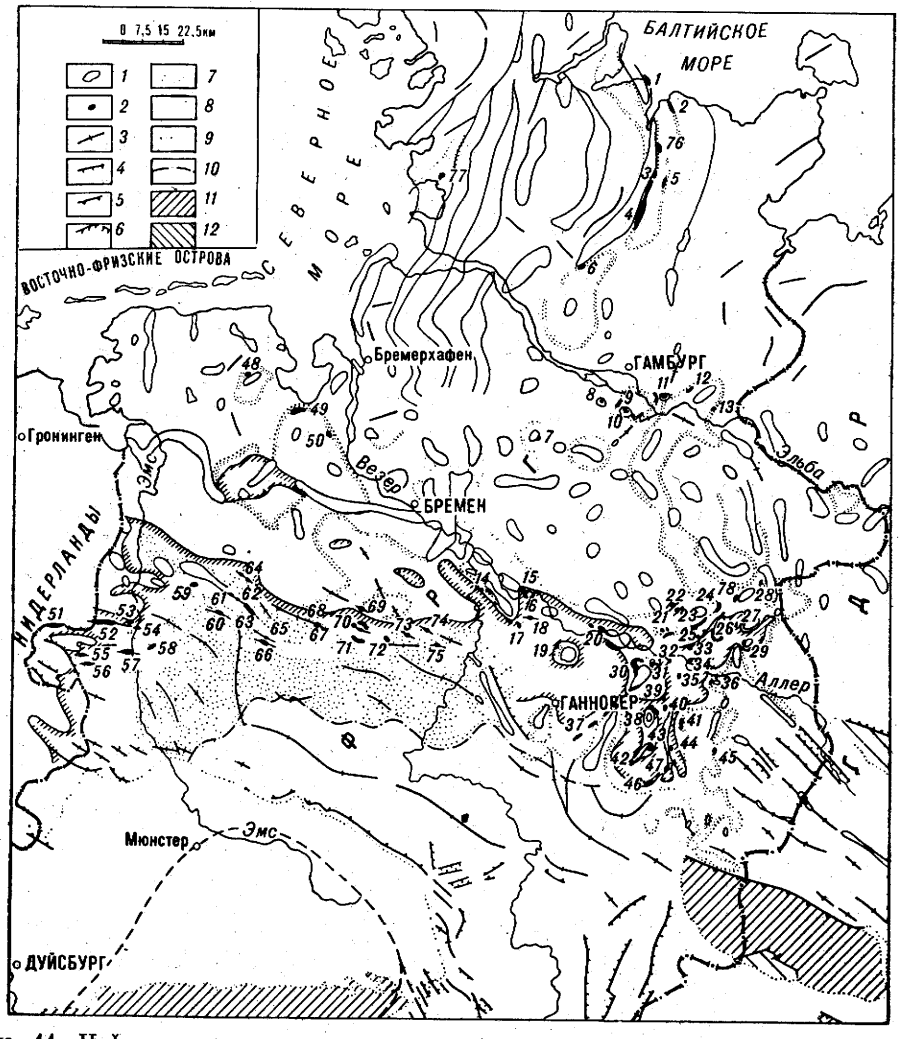


Рис. 11. Нефтяные и газовые месторождения северо-западной части Центрально-Европейского бассейна (по Г. Е.-А. Айзенштадту и М. В. Горфункелю, 1965).

1 — соляные купола; *2* — нефтяные месторождения; *3* — оси антиклинальных складок; *4* — сбросы; *5* — надвиги; *6* — выходы пород портланда под нижнемеловыми отложениями; *7* — области с мощностью портланда более 400 *м*; *8* — выходы доггера под нижнемеловыми отложениями; *9* — геологические границы; *10* — границы распространения пород триаса на поверхности; *11* — породы фундамента; *12* — выходы красного леженя. Цифры на карте — месторождения:

1 — Шведенек, *2* — Киль, *3* — Варнау, *4* — Плён, *5* — Бошtедт, *6* — Брамштедт, *7* — Фолькеизен, *8* — Зотторф, *9* — Гросс-Гамбург, *10* — Мекельфельд, *11* — Райтброк, *12* — Хоенхорн, *13* — Петрау, *14* — Эйструп, *15* — Боссе, *16* — Эйлте, *17* — Штеймбке, *18* — Зюдербрух, *19* — Эсперке, *20* — Витце — Торен — Фурберг — Хамбюрен, *21* — Хоне, *22* — Элдинген, *23* — Эррель — Северный Везендорф, *24* — Ханкенсбюттель, *25* — Везендорф, *26* — Форхоп, *27* — Кнезебек, *28* — Любен, *29* — Эра, *30* — Ниенхаген-Хеннигзен, *31* — Эйклинген, *32* — Хардессе, *33* — Южный Везендорф, *34* — Гифхорн, *35* — Лейферде, *36* — Кальберла, *37* — Лерте — Кронсберг — Паттензен, *38* — Эдесса, *39* — Ритце, *40* — Меердорф, *41* — Рюме, *42* — Мольме, *43* — Оберг, *44* — Фехельде, *45* — Раутгейм, *46* — Хоенассель, *47* — Бройштедт, *48* — Этцель, *49* — Фарель, *50* — Эльсфлет, *51* — Иттербек, *52* — Рюле, *53* — Гебелермеер, *54* — Меппен, *55* — Ширхорн, *56* — Георгсдорф, *57* — Линген, *58* — Брамгар-Веттруп, *59* — Линер, *60* — Ленинген, *61* — Остервальде, *62* — Гарен, *63* — Геммельте-западный, *64* — Мольберген, *65* — Ортланд, *66* — Квакенбрюк, *67* — Фехта, *68* — Ойте, *69* — Бокштедт, *70* — Дюсте, *71* — Дикель, *72* — Бухгорст, *73* — Баренбург, *74* — Эйденбург, *75* — Фойгтей, *76* — Претц, *77* — Барсфлет, *78* — Виттинген-южный.

Таблица 10

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений северо-западной части Центрально-Европейского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Толща, свита	Литологический состав	Мощность, м
Четвертичная	—	—	—	Пески, глины, ледниковые и озерные отложения	До 50
Неоген	Плиоцен	—	—	Пески, глины	50—100
	Миоцен	—	—	Пески, песчаники, глины	300—1000
Палеоген	Олигоцен	—	—	Глины, пески, песчаники	250
	Эоцен	—	—	Песчаники, глины, пески	900
	Палеоцен	—	—	Глины, мергели, песчаники	100
Мел	Верхний	Маастрихт	—	Известняки, мел	До 2000
		Кампан, сантон, коньяк, турон, сеноман	—	Мергели, прослои глин и песчаников	
	Нижний	Альб	—	Глины, мергели, известняки	70—600
		Апт	—	Глины с песчаниками	150
		Баррем	—	Глины, песчаники	200
		Готерив	—		300
		Валанжин	—		200
		Вельд	—	Битуминозные глины, песчаники	600
Юра	Верхний (мальм)	Портланд	Серпулитовые слои, мюндерский мергель	Мергели, глины, известняки	100—1000

Продолжение табл. 10

Система	Отдел	Ярус	Толща, свита	Литологический состав	Мощность, м
Юра	Верхний (мальм)	Кимеридж	—	Известняки, мергели, ангидриты, песчаники	До 170
		Оксфорд	Коралловый оолит	Известняки, глины	До 190
		Келловей	—	Песчаники, глины, известняки	До 600
	Средний (доггер)	Бат	Корнбраш		
		Байос, аален	Зудербрухский песчаник Доггер-β Доггер-α		
	Нижний (лейас)	Тоар, домер, плинсбах, лотаринг, синемюр, геттанг		Песчаники и битуминозные сланцы	До 1500
Триас	Верхний (кейпер)			Песчаники, конгломераты, битуминозные сланцы	До 1200
	Средний (раковинный известняк)			Известняки, доломиты, мергели	200
	Нижний (пестрый песчаник)			Песчаники, глины, соль	
Пермь	Верхний (цехштейн)		Серия аллер » лейне » стасфурт » верра	Доломиты, известняки, ангидриты, соли	1500
	Нижний (красный лежень)			Песчаники, конгломераты, соль	100
Карбон	Верхний	Стефан		Песчаники, сланцы	До 500
		Вестфаль			
	Нижний	Намюр		Известняки, песчаники	150—700
		Визе			
		Турне			

Таблица 11

Распределение продуктивных отложений в разрезе северо-западной части Центрально-Европейского бассейна

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность (*м*) и количество продуктивных пластов	Коллекторские свойства		Состав залежи (плотность, *г/см³*; содержание, %)	Примеры месторождений
				пористость, %	проницаемость, *мд*		
Средний олигоцен		Тонкозернистый глинистый песчаник	17—19	25	—	Газ	Райтброк
Верхний эоцен		Известковистый песчаник трещиноватый	—	—	—	»	»
Нижний эоцен		Песчаник	—	25	—	Нефть	»
Маастрихт		Мел писчий	100—300	34—40	Ничтожна	»	Хайде
	Райтброкские слои	Известняк трещиноватый	55—152 20—55	25	1—2	Нефть, плотность 0,930	Райтброк Мекельфельд
		Песчаник	2—19, 3 горизонта	15—30	100—2000	Нефть	Ниенхаген
Турон		Известняк трещиноватый	120—150 50—90			»	Хайде Мекельфельд
Сеноман		То же	50—60			»	Хайде
Неоком		Песчаник карбонатный	20			Нефть, плотность 0,952	Везендорф
Готерив		Песчаник со среднегрубозернистыми песчаными прослоями	2—3	15—25	До 2000	Нефть	Хайде
		Кварцевый песчаник	10	—	—	»	Мекельфельд

Продолжение табл. 11

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность (*м*) и количество продуктивных пластов	Коллекторские свойства		Состав залежи, (плотность, *г/см*³; содержание, %)	Примеры месторождений
				пористость, %	проницаемость, *мд*		
		Конгломерат	2—10	0,2—27	10—6000	Нефть	Хайде
Валанжин		Песчаник тонкозернистый	8—15 и 10, 2 горизонта	20—25	200—1000	Нефть, плотность 0,911—0,924	Ниенхаген
		То же	6	22	1200	Нефть	Зюдербрух
		»	15	30—40	10—4000	»	Дюсте-Вантинг смор
	Горизонт бентхейм	Песчаник	10—30	24—30	10—20 000	»	Рюлемор
		»	10—30	24—29	10—7000	»	Рюлертвист
		Мергель трещиноватый	25	—	—	Нефть, плотность 0,872	Далюм
		Песчаник	6 и 15, 2 горизонта	10—18	0—15	Парафинистость 20—24	
Вельд		Песчаник тонко- и среднезернистый	—	30	—	Нефть	Хайде
		Песчаник	30	35	5000—15 000	»	Витце
Портланд		Песчаник	20	5—28	0—5000	»	Ниенхаген
		»	—	20	1—7	Нефть, плотность 0,865	Геммельте-западный
		Ракушняк, 2 горизонта	6—12, 2 горизонта	15—40	100—9000	Нефть, плотность 0,865	Штеймбке, Далюм, Торен, Лиген

Продолжение табл. 11

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность (*м*) и количество продуктивных пластов	Коллекторские свойства		Состав залежи (плотность, *г/см³*, содержание, %)	Приммеры месторождений
				пористость, %	проницаемость, *мд*		
Портланд		Оолитовый известняк	6—12, два горизонта	10—15	1—10	Нефть, плотность 0,865	Геммельте-западный
Кимеридж	Гигазовые слои	Песчаник	14	12—20	1—40	Нефть	Зюдербрух
		Доломит	6—20	15—20	20—100	»	Дюсте-Вантинг-смор
		Песчаники	—	10—20	500	Нефть, плотность 0,865	Геммельте-западный
Оксфорд		Песчаники доломитовые	7	20	10	Нефть	Дюсте-Вантинг-смор
	Коралловый оолит	Известняк оолитовый	—	—	—	»	Мольме
	Мундерский мергель	Мел	2—3	10—15	0,5—50	»	Дюсте
Келловей	L	Песчаник грубозернистый	—	—	—	»	Хайде
	E	Песчаник грубозернистый	20—60	17—29	100—30 000	»	»
Бат	Корнбраш	—	—	—	—	»	Кронсберг—Паттензен
	Витенбергские слои	Песчаники	40	15—30	20—300	Нефть, плотность 0,950	Витце
	Корнбраш	»	20	5—28	0—5000	Нефть	Ниенхаген
Байос		Меловой песчаник	70—80	10—25	Малая	»	Геммельте-западный
		Песчаник	0—25	20	10	»	Дюсте

Продолжение табл. 11

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность (м) и количество продуктивных пластов	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мд	Состав залежи (плотность, г/см³, содержание, %)	Примеры месторождений
Байос	δ, γ	Песчаник тонко- и грубозернистый	4—5	15—32	1000—17 000	Нефть	Хайде
		Песчаник				»	Брамштедт
	Δ	»	5,5	18—25	80—500	Нефть, плотность 0,891	Ханкенсбюттель и др.
	Паркинсониевые слои	»	55	15—30	4—200	Нефть, плотность 0,935	Витце
	δ	Песчаники	3—10	13	40—60	Нефть	Зюдербрух
Верхний аален	α	Конгломерат	2—3			»	Хайде
	β	Песчаник, 2 горизонта	1) 18—25	27	5420	Нефть: 1) плотность 0,85—0,70; парафин 4,44	Ханкенсбюттель (на глубине 1428—1536 м)
			2) 2—7	25	648	2) плотность 0,895—0,841; парафин 4,88	
	Доггер-β	Песчаник	14	26,5	3594	Нефть, плотность 0,862	Хоне
			5	25,5	485—4135		
		Песчаники	0,6	25	2349	Нефть, плотность, 0,89—0,91; сера 0,85; парафин 2,08	Эррель-южный, Везендорф-северный
			2,5	26,5	496		
			0,6—4,6	25	1971		
			2—10	25	339—4915		

Продолжение табл. 11

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность (*м*) и количество продуктивных пластов	Коллекторские свойства		Состав залежи (плотность, *г/см³*, содержание, %)	Примеры месторождений
				пористость, %	проницаемость, *мд*		
Верхний аален		Песчаник: 2 горизонта	18—28	27	5420	Нефть, плотность 0,85—0,89, сера 0,7—0,84%, парафин 4,4—5,1%	Ханкенбюттель
			2—7	25	648		
	Везендорфский горизонт	Песчаник	2—13	25—30	3400	Нефть, плотность 0,842	»
Нижний тоар	Посидониевые слои (лейас-ε)	Мергели битуминозные, трещиноватые	40	4—7	До 10	Нефть	Зюдербрух
Геттанг	Лейас-α	Песчаник	25	20	27—390	Нефть, плотность 0,862	Хоне
		Песчаник тонкозернистый (0,05 *мм*)	15	5—22	4	Нефть, плотность 0,943	Везендорф
Рэт	Верхний	Песчаники	3	16	90	Нефть, плотность 0,862	Хоне
	Средний	»	40	21	827—2900	Нефть, плотность 0,862	»
	»	»	30	2 горизонта: 1) 23 2) 20	500—1200 50—300	Нефть	Витце
Нижний триас (пестрый песчаник)	—	»	—	—	—	Газ	Гольденштедт

Продолжение табл. 11

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность (*м*) и количество продуктивных пластов	Коллекторские свойства		Состав залежи (плотность, *г/см*³; содержание, %)	Примеры месторождений
				пористость, %	проницаемость, *мд*		
Цехштейн	Плитчатый доломит (серия лейне)	Доломит	36—44	3—5	Несколько *мд*	Газ CH_4 87,3—90,3; C_2H_6 0,2—0,8; CO_2 2,3—2,7; N_2 5,1—5,8	Бентхейм
	Главный доломит (серия стасфурт)	»	25—40	15—20	1—100	Газ, CH_4 75; CO_2 16, N_2 7,0	Реден
		»	2—8	27	Незначительная	Нефть	Хайде
	Серия верра	Известняк	5—15	1—20	Ничтожная	»	»
Верхний карбон		Песчаники				Газ	Реден

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Преимущественно распространены месторождения солянокупольных поднятий и нормальных антиклиналей, реже — месторождения, связанные с моноклинальным залеганием пород на бортах прогибов (табл. 12).

Известно более 200 соляных куполов, расположенных главным образом к востоку от Везера, однако только 10—15% из них находятся в пределах юрских впадин. Соляные ядра структур в плане круглые или овальные: месторождения Райтброк, Везендорф и др., или вытянуты на значительное расстояние: месторождения, расположенные в Кильском и Хайдерском прогибах, — Плён, Боштедт, Хайде и др. Глубина залегания соляных ядер различная и колеблется от нескольких сотен метров до 2 *км* и более. Особенно распространены пластовые тектонически, литологически и стратиграфически экранированные залежи на крыльях солянокупольных поднятий. Ловушки образованы в песчаных горизонтах главным образом отложений валанжина, вельда, доггера и лейаса. Стратиграфически и литологически экранированные залежи в породах вельда, бата и рэта имеются на месторождении Витце.

Месторождения, заключающие залежи в породах, покрывающих соляной купол, относительно редки. К этому типу принадлежит крупное месторождение Райтброк, где нефть добывается из известняков маастрихта, залегающих над неглубоко погруженным соляным ядром.

Массивные залежи на глубине порядка 300 *м* в известняках маастрихта в своде солянокупольного поднятия известны на месторождении

Таблица 12

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа северо-западной части Центрально-Европейского бассейна

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Примеры месторождений
Солянокупольное поднятие	Пластовые	Сводовые	Хайде, Везендорф
		Тектонически экранированные	Хайде, Аиклинген, Ридель
		Стратиграфически экранированные	Хайде
			Лерте
	Массивные в структурном выступе		Хайде, Райтброк
Антиклинали	Пластовые	Сводовые	Зюдербрух
		Стратиграфически экранированные	Хоне, Далюм, Рюле, Ширхорн
		Тектонически экранированные	Далюм
	Массивные в структурном выступе		Бентхейм, Реден
Моноклиналь	Пластовые	Стратиграфически экранированные	Ханкенсбюттель
		Тектонически экранированные	То же

Хайде. На месторождении Везендорф пластовые сводовые залежи обнаружены в песчаниках неокома, лейаса и рэта на глубине 360—420 *м*.

Месторождения, приуроченные к брахиантиклиналям, расположены в основном к западу от р. Везер и известны к востоку: Зюдербрух, Хоне и др. К этому типу относятся и все газовые месторождения бассейна.

Брахиантиклинали характеризуются сравнительно симметричными, полого лежащими крыльями, в ряде случаев сильно осложненными разрывами. Поднятия простираются в основном в близком к широтному направлении и образуют нередко довольно протяженные антиклинальные зоны, разделенные широкими синклиналями. Основные нефтесодержащие слои для этого типа месторождений заключены в отложениях валанжина, вельда, верхней юры (серпулит, гигаз-слои), средней юры (корнбраш) и образуют пластовые сводовые и пластовые тектонически экранированные залежи. Для газовых месторождений характерны массивные залежи в структурных выступах.

Месторождения, связанные с моноклинальным залеганием пород, расположены в основном в прогибах: Гифхорн — Эррел, Ханкенсбюттель, Рюле, Меердорф и др. и Кильском — Киль, Брамштедт. Нефтеносны песчаники отложений лейаса и доггера, образующие стратиграфически и тектонически экранированные залежи. Примером может служить месторождение Ханкенсбюттель, где нефтеносны два песчаных горизонта доггер-β.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождение Хайде приурочено к соляной структуре рейнского (северо-северо-восточного) простирания, имеет в длину более 60 *км*, в ширину около 4 *км*. Ядро диапира сложено соляной толщей красного леженя. Диапир расширяется кверху, так что его западный край нависает. Мезозойская толща — триас, юра и вельд — в своде поднята соляным штоком. Падение этих пород иногда очень крутое. В северной части структуры соль проникла до подошвы толщи плейстоцена. Надсолевые породы в своде осложнены грабеном. Крылья структуры и прилегающие мульды сложены относительно просто. В отличие от этого сводовая часть разбита на множество мелких блоков (рис. 12). Нефтеносность связана

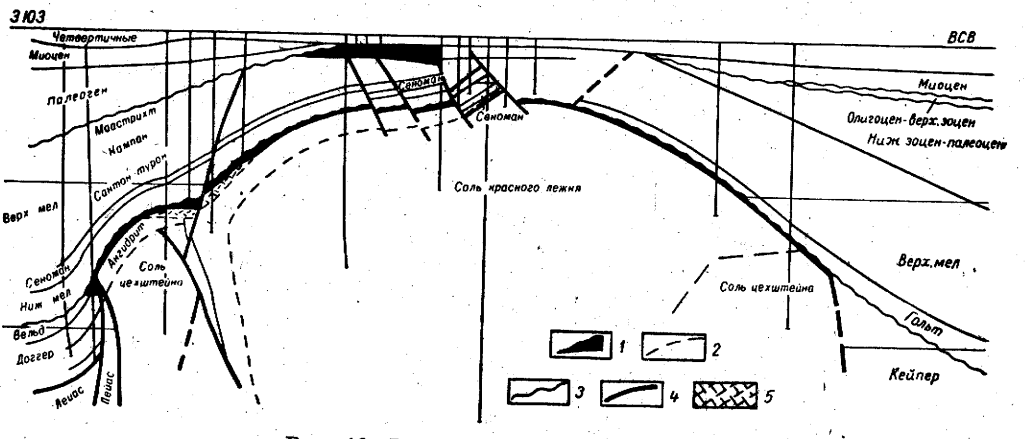


Рис. 12. Разрез месторождения Хайде.

1 — нефтяные залежи; *2* — стратиграфические границы; *3* — стратиграфические несогласия; *4* — сбросы; *5* — наносы в карстовых полостях кепрока.

с несколькими участками, залежи в которых занимают различное положение: 1) массивные залежи в своде структуры на участках Хелле и Фридрихсверк приурочены: а) к трещиноватым карбонатным толщам сеномана и турона на глубине 250—400 *м*; залежи выработаны; б) к отложениям маастрихта (нефтяной мел) на глубине 30—150 *м*; залежь непромышленная; 2) пластовые залежи в верхней части соляного ядра купола приурочены: а) к кавернозным известнякам зоны главного доломита; б) к грубообломочным отложениям, выполняющим карстовые углубления в кепроке и сложенным продуктами разрушения толщ различного возраста; они экранированы подошвой готеривских отложений; глубина залежей 700—1450 *м*; нефтеносны участки Риккельсгоф, Лит, Хеммингштедт, Мельдорф — Гафен, Эльбперсбюттель; 3) стратиграфически экранированные залежи на крыле структуры на участке Хайде-глубокое открыты по данным сейсморазведки; залежи приурочены к песчаникам средней юры и, по-видимому, вельда, перекрытого породами готеривского яруса; глубина нефтеносных горизонтов 1650—1750 *м*.

Месторождение Райтброк расположено в 15 *км* к юго-востоку от Гамбурга. Соляное ядро купола имеет крутые склоны и округлое сечение, площадь купола около 3 *км*^{2}. Кровля соляного массива неправильной куполообразной формы залегает на глубине 850—2200 *м* (рис. 13). Крылья структуры сложены крутопадающими юрскими и триасовыми толщами, несогласно перекрытыми на глубине более 2000 *м* неокомскими отложениями, которые также с резким несогласием ложатся на соляной шток. Вся толща пород, покрывающих соляной шток, рассечена на множество

мелких блоков. В центре поднятия размеры отдельных блоков и амплитуды сбросов невелики, к его краям увеличиваются. Признаки нефтеносности установлены в кепроке на глубине около 1200 *м* и в базальных слоях нижнего мела. Однако основная добыча ведется из райтброкских слоев, интенсивно трещиноватых глауконитовых известняков, слагающих кровлю масстрихтских отложений. Массивная залежь в райтброкском горизонте экранирована палеогеновыми глинами. Залежь имеет небольшую газовую шапку. Мощность нефтенасыщенной зоны около 40 *м*. Плоскость водонефтяного контакта наклонена, глубина ее 700 *м* на юге и 800 *м* на севере. Пористость известняков райтброкского горизонта достигает 25%, проницаемость 1—2 *мд*; трещинная пористость составляет 1,3—1,5%.

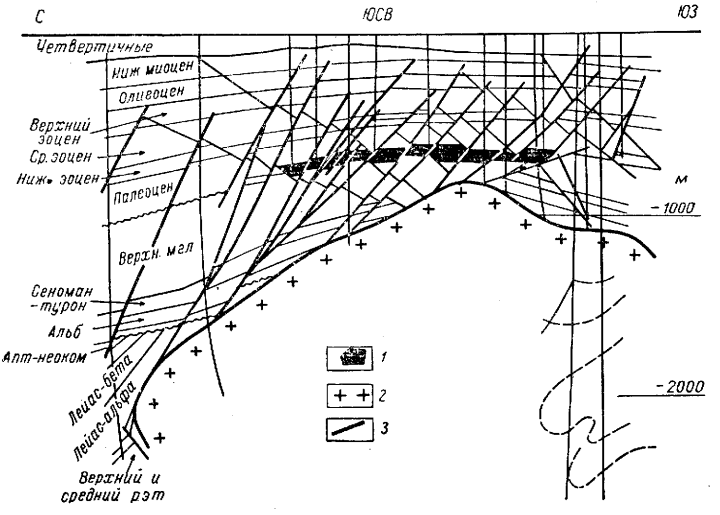


Рис. 13. Разрез месторождения Райтброк.

1 — нефтяные залежи; *2* — соль; *3* — нарушения.

Следствием интенсивной трещиноватости известняков являются довольно большие начальные дебиты нефти: 100—300 *т/сутки* при 10-*мм* штуцере. В 1960 г. в песчаниках доггера-β на опущенном северо-западном крыле структуры открыта залежь нефти, экранированная породами нижнего мела — участок Райтброк-западный. Общее количество нефти, полученной на месторождении, превышает 1600 тыс. *т*.

Месторождение Везендорф — первое крупное нефтяное месторождение, открытое в Гифхорнском троге в 1943 г. Расположено в 12—15 *км* к северу от г. Гифхорн. Соляное ядро структуры имеет цилиндрическую форму диаметром 3 *км*. Его выровненная вершина находится на глубине 400—500 *м* от дневной поверхности. Домеловые образования купола разбиты сбросами; крылья пологи и относительно слабо нарушены. Песчаники и конгломераты подошвы неокома уже без разрывов облекают ангидриты соляного штока и с небольшим угловым несогласием — крылья. Под поверхностью несогласия залегают: на восточном крыле — пласты бат-келловея, на северном — аален-бата; кроме того, на севере и юго-западе вдоль соляного ядра выступают узкие полоски отложений лейаса, а на юго-востоке появляется толща вельдского возраста, которая трансгрессивно перекрывает пласты средней юры и в свою очередь трансгрессивно перекрывается породами неокома. Внутри толщи меловой системы отсутствуют несогласия (кроме альбского); кайнозойские отложения залегают на меловых с заметным угловым несогласием (рис. 14). Нефть

месторождения заключена в песчаниках доггера-β (верхний аален), имеющих один или несколько горизонтов (везендорфский горизонт). Промышленная нефтеносность связана также с песчаниками лейаса-α (верхний геттанг) и доггера-β (верхний аален) на восточном крыле и с пластами неокомского возраста в своде структуры. Нефть на восточном крыле добывается из тектонически экранированной соляным телом залежи в ангулятовых песчаниках лейаса-α-2 с глубины 1800 *м* и из песчаников доггера-β. Пористость песчаников 20—30%, проницаемость 1200—5500 *мд*. Залежь в нижнемеловых отложениях в своде купола перекрыта лишь породами эоцена, содержит тяжелую окисленную нефть.

Месторождение Ниенхаген-Хенигзен расположено в северной части Нижне-Саксонского бассейна. Выходы закированных пород в районе

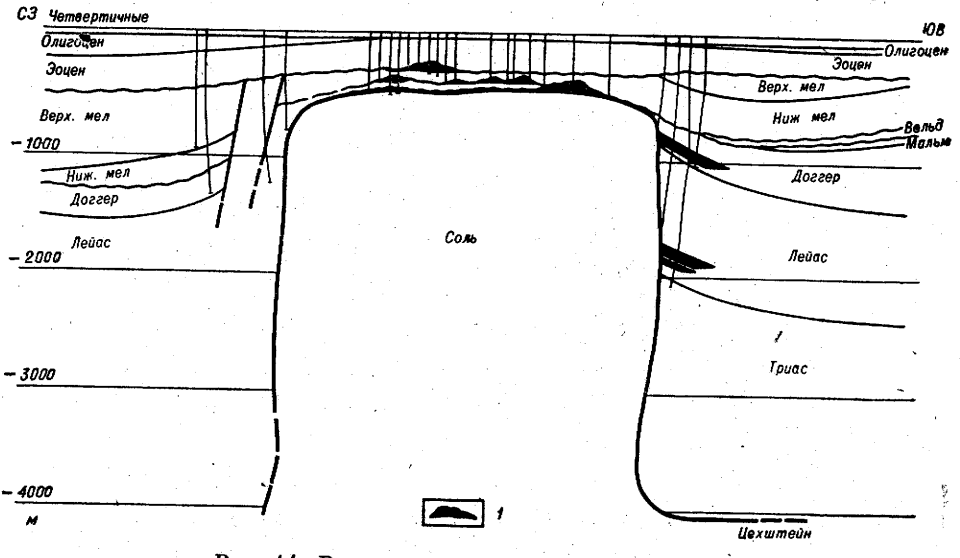


Рис. 14. Разрез месторождения Везендорф.

1 — нефтяные залежи.

Хенигзена известны еще в XVI в. Неглубокое бурение, поставленное в 70-х годах XIX в., привело к открытию соляного поднятия Хенигзен — Ватлинген с глубиной до кровли соли 200—400 *м*. Соляной купол входит в рейнский ряд поднятий Лерте — Зенде — Хенигзен — Ватлинген — Виенхаузен — Эйклинген. Месторождение включает залежи разных типов (рис. 15). На участках Даннхорст и Форшторт-Бранд тектонически экранированные залежи западного крыла купола приурочены к горизонтам нижнего лейаса, рэта (Даннхорст) и валанжина (Форшторт-Бранд), круто подняты здесь в результате внедрения соли и разбиты на ряд блоков поперечными сбросами. В районе Ватлингена в северной части структуры залежь в маастрихтских песчаниках на крыле купола экранирована кайнозойскими отложениями. Залежи Куленберга связаны с породами валанжина, вельда и корнбраша, ограниченными соляным карнизом. Залежи в коллекторах валанжинского и вельдского возраста Хенигзена также находятся под соляным карнизом. Промышленно важен северный район месторождения — участки Фрелих и Северо-Западный, где нефтеносность связана с отложениями корнбраша, вельда и валанжина. Залежи стратиграфически экранированные.

Месторождение Лерте расположено в 15 *км* к востоку от Ганновера и связано с удлиненным соляным диапиром Зарштедт — Лерте — Зенде. В структуре месторождения выделяются: на западе — западный краевой

блок Лерте — толща пестрого песчаника, увлеченная солью при ее подъеме (простирания пластов параллельны оси структуры, контакт с породами западного крыла тектонический), на востоке — восточный краевой блок соляного купола Бенте, где находится Кронсбергская мульда, сложенная толщами триаса, нижней и средней юры и мела, включая турон. Ниже серии вельда — верхнего валанжина и выше толщи турона фиксируются несогласия. Аналогичная картина, хотя менее резко выраженная, на восточном крыле структуры. Залежи нефти открыты в 1952 г. — на западном крыле структуры в песчаном горизонте корнбраша под трансгрессивной поверхностью вельда — верхнего валанжина, в 1953 г. — на участке Кронсберг, в 1954 г. — на участке Петтензен, в 1956 г. — на участке Гефер. Все залежи находятся в одинаковых структурных и стра-

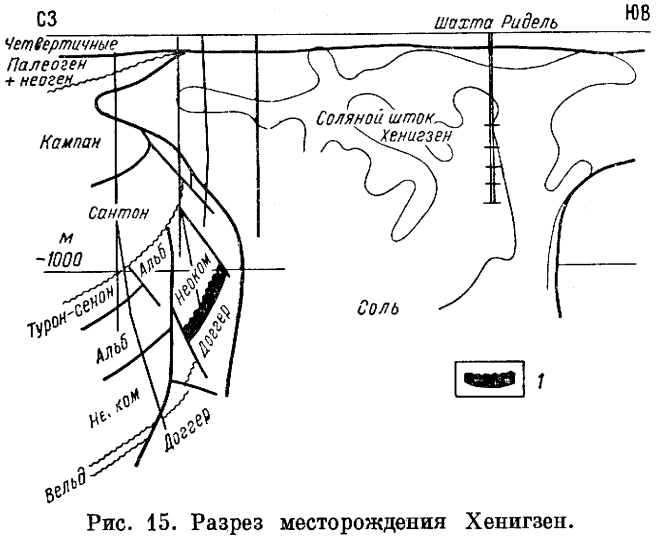


Рис. 15. Разрез месторождения Хенигзен.

1 — нефтяные залежи.

тиграфических условиях и образуют 15-километровую полосу, простирающуюся с северо-востока на юго-запад. Они различаются лишь гипсометрическим положением водо-нефтяного контакта и зоны выклинивания корнбраша. Участки разделены сбросами. Длина залежи на участке Лерте 4 *км*. На юго-западе залежь ограничена сбросом, по которому южное крыло приподнято относительно северного продуктивного; она оконтурена на юго-востоке на глубине 1100 *м* линией выхода подошвы корнбраша, на северо-западе на глубине около 1200 *м* — краевой водой. Залежь разбита рядом продольных нарушений с максимальной амплитудой до 20 *м*.

Месторождение Витце связано с солянокупольным поднятием Витце-Хамбюрен (рис. 16). Участок Витце — старейшая нефтеносная площадь. С 1859 г. здесь пробурено более 200 скважин, проведены шахтные выработки и геофизические исследования.

Соляное поднятие Витце-Хамбюрен расположено на линии Аллера, протягивающейся с юго-востока на северо-запад и отделяющей Нижне-Саксонский бассейн от вала Помпецкого. Структура осложнена многочисленными нарушениями, разбивающими ее на ряд крупных и мелких блоков. Длина соляного ядра 15 *км*, ширина в восточной части около 3 *км*. Восточная часть ядра ориентирована в северо-восточном направлении, западная — вдоль линии Аллера. Соль в своде залегает на глубине менее 100 *м* непосредственно под породами плейстоцена. Южное крыло поднятия

разбито системой поперечных сбросов и продольных надвигов. Надвигание, связанное с подъемами соли, привело к образованию ряда чешуй. В северо-западной части структуры под сравнительно спокойно залегающими сенонскими и более молодыми отложениями надсолевой комплекс расчленен запрокинутой поверхностью надвига (так называемая поверхность скольжения Витце). Южнее штока надвиг падает к югу, над штоком он, постепенно запрокидываясь, принимает горизонтальное положение, а затем начинает полого (25—35°) падать к северу. Под надвигом на северном крыле круто залегают пласты мезозойского возраста более древние, чем лежащие над ним.

Нефтяные залежи на участках Витце и Торен связаны со стратиграфическими, отчасти тектоническими ловушками. Тяжелая нефть плотностью 0,940—0,960 *г/см*³ добывается из пород маастрихта, перекрытых

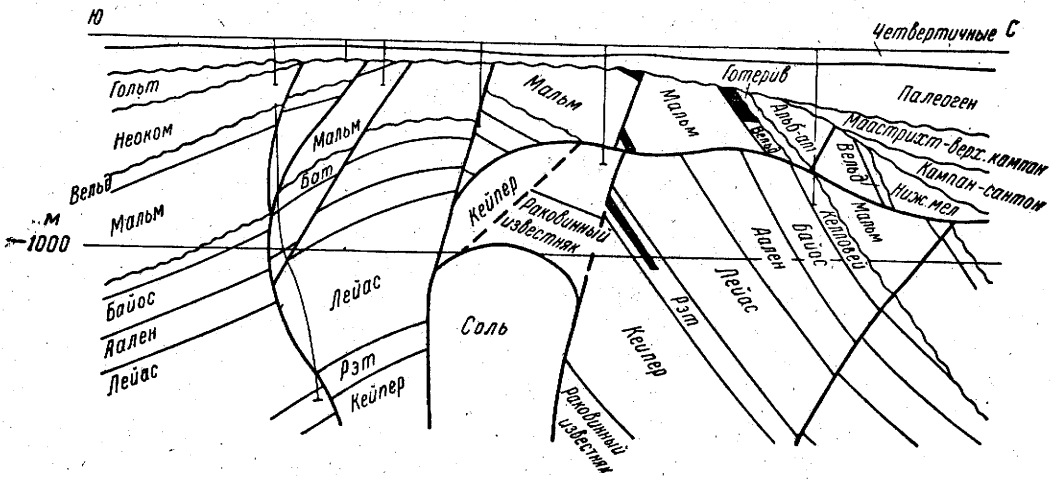


Рис. 16. Разрез месторождения Витце.

кайнозойскими отложениями, и из отложений вельда, мальма, доггера и лейаса, также несогласно перекрытых вышележащими породами. В среднеэоценских песчаниках, ограниченных «поверхностью скольжения», содержится легкая нефть (плотность 0,880 *г/см*³). Некоторое количество нефти добыто из скважин, вскрывших плейстоценовые отложения, перекрывающие залежи нефти, заключенные в разрезе верхнего байоса и бата. Залежи в слоях вельда и корнбраша разрабатываются скважинами, а также в течение уже 40 лет шахтным способом. С начала эксплуатации получено более 2600 тыс. *т* нефти.

На участке Фурберг на южном крыле структуры значительное нефтенасыщение отмечается в коллекторских горизонтах практически по всему разрезу. Однако промышленно нефтеносны только два песчаных горизонта корнбраша. Залежи связаны с упомянутыми чешуями и ограничены поверхностями надвигов. Глубина залежи в породах корнбраша увеличивается с запада на восток. В том же направлении улучшается качество нефтей. Плотность нефтей 0,890—0,910 *г/см*³.

Месторождение Зюдербрух расположено в прогибе между соляными куполами Лихтенгорст, Эйлте, Гретхем-Бюхтен и Хоне-Зюдербрух. Структура месторождения представляет широтную брахиантиклиналь с углами падения пластов на крыльях 3—5°, с амплитудой по породам доггера 60 *м*. Складка разбита широтной зоной нарушений и рядом меридиональных сбросов; свод ее смещен по разным отложениям (рис. 17). Нефтеносность связана с песчаниками среднего и верхнего байоса, с песками

и оолитовыми известняками верхней юры и с мергелистыми песчаниками валанжинского яруса. В 1949 г. открыта залежь в песчаниках корнбраша—зюдербрухском горизонте. Пластовая сводовая залежь находится на глубине 2040 *м*; продуктивны известковистые песчаники мощностью от 3 до

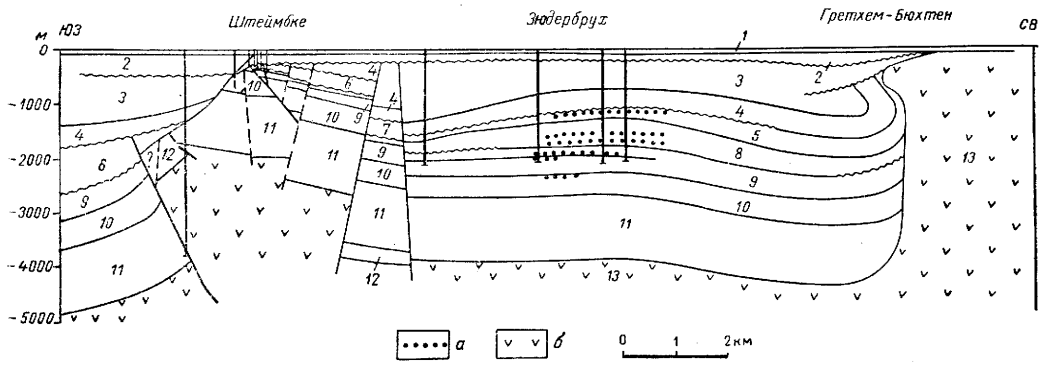


Рис. 17. Разрез месторождений Штеймбке, Зюдербрух, Гретхем-Бюхтен.

1 — плейстоцен; *2* — неоген — палеоген; *3* — маастрихт — сеноман; *4* — альб; *5* — апт — вельд; *6* — готерив — кимеридж; *7* — вельд — кимеридж; *8* — портланд; *9* — доггер; *10* — лейас; *11* — кейпер; *12* — пестрый песчаник; *13* — цехштейн. *а* — нефтяная залежь; *б* — соль.

13 *м*; литологическая залежь связана с 17 линзами оолитовых известняков и песков верхней юры; коллекторские свойства плохие. Сводовая залежь в породах валанжина приурочена к 3—6-метровому пласту песчаника; коллекторские свойства песчаника хорошие, однако нефть очень

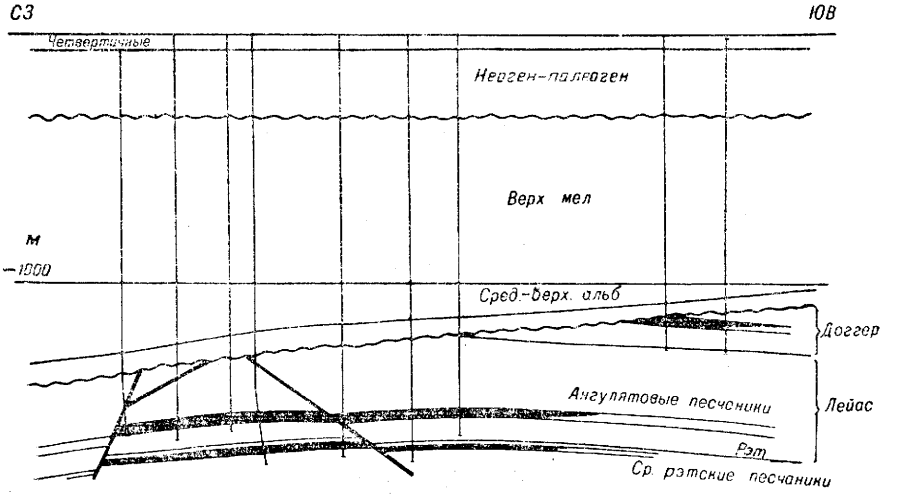


Рис. 18. Разрез месторождения Хоне.

вязкая. Некоторое количество нефти извлекается также из трещиноватых посидониевых сланцев лейаса. Почти половина залежей добывается из отложений корнбраша, около 30% — из пород валанжина, остальные — из отложений мальма и лейаса.

Месторождение Хоне расположено северо-восточнее месторождения Везендорф. Открыто в 1951 г. С тем или иным соляным куполом не связано. Промышленно нефтеносны среднерэтский песчаник, местами верхнерэтский песчаник, ангулятовый песчаник верхнего геттанга, лейаса-α-2, два песчаных горизонта доггера-β, верхнего аалена (рис. 18). Брахианти-

клиналь Хоне разбита сбросами северо-восточного и северо-западного простираний на ряд блоков. Амплитуда сбросов 20—70 *м*. Опущенные блоки образуют Шпехтгорнский и Геленкампский грабены. Нефтеносность отложений рэта и лейаса ограничена на северо-западе, севере и северо-

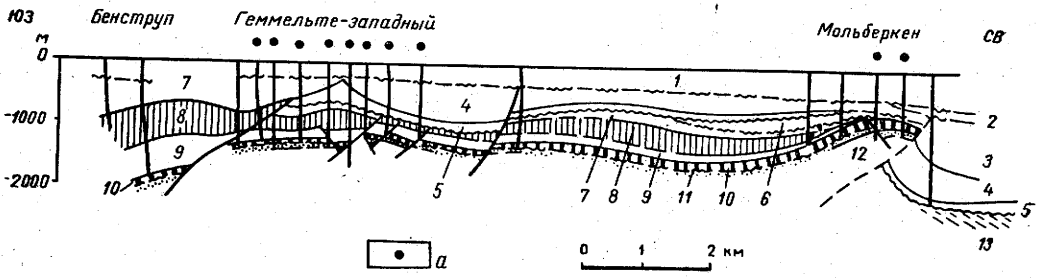


Рис. 19. Разрез месторождений Геммельте-западный и Мольберкен.

1 — неоген — палеоген; *2* — маастрихт; *3* — кампан; *4* — сантон — сеноман; *5* — альб; *6* — баррем; *7* — готерив — валанжин; *8* — вельд; *9* — портланд; *10* — гигасовые слои, кимеридж; *11* — корнбраш; *12* — доггер; *13* — лейас. *а* — нефтяные скважины.

востоке сбросами этих грабенов, а на юге — водо-нефтяным контактом. Рэтская залежь продолжается также и на периклинальное погружение структуры Хоне к северу от Шпехтгорнского грабена. Здесь развиты тектонически экранированные пластовые залежи. В юго-восточной части структуры находится стратиграфически экранированная залежь в песчаниках доггера-β.

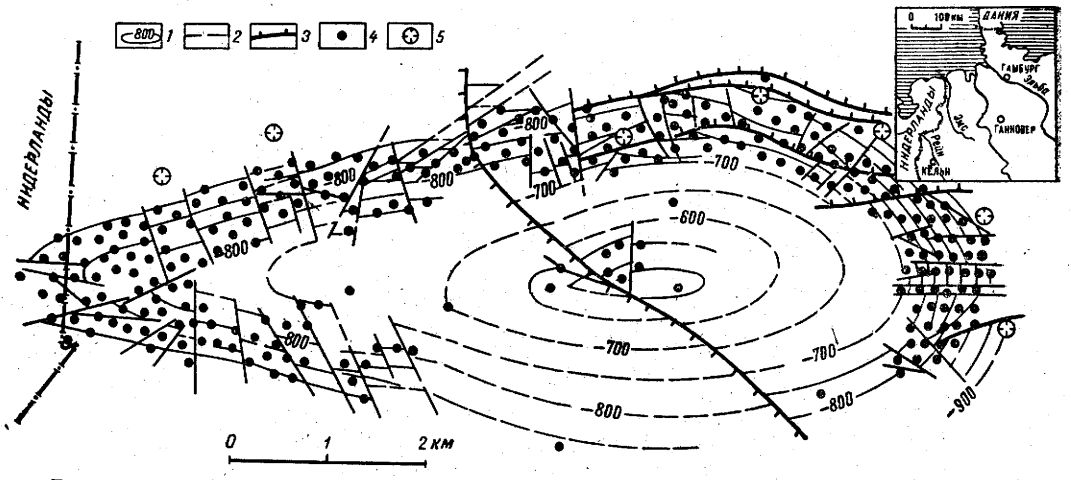


Рис. 20. Структурная карта кровли бентхеймского песчаника месторождения Рюле.

1 — стратоизогипсы кровли бентхеймского песчаника; *2* — сбросы с амплитудой до 40 *м*; *3* — сбросы с амплитудой более 40 *м*; *4*, *5* — скважины: *4* — эксплуатационные, *5* — нагнетательные.

Месторождение Ханкенсбюттель расположено в северной части трога Гифхорн. Нефтеносны два пласта песчаника среднеюрского возраста — доггер-β, залегающие на глубине 1428—1538 и 1482—1535 *м*; пласты падают на восток под углами 10—15° и несогласно перекрываются альбскими отложениями.

Месторождение Геммельте-западный расположено западнее р. Везер. Открыто в 1950—1951 гг. в результате сейсморазведки методом отраженных волн. Представляет пологую антиклиналь герцинского простирания, осложненную нарушениями. Вдоль южного борта проходит надвиг с пло-

скостью, падающей на юго-запад; разрыв значительной амплитуды осложняет его юго-западную часть. Продуктивен только северный, поднятый по разрыву блок (в современной структуре лежачий бок послеальбского надвига). В гигазовых слоях и в породах верхнего кимериджа коллекторами являются маломощные оолитовые и раковинно-детритусовые известняки, а также песчаники и известковистые песчаники кимериджа—корнбраша. Пористость (средняя 17%) и проницаемость коллекторов имеют тенденцию к понижению в северо-западном направлении. Всего эксплуатируется девять отдельных нефтеносных пластов со средней общей мощностью 17 *м* (рис. 19). Разрывы доальбского возраста обусловили расчленение продуктивного поднятия на ряд отдельных блоков с различным положением плоскости водо-нефтяного контакта и разным пластовым давлением. Главное нарушение представляет надвиг северо-западного простирания. Высота этажа нефтеносности по подошве кимериджа в северо-восточной части месторождения около 170 *м*, в юго-западной около 135 *м*. Общая добыча по месторождению к 31 декабря 1955 г. составила 500 382 *т*; месячная добыча к декабрю 1955 г. достигла 10 188 *т* нефти плотностью 0,865 *г/см*^{3}. Первоначальное пластовое давление 140 *ат* (на глубине 1150 *м*), при добыче 361 тыс. *т* упало до 120 *ат*.

Месторождение Рюле расположено в северной части Эмсланда Нижней Саксонии на границе с Голландией, в пределы которой оно несколько вдается. Тектонически приурочено к западной окраине Нижне-Саксонского бассейна. Структура месторождения представляет антиклиналь широтного простирания, сложенную главным образом отложениями мальма и нижнего мела. Граница концессии отделяет в пределах поднятия бóльшую нефтеносную площадь Рюлермоор на востоке от меньшей Рюлертвист на западе. Длина поднятия около 10 *км*, наибольшая ширина почти 4 *км*; продуктивная площадь около 27 *км*^{2} (рис. 20). В центральной части поднятия эоценовые отложения залегают с резким несогласием, возможно, на породах верхнего готерива; на крыльях они срезают отложения баррема, апта, альба, а на юге — также породы сеномана и турона. Продуктивен валанжинский песчаник — бентхеймский.

Месторождение Далюм приурочено к древнему поднятию широтного простирания, прослеживающемуся от Адорфа через Далюм к востоку до Эмса. Первые сведения о наличии поднятия получены в 1937 г. В 1942 г. скважиной Линген-2 — первой продуктивной скважиной в Эмсланде — вскрыты насыщенные нефтью ракушниковые слои вельда. Основные разрабатываемые нефтеносные пласты приурочены к породам вельда и верхнего отдела юрской системы. Меньшее значение имеет нефтеносность дихотомитовых и бентхеймских песчаников валанжинского яруса. В разрезе апта местами также содержится нефть в трещиноватых известковистых мергелях, разрабатывающихся в немногих скважинах. Нефтеносная площадь приурочена к структурно наиболее приподнятой части южного блока. Последний на севере ограничен главным нарушением широтного простирания. Опущено его восточно-северо-восточное крыло; севернее нарушения (северное краевое нарушение) все слои также опущены. Северная часть поднятой глыбы нарушена рядом пологих надвигов, которые являются, по-видимому, следствием дисгармонических движений, затрагивающих преимущественно осадки вельда. Аналогичное северному краевому более слабое нарушение (южное краевое нарушение) имеется и в южной части поднятия. Нефтеносная площадь достигает 10 *км*. Продуктивные горизонты находятся на глубине от 500 до 1200 *м*; главный нефтеносный горизонт залегает на глубине около 1000 *м*.

РЕЙНСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн представляет грабен в теле эпигерцинской платформы. Его северная половина располагается на территории ФРГ, южная — во Франции (рис. 21). В пределах ФРГ обрамления бассейна выражены приподнятыми массивами: на западе это Вогезы, на востоке Шварцвальд и Оденвальд, на севере массив Рейнских сланцевых гор. Бассейн вытянут в субмеридиональном направлении и разбит на систему отдельных блоков субширотного и субмеридионального простирания. На территории ФРГ в бассейне известно около 25 нефтяных и газовых месторождений.

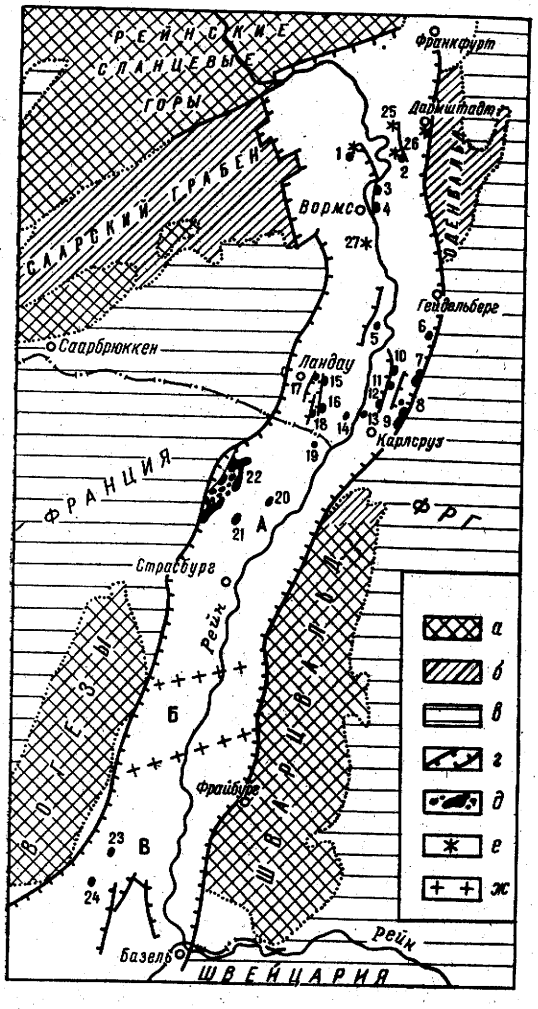


Рис. 21. Нефтегазоносный бассейн Рейнского грабена.

а—в — выходы на поверхность пород: *а* — кристаллического фундамента, *б* — перми, *в* — триаса и юры; *г* — сбросы; месторождения: *д* — нефтяные, *е* — газовые; *ж* — структурные пороги. *А* — Пешельброннская впадина; *Б* — впадина Селеста; *В* — Калиевый соленосный бассейн. *1—27* — месторождения: *1* — Эйх — газонефтяное, *2* — Штокштадт — нефтегазовое; *3—24* — нефтяные: *3* — Ватенгейм, *4* — Хофгейм, *5* — Дуденхофен, *6* — Рот, *7* — Форст-Вайхер, *8* — Бюхенау, *9* — Вайнгартен, *10* — Хютенгейм, *11* — Леопольдсхафен, *12* — Неурет, *13* — Кнелинген, *14* — Максимильянзау, *15* — Офенбах, *16* — Хайна, *17* — Ландау, *18* — Минфелд, *19* — Шайбенхард, *20* — Донау, *21* — Ширхейн, *22* — Пешельброн, *23* — Штаффельфельден, *24* — Реннинг; *25—27* — газовые: *25* — Вольфскеллен, *26* — Пфунгштадт, *27* — Франкенхай.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Бассейн сложен отложениями верхнего палеозоя, мезозоя и кайнозоя, схематический разрез и нефтегазоносность которых приведены в табл. 13, 14.

Таблица 14

Распределение продуктивных отложений в разрезе Рейнского бассейна на территории ФРГ

Возраст		Наименование продуктивной толщи	Литологический состав	Мощность, м	Коллекторские свойства		Состав залежи (плотность, г/см³; содержание, %)	Примеры месторождений
					пористость, %	проницаемость, мд		
Плиоцен		—	Песчаники с прослоями глин	10	20—30	—	Газ, CH_4 94,6; C_2H_6 2,3; N_2 2,2	Штокштадт, Эйх
Верхний миоцен		—	Песчаники	15—20	30	1000	Газ, CH_4 96—98	Штокштадт
Аквитанский ярус		Гидробиевые слои	Доломитизированные мергели кавернозные	0,8	25	—	Газ—метан	Штокштадт, Пфунгштадт, Эйх
Олигоцен	Хаттский ярус	Циреновые слои	Песчаники	—	—	—		Ландау
	Рупельский ярус	Мелеттовые слои	Мергель	—	—	—	Нефть, газ	Ландау, Верраброн
	Саннуазский ярус	Верхнепешельбронские слои	Песчаник	—	—	—	Нефть, плотность 0,854	Ландау
		Среднепешельбронские слои	Карбонатный песчаник	10	30	130	Нефть, плотность 0,82—0,84; парафина 8	Штокштадт
			Песчаник	25	30	7000	Нефть, плотность 0,82—0,84; парафина 40	»
		Нижнепешельбронские слои	»	—	—	—	Нефть	Дуденхофен
Верхний эоцен		Зеленые мергели	Песчанистые мергели	—	—	—	Нефть, плотность 0,856	Форст
Кейпер	Верхний		Песчаник	—	—	—	Нефть, плотность 0,875	Вайнгартен
	Средний		Песчаники	—	—	—	Нефть, плотность 0,863	Вайхер
	Нижний		Доломиты	20	—	—	Нефть, плотность 0,895	Рот

Таблица 13

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Рейнского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Литологический состав	Мощность, м
Четвертичная	Голоцен, плейстоцен	—	Песок, гравий, глина	До 400
Неоген	Плиоцен	—	Пески, гравий, глины	0—640
	Миоцен	Аквитан	Пестрые глинистые мергели, прослои песчаников, известняков, доломитов	200—1600
Палеоген	Олигоцен	Хатт	Глинистые мергели, прослои песчаников и ангидритов	140—500
		Рупель	Глинистый мергель с прослоями песчаника	250—500
		Саннуаз (пешельброннские слои)	Пестрые аргиллиты и глинистые мергели с прослоями песчаников	50—500
	Эоцен	Верхний	Известняки, мергели	До 800
		Средний	То же	До 60
		Нижний	Бобовые руды, песчаники	До 70
Юра	Мальм	Кимеридж	Известняки, мергели	18
		Оксфорд	То же	200
		Келловей	Аргиллиты, глинистые мергели	60
	Доггер	Бат	Мергели	20
		Байос	Оолитовые известняки, мергели — пласт	40—100
		Аален	Мергели, песчанистые известняки	50
			Чередующиеся аргиллиты и песчаники, оолитовые железняки	200
	Лейас	Тоар, шармут, синемюр, геттанг	Аргиллиты, мергели, сланцы	70—100
Триас	Кейпер	Верхний	Песчаники и аргиллиты	20
		Средний	Мергели, аргиллиты, песчаники	170—300
		Нижний	Аргиллиты с прослоями песчаников	30

Продолжение табл. 13

Система	Отдел	Ярус	Литологический состав	Мощность, *м*
Триас	Раковинный известняк	Верхний	Известняки и доломиты	190—230
		Средний	Доломитизированные мергели	
		Нижний	Соль	—
	Пестрый песчаник	—	Красные аргиллиты и песчаники, конгломераты	10—500
Пермь	Цехштейн	—	Пестрые глины, доломиты, песчаники	15
	Красный лежень	—	Песчаники красные, зеленые, серые	До 1000

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Структуры месторождений связаны с возрожденными и погребенными поднятиями, образованными движениями блоков фундамента. Для месторождений таких форм характерны главным образом пластовые сводовые, тектонически, стратиграфически и литологически экранированные залежи; массивные залежи редки (табл. 15).

Таблица 15

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Рейнского бассейна

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Примеры месторождений	Возраст продуктивных отложений
Погребенные поднятия	Пластовые	Сводовые	Штокштадт	Аквитанский ярус, пешельброннские слои
		Тектонически экранированные	Ландау, Верраброн	Олигоцен: цвреновый мергель, слои меллета

Размеры месторождений бассейна небольшие, наиболее крупное нефтегазовое месторождение Штокштадт.

Месторождение Штокштадт приурочено к сильно поднятому и наклоненному к юго-западу блоку, расположенному почти в середине осевой части Рейнского грабена. Важнейшим структурным элементом является нарушение, простирающееся с юга на север с амплитудой более 400 *м* и сопровождающееся рядом более мелких нарушений, иногда очень пологих. В верхней части разреза месторождения имеются две пластовые газовые залежи, расчлененные нарушениями на отдельные блоки. К песчаникам пешельбронна приурочена нефтяная залежь. Глубина ее порядка 1700 *м*. Нефтеносная площадь в пределах главного блока протягивается с севера на юг приблизительно на 1300 *м*, а с востока на запад в среднем на 100 *м*.

Таблица 16

Распределение продуктивных отложений месторождений нефти Рейнского бассейна

Месторождение	Год открытия	Литологический состав	Возраст	Глубина, м	Состав залежи
Форт	Вторая половина 30-х годов	Песчаники	Средний триас	640—840	Нефть
Ваихер	То же	»	То же	380—430	»
Верраброн	»	Мергели	Слои меллета	480—500	Нефть и газ
Штокштадт	1953	Песчаники	Плиоцен	130—180	Газ
		Песчаники, песчаные мергели	Миоцен	380—770	»
		Песчаники	Пешельброннские слои	1700	Нефть
Эйх	1953	»	Плиоцен и миоцен	—	Газ
Пфунгштадт	1953	»	Миоцен	880	»
Ватенгейм	1953	»	Пешельброннские слои	2300	Нефть
Рот	1953	Доломиты	Нижний кейпер	650	»
Вайнгартен	1954	Песчаники	Пешельброннские слои	—	»
		Мергели	Слои меллета	—	»
		Песчаники	Рэт	1080	»
Ландау	1955	»	Пешельброннские слои	1468—1550	»
		Мергели	Слои меллета	—	»
Хайна	1957	Песчаники	Пешельброннские слои	1370	»
Леопольдсхафен	1957	Мергели	Олигоцен	1230	»

Некоторые сведения по отдельным месторождениям Рейнского бассейна приведены в табл. 16.

ПРЕДАЛЬПИЙСКИЙ МОЛАССОВЫЙ БАССЕЙН

Бассейн расположен на юге ФРГ и связан с предгорным прогибом Альп (рис. 22). Наиболее глубокая его область находится непосредственно у подножия Альп, где мощность моласс достигает 5000—6000 *м*. Складча-

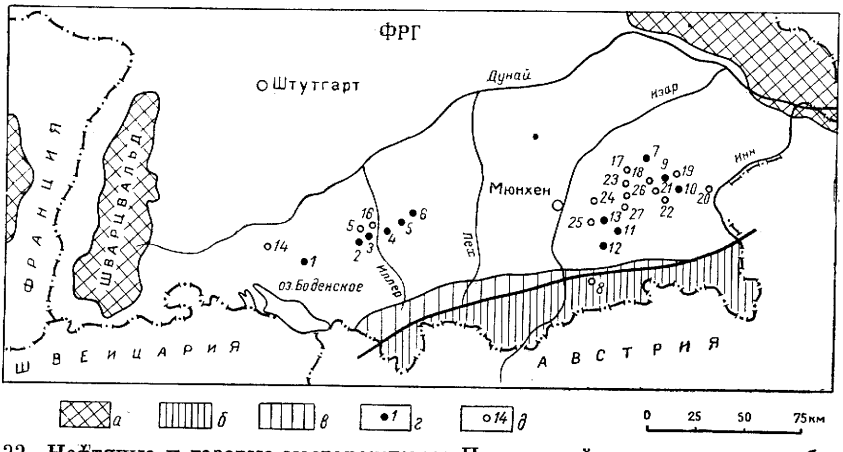


Рис. 22. Нефтяные и газовые месторождения Предальпийского молассового бассейна на территории ФРГ.

а — выступы кристаллического фундамента; *б* — зона альпийской складчатости; *в* — складчатый борт Предальпийского прогиба; месторождения: *г* — нефтяные, *д* — газовые. *1* — Фронхофен, *2* — Эливанген, *3*, *15* — Менхсрот, *4* — Геймертинген, *5* — Лаубен, *6* — Арлесрид, *7* — Вельден, *8* — Тегернзее, *9*, *19* — Ампфинг, *10* — Вельдкрайбург, *11* — Аслинг, *12* — Хохрейн, *13* — Моосач, *14* — Пфулендорф, *16* — Кирхдорф, *17* — Дорфен, *18* — Штейнкирхен, *20* — Гендорф, *21* — Одгессен, *22* — Бирванг, *23* — Изен, *24* — Анцинг, *25* — Вольфсберг, *26* — Шнаупинг, *27* — Альбахинг.

тая часть бассейна смята в узкие антиклинали, осложненные разрывами и надвигами. Для платформенной части характерно моноклинальное залегание слоев, нарушенное сбросами, отражающими глыбовые подвижки фундамента.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В табл. 17 и 18 приведены схематический разрез продуктивной части отложений, слагающих Предальпийский бассейн, и распределение нефтеносности в его пределах.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Известно более 20 нефтяных и газовых месторождений, в основном связанных с моноклиналями, осложненными региональными нарушениями. Они широко распространены в восточной части бассейна между реками Изар и Инн, а также в центральной и средней частях бассейна р. Иллер.

Месторождения, представленные нормальными антиклинальными складками, встречаются редко. Антиклинали очень пологие, платформенного типа.

Месторождение Ампфинг (рис. 23) нефтегазовое (1954) *. Является наиболее крупным. Содержит несколько пластовых тектонически

Таблица 17

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Предальпийского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Литологический состав	Мощность, м
Четвертичная	—	—	Морены, гравелиты, галечники, глина	Несколько десятков
Неоген	Плиоцен	—	Гравелиты, галечники, суглинки, пески	То же
	Миоцен	Сармат	Тонкозернистые песчаники, глины, глинистые мергели, аргиллиты, угли	До 400
		Тортон	Глина с прослоями песчаников, угли	До 100
		Гельвет	Песчаники, мергели, песчанистые глины (шлир); в нижней части гравелиты и песчаники	250
		Бурдигал	Пески, песчаники, песчанистые глины, глины	1000
		Аквитан	Песчаники, мергели и глины	1000
Палеоген	Олигоцен	Хатт	Пески, песчаники, глины	400
		Рупель	Глины, песчаники, мергели, глинистые известняки	200—300
		Латторф	Внизу базальные песчаники, вверху известняки с прослоями песчаников и глин	Несколько десятков
	Эоцен		Литотамниевые и дискоциклиновые известняки, глинистые известняки, песчаники, мергели	2—90
Мел	Верхний	Сантон, коньяк, турон	Темные глины, песчаники, глинистые известняки, мергели	До 100
		Сеноман	Глауконитовые песчаники	—
Юра	Мальм	—	Оолитовые известняки, доломиты, известняки, глауконитовые песчаники	450
	Доггер	—	Глины, аргиллиты, песчаники	120
	Лейас	—	Песчаники, мергели, известняки	Первые десятки
Триас	Кейпер	—	Пестрые песчаники, сланцы, мергели, в основании конгломераты	150

Таблица 18

Распределение продуктивных отложений в разрезе Предальпийского молассового бассейна на территории ФРГ

Наименование	Литологический состав; мощность, *м*; пористость, %; проницаемость, *мд*	Состав залежи (плотность, *г/см*³; содержание, %)	Примеры месторождений
Бурдигальский ярус	Песчаники	Газ	Гендорф
Хаттский ярус	Песчаники, пористость 16,8; проницаемость 46	Нефть, плотность 0,840	Геймертинген
	Песчаники	Газ	Ампфинг, Штейнкирхен
Рупельский ярус, слои бауштейн	»	»	Изен, Менхсрот, Хоеплинден, Штейнкирхен
		Нефть	Лаубен, Геймертинген
Латторфский ярус, слои ампфинг	Базальные песчаники, 10 *м*	Нефть, плотность 0,93; с газовой шапкой	Ампфинг
Приабонский ярус	Известняки, 3,9 *м*	Нефть	Хоенлинден, Альбахинг
Доггер	Песчаники	Газ, CH_4 91	Кирхдорф
		Нефть	Менхсрот
Лейас	»	Нефть, плотность 0,9024	Маркдорф

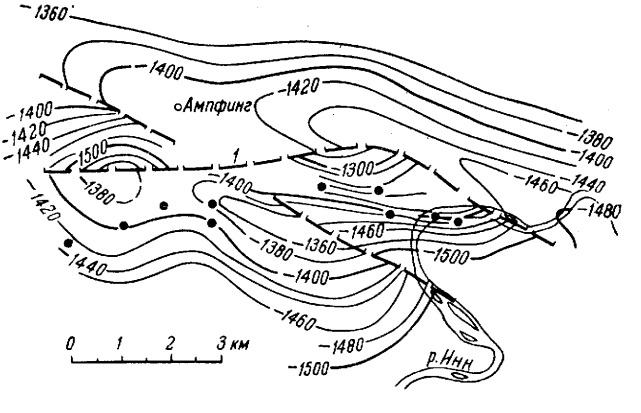


Рис. 23. Структурная карта кровли песчаников ампфинг месторождения Ампфинг.

экранированных залежей. Угол падения пластов не превышает 10°. Главным коллекторским горизонтом служат песчаники свиты ампфинг, залегающие в основании кайнозойских отложений на глубине 1750—1800 *м*. Мощность коллектора 10 *м*. Залежь имеет газовую шапку.

Месторождение Изен газовое. Расположено западнее Ампфинг. Открыто в 1954 г. Пластовая сводовая залежь приурочена к песчаникам рупельского яруса, залегающим на глубине 1950—2000 *м*. По запасам газа занимает первое место в бассейне.

Месторождение Маркдорф нефтяное. Нефть заключается в песчаниках лейаса. Представляет пример пластовой сводовой залежи.

ЛИТЕРАТУРА

Айзенштадт Г. Е.-А., Горфункель М. В. Тектоника и нефтеносность Прикаспийской и Северо-Германской впадин. Изд-во «Недра», 1965.

Нефтегазоносные площади Федеративной Республики Германии. XX Международный геол. конгресс. т. II. Гостоптехиздат, 1959.

Рихтер-Бернбург Г., Шотт В. История формирования соляных куполов и их значение для образования залежей нефти в Северо-Западной Германии. V Международный нефт. конгресс, т. 1. Гостоптехиздат, 1961.

Текст Ф. Тектоника и миграция нефти в нефтяных месторождениях прогиба Гифхорн. V Международный нефт. конгресс, т. 1. Гостоптехиздат, 1961.

---

§ 5. ФРАНЦИЯ

Месторождения нефти и газа расположены на севере, юге и востоке страны в четырех бассейнах: Аквитанском, Парижском, Рейнском и Ронско-Бресском (рис. 24). Всего известно 30 месторождений. Основная добыча нефти ведется из месторождений южного, Аквитанского, бассейна.

АКВИТАНСКИЙ БАССЕЙН

Аквитанский бассейн представляет предгорный прогиб с широким и пологим платформенным бортом, ограниченным на севере выходами на поверхность кристаллических пород Арморикайского и Центрального массивов. Узкий складчатый борт прогиба отделяется от альпийской системы Пиренеев большим Северо-Пиренейским разломом. С поверхности основная часть бассейна покрыта четвертичными и неогеновыми отложениями, и лишь на крайнем юге появляются мезозойские образования.

По характеру геологического строения и составу выполняющих осадков в бассейне выделяются три структурные зоны субширотного простирания. Южная Припиренейская зона вытянута вдоль Пиренеев и сложена в основном флишевыми породами верхнего мела и палеогена. Строение отдельных антиклинальных поднятий в приповерхностных частях сравнительно простое, северные крылья несколько более крутые. На глубине строение поднятий осложнено соляной тектоникой. К этой зоне приурочены газовые месторождения Сен-Марсе и Чарл. Северная зона располагается между долиной р. Гарона и выходами на поверхность палеозойских массивов. Для нее характерно выпадение из разреза нижнемеловых отложений. Антиклинали широкие и пологие, южные крылья, как правило, более крутые. Между северной и южной располагается центральная зона, разделенная срединным валом на две впадины: северную — Аркашонскую и южную — Адурскую. Основные месторо-

ждения центральной зоны Аквитанского бассейна: Казо, Люго, Паренти, Лак и др.

Нефтепроявления известны давно, они послужили основой для заложения ряда скважин глубиной до 500 *м*, пробуренных после первой

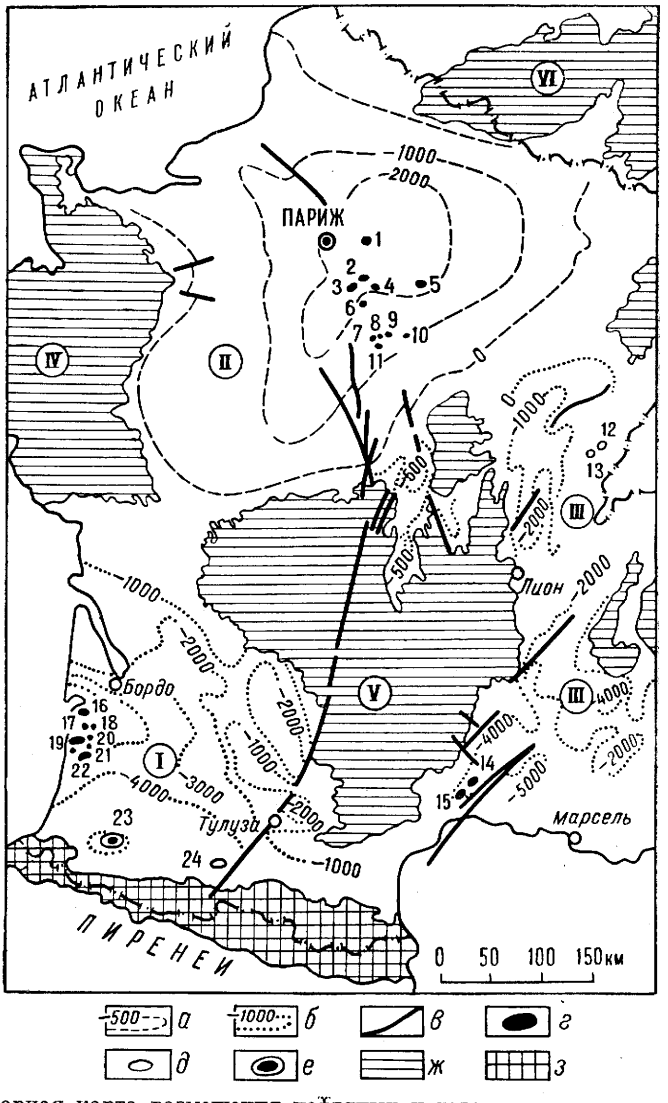


Рис. 24. Обзорная карта размещения нефтяных и газовых месторождений Аквитанского, Парижского и Ронско-Брессского бассейнов.

а — изолинии глубин кровли пермо-триаса; *б* — изолинии глубин фундамента; *в* — разрывные нарушения; месторождения: *г* — нефтяные, *д* — газовые, *е* — нефтегазовые; *ж* — выход на поверхность кристаллического фундамента; *з* — Пиренейская складчатая область.
I — Аквитанский бассейн; *II* — Парижский бассейн; *III* — Ронский бассейн; *IV* — Арморикан-ский массив; *V* — Центральный массив; *VI* — Рейнские сланцевые горы. *1—24* — месторождения: *1* — Кулом, *2* — Шартрет, *3* — Шелли, *4* — Валянс, *5* — Сен-Мартен де Боссена, *6* — Вильме, *7* — Тарайль, *8* — Шаторенар, *9* — Шоель, *10* — Жуанье, *11* — Сен-Фермен де Буа, *12* — Валемпуер, *13* — Лон ле Сонье, *14* — Галициан, *15* — Габиан, *16* — Казо, *17* — Люго, *18* — Мот, *19* — Паренти, *20* — Люка, *21* — Сен-Троссе, *22* — Мимизан-Норд, *23* — Лак, *24* — Сен-Марсе.

мировой войны, однако притоки нефти не были получены. Систематические поисковые работы, проведенные в предгорьях Пиренеев, относятся к 1938 г. Эти работы привели к ряду открытий: в 1939 г. — крупного газового месторождения Сен-Марсе, в 1949 г. — крупной залежи нефти

в доломитах нижнего сенона на Лакском поднятии, в 1950 г. на этом же поднятии — крупного скопления газа в известняках и доломитах верхнеюрского и нижнемелового возраста. В 1954 г. была вскрыта залежь нефти на месторождении Паренти, которое заняло одно из первых мест по добыче нефти в Западной Европе. В этом же районе открыто несколько нефтяных месторождений с залежами в нижнемеловых отложениях, в частности Мот в 1955 г., Люго и Люка в 1956 г. В 1959 г. в северной части бассейна открыто второе по величине нефтяное месторождение Казо и северо-западнее месторождения Сен-Марсе — газовое месторождение Чарл. В последующие годы в районе Паренти обнаружены три небольших нефтяных месторождения: Мимизан-Норд (1960)*, Лаверже ле Тест (1962)*, Кабель (1964)*. В конце 1964 г. на площади Миллон, расположенной к юго-востоку от месторождения Лак, получен крупный приток газа в интервале 4799—4999 *м* из доломитов верхней юры; суточный дебит скважины-открывательницы 1672 тыс. $м^3$. Всего в Аквитанском бассейне известно 10 месторождений нефти и газа.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Осадочный чехол Аквитанского бассейна начинается с верхнекаменноугольных отложений. Верхний карбон и пермь представлены континентальными отложениями — песчано-конгломератовой толщей с прослоями углей мощностью от 100 до 500 *м*. Выше лежат пестрые глины, доломиты, ангидриты и соль триаса. Доломиты верхней части триасовой толщи битуминозны, с ними связаны незначительные нефтепроявления. Разрез отложений, залегающих выше и содержащих нефтегазоносные толщи, приведен в табл. 19.

Основные нефтесодержащие горизонты приурочены к нижнемеловым и в меньшей степени к среднеюрским отложениям (табл. 20). Следует отметить, что нефтепроявления встречаются по всему разрезу. Значительное количество асфальта, некоторое время разрабатывавшегося, содержится в миоценовых отложениях.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Бóльшая часть месторождений связана с платформенными брахиантиклиналями.

Месторождение Сен-Марсе (рис. 25) расположено в северных предгорьях Пиренеев и приурочено к брахиантиклинали, хорошо выраженной на поверхности. Ундуляция шарнира складки образует три поднятия: Сен-Марсе, Прупиари и Сен-Мартори. Углы падения крыльев порядка 25°, причем более крутые северные крылья. С глубиной строение складки резко изменяется, и она приобретает горбообразную форму под действием соляного диапира. Основная залежь газа заключена в известняковых брекчиях сеномана на глубине 1450 *м*, а залежь нефти — в среднеюрских доломитах, приуроченных к сводовой части купола Сен-Марсе на глубине 1830—1930 *м*. Небольшие залежи газа имеются в доломитах нижнего лейаса и в тонких прослоях песчаников, содержащихся в толще мергелей и флиша верхнего мела.

Месторождение Лак (рис. 26) расположено на юге страны, в долине Гав де По и связано с крупной антиклиналью. С запада на поднятие Лак надвинута разбитая сбросами антиклиналь Сен-Сюзанн и сопряженная с ней синклиналь Совлад; на востоке поднятие ограничено зоной

Таблица 19

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений Аквитанского бассейна

Система	Отдел	Ярус, надъярус	Литологический состав	Мощность, м
Четвертичная	—	—	Континентальные пески и глины	Десятки метров
Неоген	Плиоцен	—	Пестроцветные пески	—
	Миоцен	Гельвет	Песчаники	600
		Бурдигал	Песчаники на западе, озерные глины и мергели на востоке	
		Аквитан	Песчаники, коралловые известняки; на востоке пресноводные известняки	
Палеоген	Олигоцен	Хатт	Озерные известняки и мергели	300
		Стампий	Мергели, известняки, песчаники; на востоке пресноводные молассы	
		Саннуаз	Известняки, известковистые песчаники с кремниевыми конкрециями и нуммулитовые известняки	
	Эоцен	Людийский, ледийский	Глины, мергели, известняки; на востоке пресноводные молассы	До 1000
		Лютетский	Известняки, мергели, аргиллиты, глины, песчаники; в основании конгломераты	
	Палеоцен	Ипрский, тенетский, монтский	Известняки, мергели и песчаники; на юге флишевые фации, на востоке конгломераты и мергели	
			Мергели	100
Мел	Верхний	Датский	Известняки	100—300
		Сенон—турон	Известняки, прослои мергелей; на юге глины, песчаники, конгломераты, мергели	100—500, на юге до 3000
		Сеноманский	Мергели, на юге флиш	100—300, на юге до 1500
	Нижний	Альбский	Мергели, мергелистые известняки, рифовые известняки, глины; на юго-западе песчаники	350—1500
		Аптский	Глины, известняки, в основании конгломераты	100—600
		Неоком	Черные известняки, доломиты, прослои мергелей, ангидриты, в основании пестрые глины и песчаники	120—300
Юра	Верхний (мальм)	—	Известняки, доломиты, прослои мергелей, на севере глины и глинистые известняки	До 1000
	Средний (доггер)	Бат Байос	Известняки, доломиты Известняки, мергели, доломиты	150—300
	Нижний (лейас)	—	Известняки, доломиты, битуминозные глины, в основании брекчия	До 600

Таблица 20

Распределение продуктивных отложений в разрезе Аквитанского бассейна

Возраст	Литологический состав коллекторов	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, *мд*	Мощность, *м*	Состав залежи (плотность, *г/см³*; содержание, %)	Примеры месторождений
Кампан	Известняки трещиноватые	До 23	—	100	Нефть, плотность 0,921	Лак
Сеноман	Известняковая брекчия	2—3	Несколько *мд*	40	Газ, CH_4 88,8; C_2H_6 4,4; C_3H_8 1,7; C_4H_{10} 2,1; N_2 2,9; CO_2 0,1	Сен-Марсе
Альб	Песчаники	18,1	300	—	Нефть, плотность 0,854	Казо
Апт	»	15	250	—	—	Люго
	Песчаники, песчанистые известняки и доломиты	—	—	—	Нефть, плотность 0,93	
Неоком	Доломиты	6	3,5	200	Нефть, плотность 0,862	Паренти
Неоком-верхняя юра	Известняки, доломитизированные известняки, доломиты	Незначительная	—	600	Газ и конденсат, плотность 0,825	Лак
		Коллекторские свойства определяются трещиноватостью				
Доггер	Доломиты	До 5	Несколько *мд*	Несколько десятков *м*	Газ	Сен-Марсе
	Доломиты и известняки	Коллекторские свойства определяются трещиноватостью		—	Газ и нефть, плотность 0,865	Паренти
Нижний лейас	Доломитовая брекчия, известняки	2,5—3	Несколько *мд*	180	Газ и нефть, плотность 0,883	Сен-Марсе

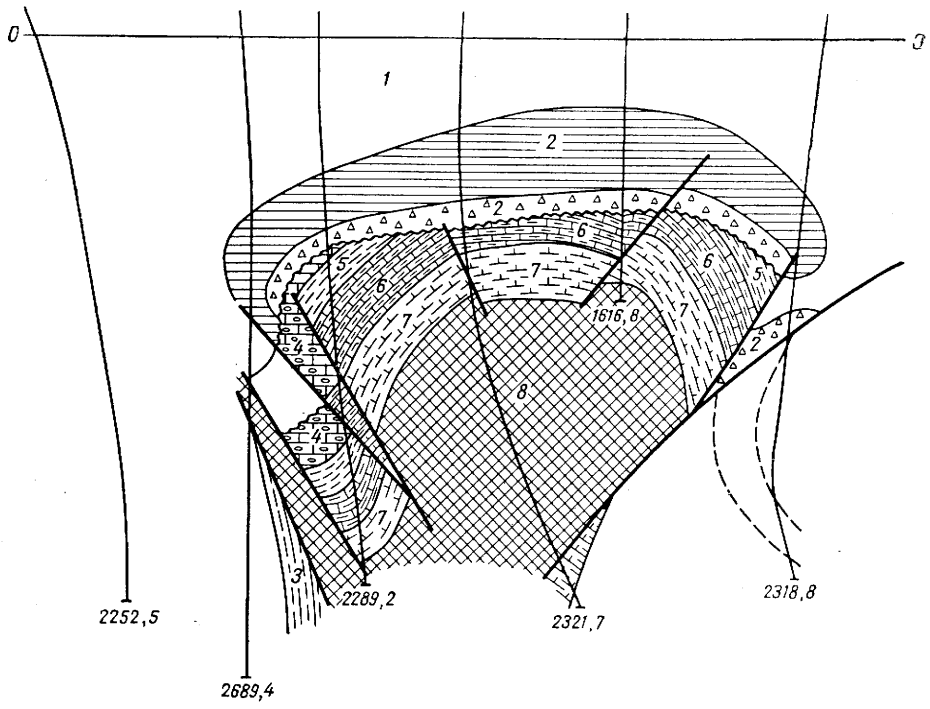


Рис. 25. Поперечный разрез месторождения Сен-Марсе (по P. Michel, 1956).

1 — верхнемеловой флиш; *2* — сеноман; мергели и брекчия (газоносная); *3* — альп — апт; *4* — юрские доломиты (газоносные); *5—7* — лейас: *5* — верхний, *6* — средний, *7* — нижний; *8* — триас.

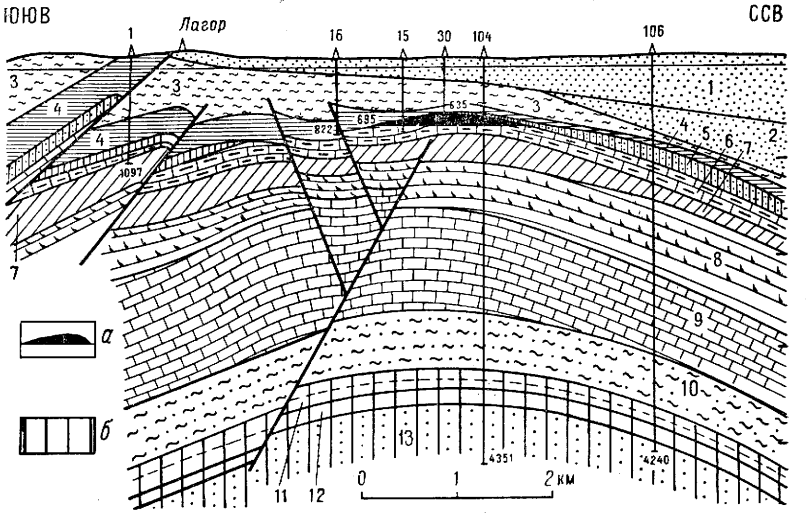


Рис. 26. Поперечный разрез месторождения Лак.

1 — неогеновая моласса; *2* — лютетский ярус; *3* — ипрский ярус; *4* — палеоцен; *5, 6* — сенон: *5* — верхний, *6* — нижний (нефтеносный); *7* — турон — сеноман; *8* — альб; *9, 10* — апт: *9* — верхний, *10* — нижний; *11* — неоком (газоносный); *12* — валанжин (газоносный); *13* — юра верхняя (газоносная), залежь: *а* — нефтяная; *б* — газовая.

нарушения Ортез-Лагор. Залежь газа связана с массивным природным резервуаром, представленным 500-метровой толщей верхней юры и неокома, залегающей на глубине 3300—4300 *м*. Коллектором являются известняки, часто песчанистые, и тонкокристаллические доломиты. Толща

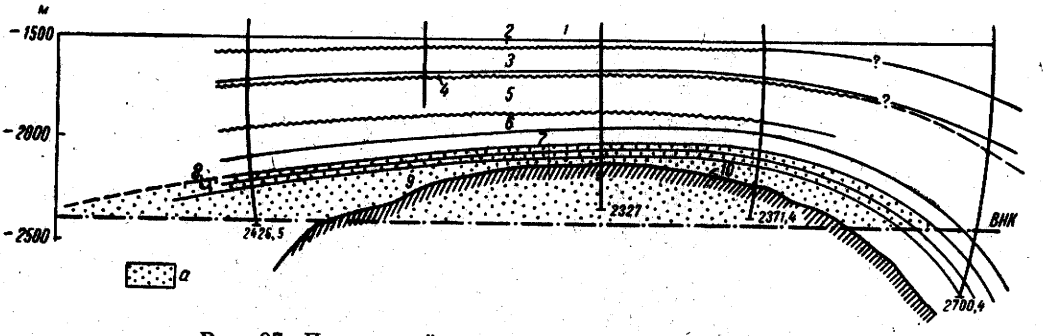


Рис. 27. Поперечный разрез месторождения Паренти.

1 — кайнозой; *2* — кровля верхнего мела; *3* — сенон; *4—5* — сеноман; *4* — верхний, *5* — нижний; *6* — альб; *7* — апт; *8* — баррем; *9* — неоком; *10* — кровля юрских известняков. *а* — нефть.

перекрыта черными, в различной степени песчанистыми мергелями, вверху линзами нефтенасыщенных песчаников. Запасы газа оцениваются в 150—250 млрд. $м^3$, что позволяет отнести это месторождение к крупнейшим месторождениям мира. Залежь нефти находится на глубине 640 *м* и приурочена к трещиноватым доломитам и известнякам кампанского возраста. Пористость известняков достигает 23%; пористость доломитов крайне неравномерная.

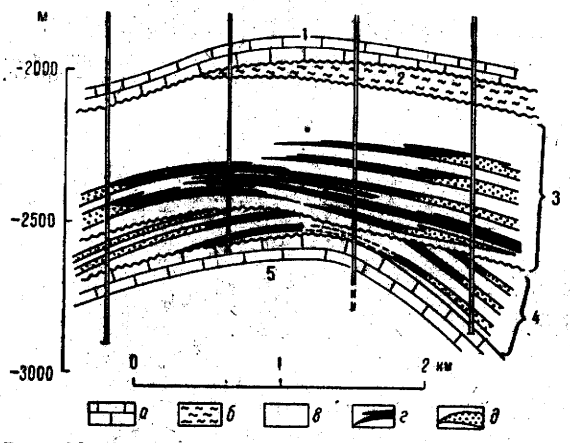


Рис. 28. Схематический поперечный разрез месторождения Казо.

1 — сенон — турон; *2* — сеноман; *3* — альб; *4* — нижний апт; *5* — неоком; *а* — плотные известняки; *б* — мергели; *в* — темные глины; *г* — нефтеносные песчаники; *д* — водоносные песчаники.

Месторождение Паренти, крупнейшее во Франции, расположено в крайней западной части Аквитанского бассейна и связано с пологой антиклиналью, вытянутой широтно (рис. 27). Южное крыло более крутое и нарушено продольным сбросом. Нефть залегает на глубине 2260—2660 *м* и приурочена к известнякам и доломитам неокома и верхней юры. Покрышкой служит 350-метровая толща серых и черных мергелей апт-сеноманского возраста. Размер залежи в плане 3 × 10 *км*.

Месторождение Казо открыто в 1959 г. Расположено в северной части Аквитанского бассейна, в 60 *км* к юго-западу от г. Бордо и является вторым по величине (после Паренти) нефтяным месторождением Франции. Оно связано с антиклиналью широтного простирания с более крутым северным крылом (рис. 28). Продуктивны песчаники и известняки нижнего мела, залегающие на глубине 2000—3000 *м*. В отложениях альба мощностью 200—500 *м* выделяют пять пачек коллекторов; к ним приурочено 87% запасов. Несколько пластов-коллекторов, залегающих линзо-

образно, выделяется в толще нижнего апта, имеющей мощность 250 *м*; на них приходятся остальные 13% запасов нефти.

Другие месторождения (Мот, Люго, Люка) приурочены к небольшим погребенным антиклиналям. Нефть залегает в трещиноватых известняках и доломитах неокома, образуя массивные залежи. Характеристика основных нефтяных месторождений приведена в табл. 21.

Таблица 21

Характеристика основных месторождений нефти Аквитанского бассейна

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивных отложений, *м*	Количество эксплуатационных скважин	Среднесуточная добыча, *т*	Суммарная добыча на конец 1964 г., тыс. *т*
Паренти	1954	2260	12	4732	13 714
Мот	1955	2460	2	335	670
Люго	1956	1470	6	81	261
Лак	1959	640	20	254	2 547
Казо	1959	2460	22	1820	1 874
Мимизан-Норд	1960	1350	2	84	116
Лаверже ле Тест	1962	3195	4	485	277
Кабель	1964	2100	1	97	21,4
Остальные	—	—	1	9,2	38

ПАРИЖСКИЙ БАССЕЙН

Парижский бассейн занимает северную часть Франции и представляет платформенную эпигерцинскую впадину. В северо-западном направлении он раскрывается в пролив Ла-Манш, а на юго-западе и юго-востоке ограничивается Центральным, Армориканским и Брабантским массивами. В разрезе бассейн имеет форму пологой синклинали с максимальным погружением в районе Парижа, достигающим 3000 *м*. Осадочная толща смята в пологие брахиантиклинали, наследующие простирание структур фундамента. Нефтяные месторождения сосредоточены к юго-востоку и востоку от Парижа.

Поисково-разведочные работы начались в 1952 г. В процессе бурения на ряде площадей отмечены незначительные нефтепроявления из юрских и пермо-триасовых пород. Поскольку структурные формы на поверхности не выражены, предварительно проводились геофизические работы. В 1956—1957 гг. несколько восточнее Парижа с помощью сейсморазведки выявлена антиклиналь Кулом, а в 1958 г. на этой структуре открыто самое крупное в Парижском бассейне месторождение нефти. Через 3 месяца после открытия Кулом нефть была получена на месторождении Шаторенар недалеко от Орлеана. В 1959 г. юго-восточнее Парижа открыты четыре нефтяных месторождения — Вильме, Сен-Мартен де Боссена, Шартрет, Шелли. В последующие годы обнаружено несколько небольших месторождений нефти в районе, непосредственно примыкающем к месторождению Шаторенар. Всего в бассейне имеется 11 нефтяных месторождений.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Разрез осадочных образований Парижского бассейна начинается с пермо-триасовой континентальной толщи, заполняющей неровности герцинского кристаллического фундамента. Наиболее распространены отложения юры и мела, разрез которых приведен в табл. 22. Эти

отложения перекрыты пластами палеогенового возраста мощностью до 200 *м*, сложенными морскими (мергели, реже известняки) и пресноводно-континентальными образованиями.

Таблица 22

Литолого-стратиграфический разрез меловых и юрских отложений Парижского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Литологический состав	Мощность, *м*
Мел	Верхний	Сенон	Мел, глинистые и известковые мергели	100—200
		Турон	Мергели и песчаники	
		Сеноман	Глауконитовые песчанки, известняки	
	Нижний	Альб	Глины, внизу песчаники	100—150
		Апт	Мергели, пески, глины	
		Баррем, готерив, валанжин	Пестроцветные пески, глины континентального происхождения	До 600
Юра	Верхний (мальм)	Пурбек	Песчано-глинистые континентальные отложения	До 900
		Портланд	Глинистые известняки, мергели, известняки	
		Кимеридж	Глинистые известняки, мергели, глины	
		Лузитан	Известняки и мергели	
		Оксфорд	Глинистые известняки, мергели, глины	
		Келловей	Глины и глинистые известняки	
	Средний (доггер)	Бат, байос	Органогенные и оолитовые известняки, песчанистые известняки, мергели	300
	Нижний (лейас)	Аален, тоар	Глины, песчанистые мергели, известняки	100
		Домер	Глины, мергели, известняки	170
		Лотаринг	Мергели, оолитовые известняки, в основании песчаники	100
		Геттанг	Глины и оолитовые известняки	100
		Рэт	Мергели, глины, песчаники	30—40

Почти все нефтяные залежи приурочены к известнякам доггера, и лишь на месторождении Шаторенар нефтеносны песчаники неокома. Основной коллектор слагается оолитовыми и органогенными известняками. Пористость оолитовых разностей 5—10%, органогенных — от 10 до 15%; в верхней части толщи проницаемость незначительна — первые десятки миллидарси, вниз по разрезу она резко возрастает и достигает нескольких дарси. Продуктивные неокомские отложения представлены песками тонкозернистыми, кварцевыми. Местами эти пески переходят в плотные песчаники с известковистым цементом. Проницаемость их в сред-

нем составляет 1500 *мд*. Эти отложения продуктивны на месторождении Шаторенар. Притоки нефти из основания толщи неокома (пески гризель) наблюдались в скважинах на площади Сен-Фермен де Буа.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения нефти приурочены к пологим брахиантиклиналям; залежи, как правило, массивные, реже пластовые сводовые и литологически экранированные в песчаниках неокома.

Месторождение Кулом имеет наибольшее экономическое значение. Оно приурочено к пологой брахиантиклинали, осложненной двумя куполовидными поднятиями. Продуктивны батские отложения, сложенные оолитовыми и органогенными известняками, залегающими на глубине 1800 *м*. Мощность нефтесодержащей толщи 34 *м*. Плотность нефти 0,854 *г/см*^{3}; суточная добыча 260 *т*.

Месторождение Шаторенар расположено примерно в 100 *км* к юго-востоку от Парижа и представляет по кровле кимериджа симметричную брахиантиклиналь северо-восточного простирания, длиной около 3,5 *км*, шириной до 2 *км*. В интервале 562—568 *м* в толще неокома выделяются два горизонта, из которых верхний насыщен нефтью. В августе 1958 г. этот верхний песчаный горизонт под названием шаторенар введен в разработку с первоначальным дебитом нефти 5,75 *т/сутки*. Определение границ выявленной залежи затруднено ввиду изменчивого характера песков шаторенар. На коротком расстоянии пески переходят в глины или цементируются. На месторождении развиты пластовые и литологически экранированные залежи. Плотность нефти 0,893 *г/см*^{3}. Все скважины эксплуатируются насосами.

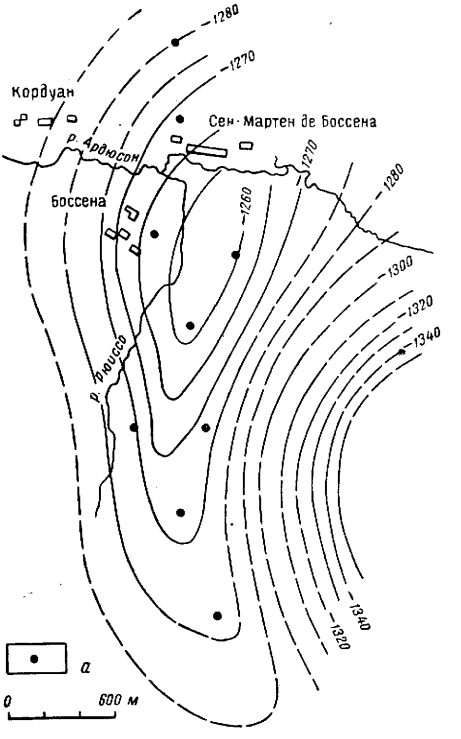


Рис. 29. Структурная карта кровли верхнеюрских отложений месторождения Сен-Мартен де Боссена (по I. Fallot, I. Ragezy и др., 1960).

а — нефтяные скважины.

На месторождении Вильме (1959)*, расположенном в 65 *км* к юго-востоку от Парижа, суточные дебиты нефти из скважины-открывательницы составляют 30 *т*.

Месторождение Сен-Мартен де Боссена (1959)* расположено в 260 *км* к юго-востоку от Парижа (рис. 29). Нефтеносна известняковая пачка мощностью 73 *м*, приуроченная к верхней части доггера. Глубина залежи 1350 *м*. Суточные дебиты нефти 50 *т*. Плотность нефти 0,863 *г/см*^{3}.

На остальных месторождениях также нефтеносны известняки доггера; добыча нефти из них невысокая. Характеристика основных месторождений нефти приводится в табл. 23.

Таблица 23

Характеристика основных месторождений нефти Парижского бассейна

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивной толщи, *м*	Количество эксплуатационных скважин	Среднесуточная добыча, *т*	Суммарная добыча на конец 1964 г., тыс. *т*
Шартрет	1958	1670	16	81	194
Шелли	1958	1670	21	301	584
Кулом	1958	1800	25	260	894
Шаторенар	1958	560	26	146	237
Сен-Мартен де Боссена	1959	1350	12	186	641
Вильме	1959	1340	5	111	232
Сен-Фермен де Буа	1960	670	41	295	411
Шоель	1961	670	41	210	258
Остальные	—	—	8	25	46

РЕЙНСКИЙ БАССЕЙН

Рейнский бассейн-грабен заходит на территорию Франции лишь южной частью (см. рис. 21). На востоке и западе он ограничен герцинскими складчатыми сооружениями Шварцвальда и Вогез, а на юге — зоной надвигов эльзасской юры. Ширина грабена 40—50 *км*. Бассейн расчленен сбросами на систему небольших сопряженных горстов и грабенов, вытянутых параллельно общему простиранию грабена. Два поперечных поднятия Эрштейн и Кольмар делят Рейнский грабен на отдельные впадины, среди которых с севера на юг выделяются: Пешельброннская, Селеста и Калиевая соленосная. На самом юге имеется поднятие Мюлузский горст. Основные месторождения нефти приурочены к Пешельброннской (Пешельбронн, Шайбенхардт, Кальтенхаус, Донау, Эшау, Ширхейн) и Калиевой соленосной (Штаффельфельден и Ренинг) впадинам.

Сведения о добыче нефти в районе Пешельбронна относятся к XVI в. В начале XIX в. месторождение Пешельбронн начали разрабатывать шахтным способом, а с 1888 г. был пробурен ряд неглубоких (до 200 *м*) скважин. Среднесуточные дебиты составляли 1 *т*. Нефть добывалась из песчаников олигоцена. С 1922 г. добыча ведется из юрских и триасовых отложений. До 1950 г. Пешельбронн оставался основным нефтедобывающим районом. В 1951 г. на юге бассейна обнаружено месторождение Штаффельфельден, а в середине 50-х годов открыто несколько месторождений в Пешельброннской впадине: Донау (1954), Эшау, Шайбенхардт (1956) и др. В последующие годы хотя и было открыто несколько небольших месторождений, однако добыча нефти существенно не возрастала. В связи с открытиями крупных залежей нефти в Аквитанском и Парижском бассейнах экономическое значение месторождений Рейнского грабена снизилось.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Рейнский бассейн выполнен отложениями пермского и более молодого возраста, причем в распространении доалеогеновых образований наблюдается определенная последовательность. Если на севере в районе Дармштадта на пермских осадках залегают нижнеолигоценовые породы, то в южной части максимально развиты породы юры и триаса. Пермские отложения представлены пестроцветными песчаниками и глинами. Мощность их достигает 1000 *м*. Они перекрыты 800-метровой толщей триаса. Разрез мезо-кайнозойских отложений приведен в табл. 24.

Таблица 24

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений французской части Рейнского бассейна

Система	Отдел	Ярус, надъярус	Литологический состав	Мощность, м
1	2	3	4	5
Четвертичная	Голоцен—плейстоцен	—	Песок, гравий, щебень, глина	До 400
Неоген	Плиоцен	—	Песок, гравий, подчиненное значение — глины	0—640
	Миоцен	Аквитан	Пестрые глинистые мергели, доломитизированные, с прослоями песчаника, известняка, доломита	200—1600
Палеоген	Олигоцен	Хатт	Пестрые глинистые мергели, доломитизированные, с прослоями песчаников и ангидритов	140—500
		Руппель	Серый глинистый мергель с прослоями посчаников. В нижней части битуминозные рыбные сланцы	250—500
		Саннуаз (пешельброннские слои)	Пестрые аргиллиты и серые глинистые мергели с прослоями песчаников. В нижней части битуминозные аргиллиты	300—2000
	Эоцен	Верхний	Пресноводные известняки, зеленые и красные мергели, в центральной части доломитизированные	До 800
		Средний	Пресноводные известняки, битуминозные мергели	До 60
		Нижний	Пески, бобовые руды	До 70
Юра	Мальм (верхний)	Кимеридж	Известняково-мергелистая толща	До 200
		Оксфорд	Известняки, песчанистые мергели, глинистые мергели	
		Келловей	Серые аргиллиты, глинистые мергели	60
	Доггер (средний)	Бат (верхний)	Глинистые мергели	20
		Бат, (нижний), байос (верхний)	«Большой оолит» — оолитовые известняки, на севере глинистые мергели и мергели	40—100
		Байос нижний	Глинистые мергели, песчанистые известняки, мергелистые известняки, мергелистые песчаники	50
		Аален	Чередующиеся аргиллиты и песчаники, залежи оолитовых железняков	200

Продолжение табл. 24

Система	Отдел	Ярус, надъярус	Литологический состав	Мощность, м
1	2	3	4	5
Юра	Лейас (нижний)	Тоар	Аргиллиты, мергели, мергелистые известняки	30—40
		Шармут	Серые аргиллиты и мергели	10—60
		Синемюр	Темно-серые аргиллиты	20—60
		Геттанг	Глинистые мергели, известняки, битуминозные мергельные сланцы	10—30
Триас	Кейпер	Верхний (рэт)	Песчаники и аргиллиты	20
		Средний	Пестрые доломитизированные мергели и аргиллиты, песчаники	170—300
		Нижний	Аргиллиты с прослоями песчаников	До 30
	Раковинный известняк	Верхний	Известняки, доломиты	230—190
		Средний	Доломитизированные мергели, местами песчаники	
		Нижний	Соль	
	Пестрый песчаник	—	Красные аргиллиты и песчаники, конгломераты	10—500

Наиболее интересна нефтегазоносность толщи верхнего байоса и нижнего бата, сложенной оолитовыми известняками и известной под названием «большой оолит». Мощность известняков изменяется от 100 *м* в Верхнем Эльзасе до 40 *м* в Нижнем Эльзасе, где они постепенно переходят в мергельные фации. «Большой оолит» является основным объектом разведки. Среди кайнозойских отложений наиболее продуктивны олигоценовые песчаники мощностью до 380 *м*.

Характеристика продуктивных толщ Рейнского бассейна приведена в табл. 25.

Таблица 25

Распределение продуктивных отложений в разрезе Рейнского бассейна

Возраст	Название	Литологический состав	Мощность, м	Плотность нефти, г/см³	Примеры месторождений
Олигоцен	Пешельбронн-ские слои	Песчаники	До 350	0,880—0,897	Пешельбронн, Ширхейн
Кимеридж-оксфорд	Ораккские известняки	Известняки	300	—	Ренинг
Байос — бат	«Большой оолит»	Оолитовые доломитизированные известняки	40—100	0,825	Штаффельфельден
Аален	—	Песчаники	50	—	Пешельбронн
Кейпер	Доломитовый мергель	Доломит	170—200	—	Сульц
	Песчаник	Песчаник	30	—	Пешельбронн

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Общей чертой месторождений Рейнского бассейна является их интенсивная тектоническая нарушенность. Своеобразная мелкоблоковая тек-

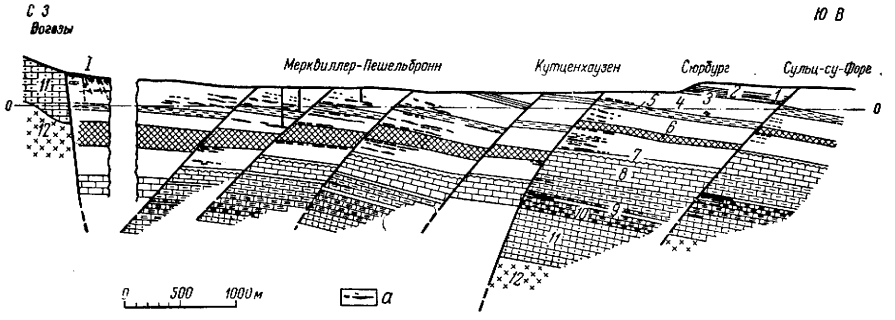


Рис. 30. Поперечный разрез нефтяного месторождения Пешельбронн.

I — асфальтовые разработки; *1* — рыбные сланцы с *Clupes*; *2* — рыбные сланцы; *3* — фораминиферовые мергели; *4—5* — пешельброннские слои: *4* — верхние, *5* — нижние; *6* — красноцветная толща; *7* — эоцен; *8* — юра; *9* — кейпер; *10* — раковинный известняк; *11* — пестрый песчаник *12* — граниты. *а* — нефтеносные горизонты.

тоника привела к образованию изогнутых моноклиналей или полусводов, оборванных сбросами. Залежи, как правило, тектонически, литологически и стратиграфически экранированные.

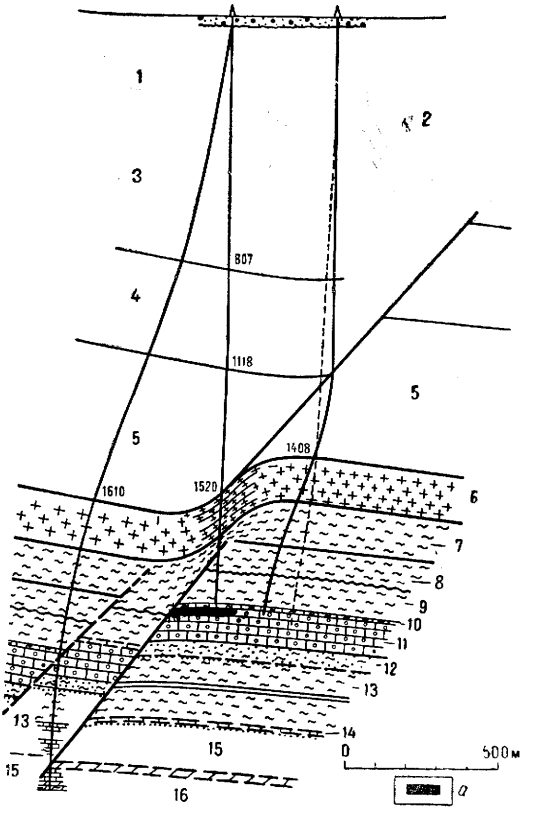


Рис. 31. Поперечный разрез месторождения Штаффельфельден (по G. Blumenroeder, 1956).

1 — рыбные слои; *2* — фораминиферовые мергели; *3—5* — соленосная толща: *3* — верхняя, *4* — средняя, *5* — нижняя; *6* — кристаллическая соль; *7* — мергели с остатками лимней; *8* — эоцен; *9* — келловей — оксфорд; *10* — верхний бат; *11* — большой оолит; *12* — нижний байос; *13* — лейас; *14* — рэт; *15* — кейпер; *16* — раковинный известняк. *а* — нефть.

Основная добыча нефти производилась из месторождения Пешельбронн, представляющего крупную периклиналь, осложненную серией сбросов, разбивающих ее на отдельные блоки (рис. 30). Нефтеносны

следующие стратиграфические интервалы: раковинный известняк, кейпер, аален в северном блоке и кейпер, аален, нижний байос и «большой оолит» (верхний байос — нижний бат) в южном блоке. Залежи преимущественно тектонически экранированные, в верхних частях разреза литологически и стратиграфически экранированные. Глубина залегания нефтяных пластов от 180 до 1300 *м*. Среднесуточная добыча составляла около 70 *т*. В настоящее время месторождение почти не эксплуатируется.

На месторождениях Ширхеин, Донау, Шайбенхардт нефтеносны в основном пешельброннские слои. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные.

Месторождение Штаффельфельден (1951)* находится в Верхнем Эльзасе (рис. 31). Скважиной-открывательницей, заложенной на погребенном полусводе, оборванном с запада сбросом, обнаружена залежь в трещиноватой доломитизированной зоне «большого оолита» на глубине 2200 *м*. Разработка месторождения началась в 1952 г. Площадь его около 1 *км*^{2}. В настоящее время запасы нефти почти исчерпаны.

Месторождение Ренинг располагается в 10 *км* к югу от Штаффельфельдена. Нефтеносны ораккские (нижний кимеридж — верхний оксфорд) известняки, залегающие на глубине 1600 *м*.

Характеристика основных месторождений приведена в табл. 26.

Таблица 26

Характеристика основных месторождений нефти Рейнского бассейна (французская территория)

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивных отложений, *м*	Количество эксплуатационных скважин	Среднесуточная добыча, *т*	Суммарная добыча на конец 1964 г., тыс. *т*
Донау-Суфленхейм	1954	480	11	13	57,3
Ренинг	1955	1410	1	3	21
Эшау	1956	870	5	12,3	53,2
Шайбенхард	1956	750	14	46,2	203
Ширхейн	1964	600	3	2,3	11,8
Остальные	—	—	—	—	3,646

РОНСКО-БРЕССКИЙ БАССЕЙН

Бассейн расположен на юго-востоке Франции. На его территории известны два небольших нефтяных месторождения Габиан и Галициан и два газовых месторождения. В пределах бассейна имеется несколько впадин со специфическими чертами строения. На севере располагается впадина Бресс, выполненная морскими мезо-кайнозойскими отложениями. Южнее находится Савойская впадина, отделенная от Ронско-Бресской Юрскими горами и заполненная преимущественно кайнозойскими молассами. В нижнем течении Роны выделяется собственно Ронская впадина. Бассейн выполнен морскими мезозойскими толщами. Неогеновые отложения в нижней части представлены преимущественно грубообломочными молассами, в верхней — грубозернистыми мергелями и пресноводными песчаниками. Значительное количество нефтепроявлений связано с триасовыми, юрскими и меловыми отложениями суммарной мощностью около 1500 *м*.

В 1924 г. на юго-западе бассейна в районе Лангедока обнаружено нефтяное месторождение Габиан (в настоящее время не разрабатывается), в 1951 г. — месторождение Галициан. Нефть приурочена к доломитам триаса, залегающим на глубине 2000—2200 *м*. Добыча нефти на место-

рождении Галициан крайне незначительна, и по существу запасы его уже исчерпаны.

Месторождения Валемпуер и Лон ле Сонье небольшие, газовые, обнаружены в 1964 г. на севере страны во впадине Бресс. На первом месторождении газоносны среднетриасовые отложения, залегающие на глубине 850 *м*. К юго-западу от него на месторождении Лон ле Сонье газоносны отложения среднего триаса и получены притоки газа из верхнего триаса и нижней юры.

ЛИТЕРАТУРА

Бонар Е., Дебурль А., Глаушек Г. и др. Аквитанский бассейн в Юго-Западной Франции. Распространение нефти. Симпозиум амер. ассоц. геологов-нефтяников. Гостоптехиздат, 1961.

Брудерер В., Луи М. К. Условия, контролирующие распределение и образование нефти в Рейнском грабене Франции и ФРГ. Распространение нефти. Симпозиум амер. ассоц. геологов-нефтяников. Гостоптехиздат, 1961.

Месторождения Франции. XX Международный геологический конгресс, т. II. Гостоптехиздат, 1959.

Bernard F. P. Decouverte et developpement de champs de petrole dans le Neocomien du Bassin de Paris. Sixth World Petrol. Congr. Fr./Main, Sec. 2 (Preprint), No 4, 1963.

Blumenroeder J. La petrol e en Alsace. Abhandl. Geol. Landes amt. Baden-Württemberg., No 4, 1962.

Dupuy I. P. Champ de Cazaux — geologie et production Sixth World Petrol. Congr. Fr./Main, Sec. 2 (Preprint), No 4, 1963.

Mainguy M. Gisemont de Chatourenard. Rev. Inst. frans. petrole, v. 15, No 6, 1960.

Mainguy M. Vingt ans de recherches petrolieres en Bas-Rhone-Languedoc. Bull. Ass. franc. techniciens petrole, v. 155, 1962.

Stojcic B. Die Erdöllagerstätte Lacg superieur Erdöl und Kohle, Sd. 17, No 3, 1964.

Tilloy R. Les recherches de petrole dans le Bassin parisien. 4e Congr. nat. petrole. Deauville, 1960, Bd. 2, Paris, 1961.

Wirth E. Grundlagen und Aussichten der Erdölsuche inn Rheintalgraben. Zeitsch. Deutsch. Geol. Geselisch., Bd. 106, 1954.

§ 6. ИТАЛИЯ

Нефтяные и газовые месторождения расположены в Адриатическом межгорном бассейне и на о. Сицилия (рис. 32). В Адриатическом бассейне выделяются две нефтегазоносные области: на севере, в пределах Паданской низменности, или долины р. По, и на Адриатическом побережье, в областях Марке и Абруццо. В Паданской низменности разрабатывается более 55 газовых месторождений (рис. 33), на Адриатическом побережье — пять нефтяных и 15 газовых. На о. Сицилия известны четыре нефтяных, пять газовых и одно асфальтовое месторождения (рис. 34). Небольшие газовые залежи и нефтепроявления имеются на Тирренском побережье в Калабрии, Кампании и Тоскании.

Естественные выходы природных газов и нефти известны еще до начала настоящего летоисчисления. Такие писатели и мыслители прошлого, как Лукреций (99—55 гг. до н. э.) и Плиний Старший (79—23 гг. до н. э.), не раз упоминали об этом. Нефть широко использовалась в быту и военном деле, добывалась непосредственно из источников или из колодцев, вырытых рядом с ними. Первая промышленная разведка начата в 1865 г. в районе Пармских Альп (Паданская низменность), отличающихся многочисленными выходами нефти и газа. Несмотря на столь

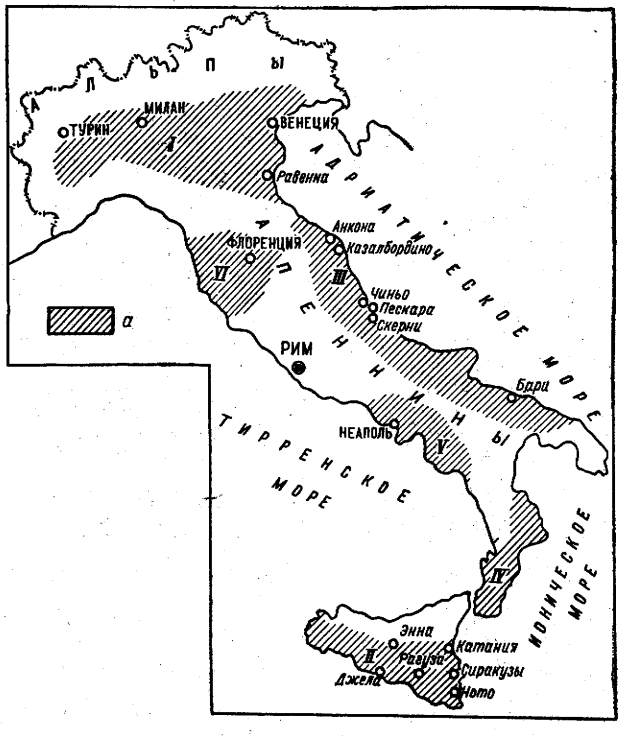


Рис. 32. Схематическая карта размещения нефтегазоносных областей Италии.

I — равнины р. По; *II* — о. Сицилии; *III* — Адриатического побережья; *IV* — Калабрии; *V* — Кампании; *VI* — Тоскании; *а* — нефтегазоносные области.

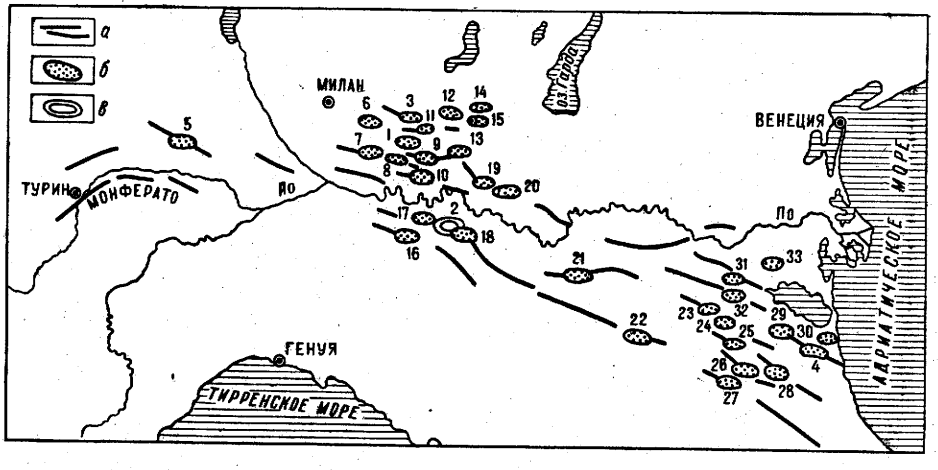


Рис. 33. Схема размещения месторождений газа Паданской низменности.

а — оси антиклиналей; месторождения: *б* — газовые; *в* — газонефтяные. *1* — Рипалта; *2* — Кортемаджиоре; *3* — Серньяно; *4* — Равенна; *5* — Дезана; *6* — Пандино; *7* — Корнелиано; *8* — Кавиага, *9* — Сорезина; *10* — Кремона-южный; *11* — Романенго; *12* — Орзивекки; *13* — Бордолано; *14* — Маклодио; *15* — Баньоло Мели; *16* — Поденциано — Северный Джиорджио; *17* — Понтенуре; *18* — Буссето; *19* — Пиадена-западный; *20* — Пиадена-восточный; *21* — Корреджио; *22* — Сиппламберто; *23* — Минербио; *24* — Сельва; *25* — Будрио-восточный; *26* — Имола; *27* — Сантерно; *28* — Котиньола; *29* — Альфонсина; *30* — Порто-Корсини; *31* — Монестироло; *32* — Бова; *33* — Тресигалло.

реальную нефтегазоносность этого района, разведка принесла серьезное разочарование: выявленные нефтяные месторождения в Сальсомаджоре, Валлеца, Центопоцци, Монтешино и Беллейна оказались незначительными. Только в 1889 г. было открыто сейчас уже выработанное более или менее значительное нефтяное месторождение в Монтешино-Веллия.

Систематические геологические и геофизические поиски нефти и газа в Паданской низменности начались после первой мировой войны. В 1925 г. в районе Сальсомаджоре из скважины глубиной 180 *м* получен первый небольшой нефтяной фонтан, а в 1929 г. в Фонтевиво в подошве четвертичных отложений, перекрывающих толщу миоцена, вскрыта нефтяная залежь. Мелкие залежи нефти к этому времени обнаружены в Роваккино, Рио-Фердане, Рио-Ломбазино и Рио-Фонтане. В 1933 г. открыто первое крупное газонефтяное месторождение в Поденциано. Такое редкое открытие месторождений нефти и газа объясняется прежде всего слабой изученностью плиоценовых и миоценовых локальных и региональных структур, обычно не отражающихся на поверхности четвертичных отложений. Только применение гравиметрии и особенно сейсмометрии в комплексе с бурением глубоких скважин позволило правильно понять структуру Паданской низменности и, следовательно, выявить и освоить ее газовые и нефтяные ресурсы. В 1948—1964 гг.было открыто 54 газовых месторождения: Рипалта (1948)*, Кортемаджиоре (1949)*, Корнелиано, Бордолано и Понтенуре (1951)*, Равенна-маре, Пиадена-восточный и Корреджио (1952)*, Сельва, Имола, Сантерно и Альфонсина (1953)*, Серньяно, Сорезина, Дезана, Кавиага, Романенго, Пиадена-западный и Порто-Корсини (1951)*, Пандино, Кремона, Орзивекки, Баньоло Мели и Будрио-восточный (1955)*, Гусано, Порто Корсини-маре, Галлиджано, Чезенатико-маре (1956—1963)* и др. Месторождения Равенна-маре, Порто Корсини-маре и Чезенатико-маре — морские. Все газовые залежи приурочены к глубине 850—3000 *м*.

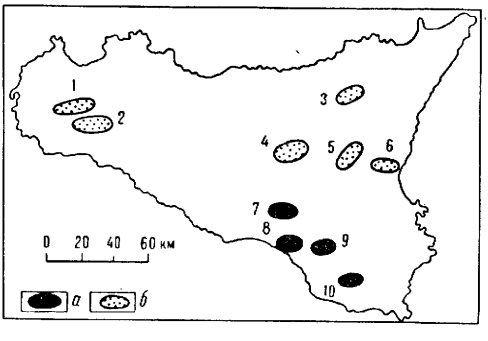


Рис. 34. Карта размещения месторождений нефти и газа на о. Сицилия.

Месторождения: *а* — нефтяные, *б* — газовые. *1* — Мазара; *2* — Липпоне; *3* — Бронте; *4* — Энна; *5* — Васадонна; *6* — Катания; *7* — Камарата; *8* — Джела; *9* — Дирилло; *10* — Рагуза.

Более или менее крупное нефтяное месторождение Аллано в бассейне Адриатического побережья открыто в 1953 г. Вслед за тем в 1955 г. открываются небольшие месторождения в Чиньо, Валлекупо, Казалбордино, Петерсуд, Скерни и незначительное газовое месторождение Рапаньяно. Позднее выявлены газовые месторождения Гроттом Фернандина (юго-восточный Бари) с запасами газа в 10 млрд. $м^3$, Купелло-с-Сальво (в 60 *км* к юго-востоку от г. Пескара) наиболее крупные в Южной Италии, газонефтяное месторождение Пистиччи (в 10 *км* южнее Фернандино), газовые месторождения Нуова-Сири, Кастелуччо и др. Кроме двух последних месторождений, где залежи газа заключены в отложениях раннечетвертичного и позднеплиоценового возраста (на глубине 150—300 *м*), во всех остальных новых месторождениях залежи газа находятся в известняках мелового возраста.

Нефтепроявления на о. Сицилия известны с древнейших времен и также широко распространены. Разработка асфальта, например, в Рагузе началась еще более 1000 лет назад. Систематические поиски и разведка

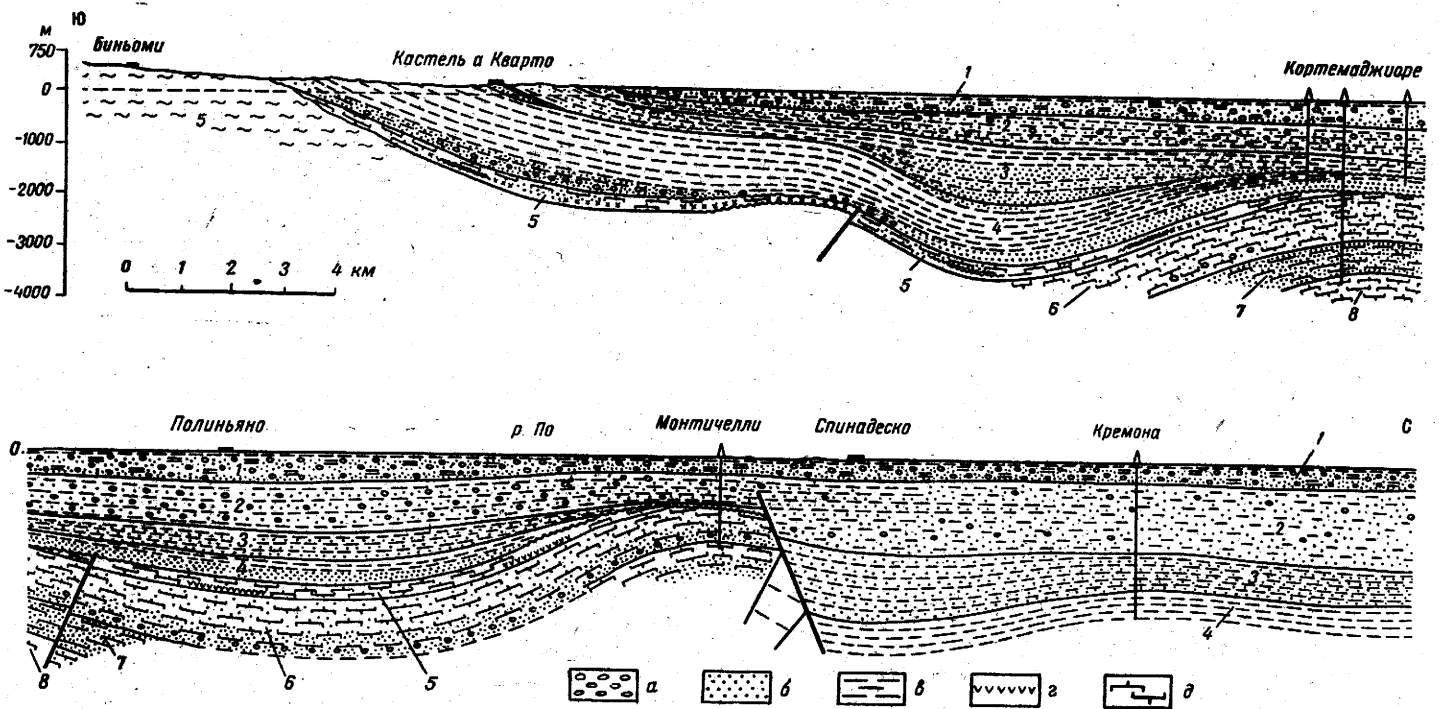


Рис. 35. Поперечный разрез равнины р. По (по данным общества «Minerarіa»).

а — конгломераты; *б* — пески; *в* — глины; *г* — гипсы, ангидриты; *д* — мергели. *1* — четвертичный аллювий; *2* — плейстоцен; *3*, *4* — плиоцен: *3* — верхний и средний, *4* — нижний; *5* — сармат; *6* — тортон; *7* — гельвет; *8* — аквитан.

Таблица 27

Литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносных областей Италии

Система	Отдел	Подотдел	Ярус	Паданская равнина: Литологический состав	Паданская равнина: Мощность, м	Адриатическое побережье: Литологический состав	Адриатическое побережье: Мощность, м	Сицилия: Литологический состав	Сицилия: Мощность, м
Четвертичная	Голоцен			Аллювий	До 100	Пески и глины главным образом морского происхождения	50—1500	Аллювий	От 0 до 250
	Плейстоцен	Средний и верхний	Посткалабрий	Песчано-глинистые континентально-морские породы	100—3000			Пески, песчаные глины и песчаные известняки главным образом морского происхождения	До 700
			Калабрий	Песчано-глинистые и мергелистые породы морского происхождения с базальным песчаным слоем в основании					
Неоген	Плиоцен	Средний и верхний		Однородные глинисто-песчаные породы, в структурно приподнятых зонах более песчаные, в структурно опущенных более глинистые. В основании верхнего плиоцена иногда наблюдается базальный песчаный слой. В районе Кортемаджиоре мощность этих отложений >1000 *м*	2000—4000			Глины, песчаники, гипсоносные известняки с прослоями «чешуйчатых», часто брекчированных глин и мергелей, а также тектонической брекчии, состоящей из известняков и доломитов мезозоя и палеозоя. В месторождении Джела мощность плиоцена достигает 500 *м*	
		Нижний		В верхней части — песчано-глинистые породы, в нижней — грубозернистые терригенные, переходящие в основании в конгломерат. В районе Кортемаджиоре мощность до 1150 *м*					
		Верхний		Гипсы, ангидриты, сернистые известняки, мергели, глины. Суммарная мощность в наиболее погруженных зонах бассейна несколько тысяч метров	От 0 до 1000 и более				

Продолжение табл. 27

Система	Отдел	Подотдел	Ярус	Паданская равнина: Литологический состав	Паданская равнина: Мощность, м	Адриатическое побережье: Литологический состав	Адриатическое побережье: Мощность, м	Сицилия: Литологический состав	Сицилия: Мощность, м
Неоген	Миоцен	Средний	Гельвет и тортон	Мергели, песчаники и глины; в нижней части «чешуйчатые» глины. Максимально развиты в районах Предапеннинья	1700—1800	Глинистые сланцы, песчаники, мергели, гипсы, органогенные известняки с мощными прослоями, особенно в средней части, «чешуйчатых» глин. В районах, расположенных между Анконой и Пескарой, в плиоцене появляются прослои конгломератов; мощность отложений кайнозоя здесь сокращается до 1000—2000 м	2500—4000	Глины, гипсоносные известняки, доломиты с прослоями в верхней и средней частях «чешуйчатых» глин. Суммарная мощность отложений в месторождении Джела достигает 400 м	1000—7500
		Нижний	Бурдигал	Мергели и глины	200—600			Глины, «чешуйчатые» гипсоносные мергели и глины, нуммулитовые известняки. Выделяется ряд пластов под названием Рагуза. Суммарная мощность всей толщи в месторождении Джела достигает 450 м	
			Аквитан	Песчано-глинистые породы, местами с прослоями мергелей и конгломератов	2000—2500 и более				
	Олигоцен								
Палеоген	Эоцен			Известняки, глины и мергели с прослоями брекчии; местами чередующиеся известняки с мелкообломочными терригенными породами	500—1200			Глины, нуммулитовые известняки и мергели. В месторождении Джела их мощность ≈ 200 м	
Мел	Верхний					Плотные, преимущественно трещиноватые известняки и доломиты с прослоями известковых мергелей и глин	1000—2000	Известняки, в том числе кремнистые и доломиты. Их мощность в месторождении Джела достигает 150 м	2000—3000
	Нижний							Известняки и доломиты. В месторождении Джела их мощность достигает 200 м	
Юра								Мергели, известняки и доломиты. Их мощность в месторождении Джела достигает 500 м	

Продолжение табл. 27

Система	Отдел	Подотдел	Ярус	Паданская равнина: Литологический состав	Паданская равнина: Мощность, м	Адриатическое побережье: Литологический состав	Адриатическое побережье: Мощность, м	Сицилия: Литологический состав	Сицилия: Мощность, м
Триас	Верхний					Плотные, преимущественно трещиноватые известняки и доломиты с прослоями известковых мергелей и глин	1000—2000	Плотные, преимущественно трещиноватые доломиты и доломитизированные известняки. В месторождении Рагуза их мощность превышает 500 *м*	2000—3000
	Средний							То же, вскрытая мощность в месторождении Джела ≈ 500 *м*	

на острове стали проводиться в 1901 г., однако первое крупное месторождение нефти Рагуза открыто лишь в 1953 г., затем в 1954 г. открывается нефть в Джеле, в 1957 г. — в Понте Дирилло и в других местах. Позднее месторождения были выявлены вдоль юго-западного и восточного побережий острова.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Возраст и литологический состав отложений, слагающих нефтегазоносные районы Италии, охарактеризованы в табл. 27. Распределение нефтегазоносности по разрезу отложений и краткое описание продуктивных толщ, нефтей и газов даны в табл. 28.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В Паданской низменности все месторождения нефти и газа связаны с хорошо выраженными антиклиналями размером до 15 *км* в длину (Ripalta) и 2—3, иногда 5—6 *км* в ширину (рис. 35, табл. 29). Все антиклинали приурочены к линиям, ориентированным преимущественно параллельно главным простираниям Апеннинских и Альпийских предгорий. В полосе, протягивающейся с юга на север через Кортемаджиоре, насчитываются четыре антиклинальные линии, простирающиеся почти в широтном направлении на расстояние до 160 *км*. Наиболее крупные складки приурочены к центральной зоне равнины.

Все структуры имеют дизъюнктивные нарушения, как правило, небольшой амплитуды. Наблюдается также несовпадение структурных планов плиоценовых и миоценовых отложений. В четвертичных отложениях структуры весьма пологие и не нарушены.

Месторождение Кортемаджиоре газонефтяное. Является крупнейшим в Паданской низменности. Открыто в 1949 г. Приурочено к антиклинали, вытянутой в широтном направлении на 8 *км*; ширина ее 3 *км*, амплитуда 160 *м*. Газовая залежь имеет небольшую оторочку нефти.

Таблица 28

Распределение продуктивных отложений в разрезе отдельных областей Италии

Возраст	Литологический состав	Мощность, м	Состав залежи (плотность, г/см³; содержание, %)
Паданская газоносная область			
Четвертичный	Пески	До 1500	Водорастворенный газ — промышленные залежи. Газ метановый; тяжелые углеводороды 0,1—0,2
Верхний и средний плиоцен	»	>1000, отдельные пласты от 2—6 до 31	Газ сухой — значительные месторождения; тяжелые углеводороды 0,5—1
Нижний плиоцен	Грубозернистые пески и гравий	200, отдельные пласты от 1—5 до 17	Газ — основные продуктивные горизонты. Газ сухой. Тяжелые углеводороды 0,5—1, редко 2; в газоконденсатном месторождении Кортемаджиоре — 7,8
Миоцен	Песчаники, пески и мергели	Отдельные пласты 2,5—31	Газ и нефть — значительные количества залежей. Газ жирный. Тяжелые углеводороды 2—8,6. Иногда присутствует H_2S
Олигоцен (в предгорьях северных склонов Апеннин)	Песчаники и известняки	—	Нефть и газ — незначительные количества
Адриатическая нефтегазоносная область			
Четвертичный	Вулканические туфолавы и болотные отложения	До 1500	Нефти — незначительные количества; газ — выходы
Неоген	Гипсоносные мергелистые глины, плитняковые песчаники и пески	—	Нефть плотностью 0,885. Промышленный газ
Верхний мел	Трещиноватые известняки	—	Нефть непромышленная
Триас	Трещиноватые известняки и доломиты	—	Нефтепроявления
Сицилианская газонефтеносная область			
Четвертичный	Пески	До 700	Газ сухой — промышленные залежи
Неоген и палеоген	Пористые кавернозные и трещиноватые известняки, пески и песчаники	>1000	Нефтепроявления. Асфальт — крупные залежи
Верхний триас	Трещиноватые доломиты	560	Нефть промышленная, плотность 0,93—1,01. Попутный газ, CO_2 до 80
Средний триас	Доломитизированные известняки и доломиты	>500	Нефть, плотность 0,93—1,037, асфальтовая, сернистая. Асфальт

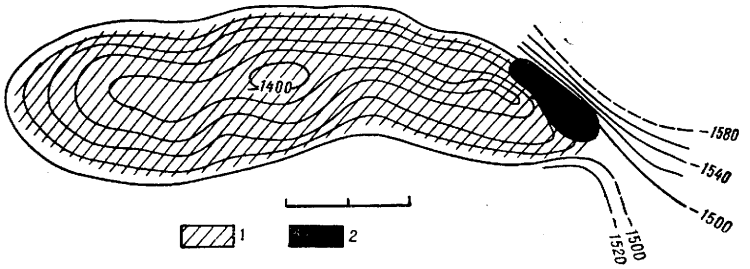


Рис. 36. Структурная карта месторождения Кортемаджиоре (по данным общества «Mineraria»).

1 — газ; *2* — нефть.

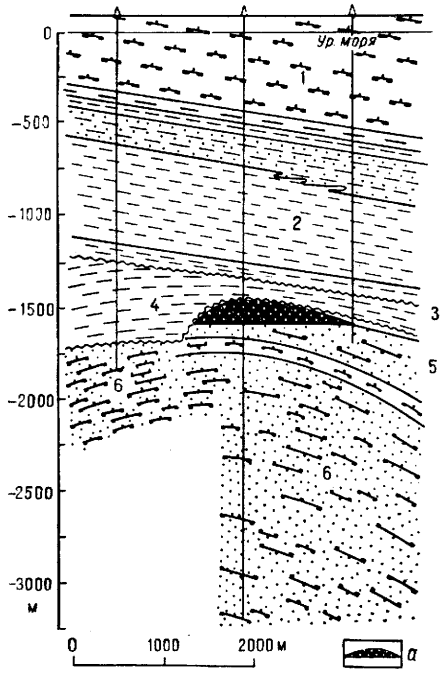


Рис. 37. Поперечный разрез газового месторождения Сантерина (по данным общества «Mineraria»).

1 — четвертичные и верхнеплиоценовые отложения; *2—4* — плиоцен: *2* — верхний, *3* — средний, *4* — нижний; *5* — тортон; *6* — гельвет. *а* — газ Другие условные обозначения см. на рис. 35.

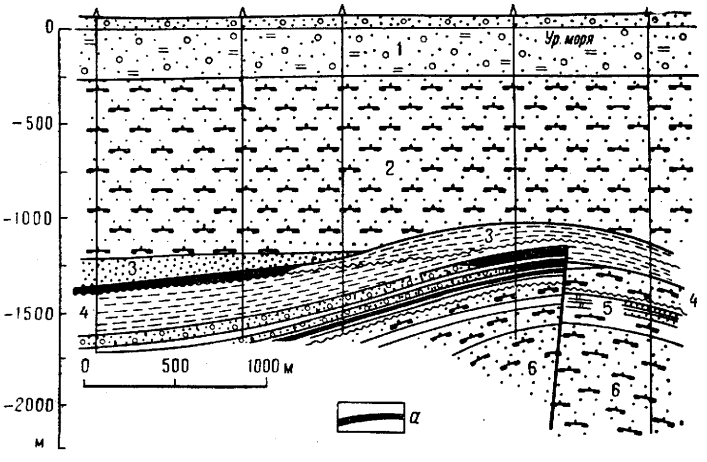


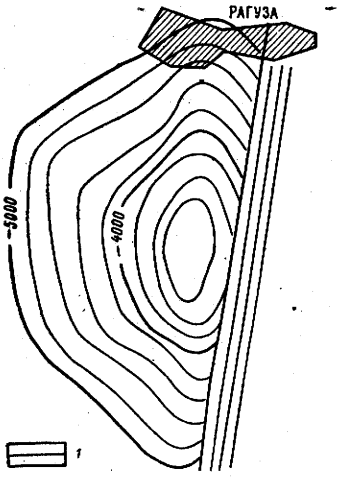
Рис. 38. Поперечный разрез газового месторождения Сорезина (по данным общества «Mineraria»).

1 — аллювий; *2* — четвертичные отложения; *3*, *4* — плиоцен: *3* — верхний, *4* — нижний; *5* — тортон; *6* — гельвет. *а* — газ. Другие условные обозначения см. на рис. 35.

Таблица 29

Типы залежей нефти и газа нефтегазоносных районов Италии

Типы залежей	Примеры месторождений	Возраст продуктивных отложений
Пластовые сводовые	Риццо, Корреджио, Тресигалло	Четвертичный
	Минербио, Сельва	Верхний и средний плиоцен
	Минестироло	Нижний плиоцен
	Кортемаджиоре	Нижний плиоцен и миоцен
Тектонически экранированные	Сорезина	Плиоцен
	Корреджио, Сипламберто	Нижний плиоцен
	Пиацентино	Миоцен
	Кремона-южный	Средний миоцен
	Чиньо, Валлекупо (Марке, Абруццо)	Средний миоцен
	Валеццо	Олигоцен или верхний эоцен
Массивные сводовые	Рагуза (Сицилия)	Верхний триас
	Джела (Сицилия)	Средний триас
	Ното (Сицилия)	Верхний триас
Литологические на сводах антиклиналей	Минербио	Средний и верхний плиоцен
	Сантерно	Верхний миоцен
Литологически экранированные на крыльях антиклиналей	Сорезина	Плиоцен
	Минербио, Сельва	Средний и верхний плиоцен
	Кавиага	Плиоцен нижний
Стратиграфически экранированные	Сантерно	Тортон
	Бова	Контакт нижнего плиоцена и четвертичных отложений
	Буссето	Нижний плиоцен — средний миоцен
	Энна (Сицилия)	Миоцен



Продуктивны нижнеплиоценовые и тортонские отложения, залегающие на глубине 1500—1700 *м* (рис. 36). Залежь пластовая сводовая.

Месторождение Сантерина содержит газовую стратиграфически экранированную залежь в тортонских отложениях необычной формы (рис. 37).

Месторождение Сорезина заключает литологически экранированную газовую залежь в верхне-миоценовых песках и тектонически экранированную в низах плиоцена в присводовой части поднятия (рис. 38).

Рис. 39. Структурная карта месторождения Рагуза.

1 — стратоизогипсы кровли флиша тоармина. Амплитуда смещения пластов 1000 *м*.

На Адриатическом побережье развиты крутые антиклинали, разбитые многочисленными сбросами. По отложениям мезозоя отмечаются также крупные плоские поднятия, иногда осложненные вторичными складками, в отдельных случаях непосредственно перекрытые отложениями плиоцена.

Нефтеносные антиклинали о. Сицилия также сильно нарушены.

Месторождение Рагуза нефтяное. Является наиболее крупным среди других в Италии. Запасы нефти превышают 20 млн. *т*. Нефть при-

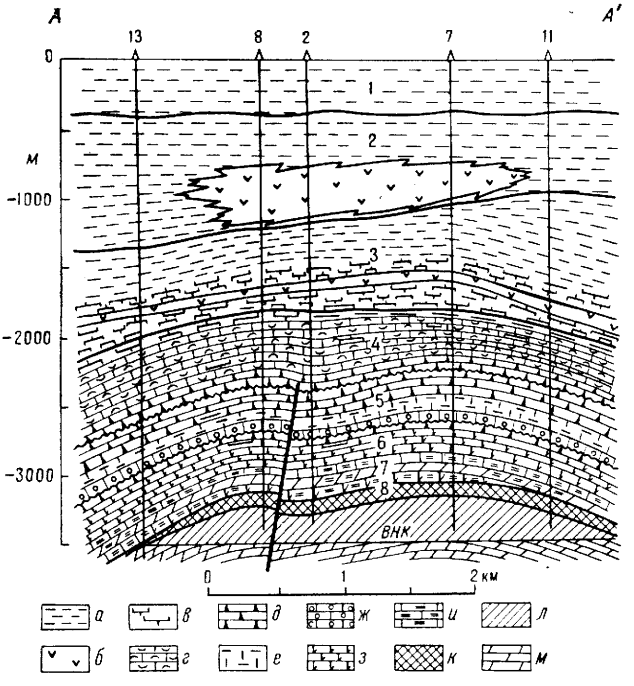


Рис. 40. Разрез месторождения Джела.

а — глины; *б* — гипсы и ангидриты; *в* — мергели; *г* — органогенные известняки; *д* — известняки с кремнием; *е* — известковые мергели; *ж* — красные узловатые известняки; *з* — доломитизированные известняки; *и* — черные сланцевые глины, содержащие доломиты и известняки; *к* — нефть в известняках и доломитах черных сланцевых глин; *л* — нефть в доломитах; *м* — трещиноватые доломиты. *1* — четвертичные морские и аллювиальные отложения; *2* — четвертичные подводно-оползневые отложения; *3* — четвертичные отложения, плиоцен и средний и верхний миоцен; *4* — средний миоцен, олигоцен и верхний и средний эоцен; *5* — мел; *6* — юра; *7* — триас; *8* — черные сланцевые глины.

урочена к кровле доломитов свиты таормина триаса. Структура представляет отчетливо выраженную брахиантиклиналь, ось которой смещена на 4 *км* к востоку по отношению к оси поверхностной складки. Восточное крыло обрезано серией сбросов. Суммарная амплитуда их достигает 1000 *м*. Углы падения пластов на западном крыле составляют 15—20°. Залежь нефти имеет газовую шапку, водо-нефтяной контакт находится на глубине 1500 *м* (рис. 39). Нефть тяжелая плотностью около 1000 *г/см*^{3}.

Месторождение Джела представляет погребенную пологую брахиантиклиналь; юго-западное крыло осложнено сбросом (рис. 40). Залежь нефти массивного типа заключена в доломитах на глубине 3200—3400 *м*. Нефть тяжелая плотностью около 1000 *г/см*^{3}.

ЛИТЕРАТУРА

Ерофеев Н. С., Талызин Н., Теснер П. Газовая промышленность Италии. Газовая промышленность, № 6, 1958.

Козлов В. П. Италия. Геология нефти и газа, № 10, 1959.

Козлов В. П. Геология газовых месторождений Италии. ГОСИНТИ, 1950.
Skeet T. H. H. Oil and Natural gas in Italy. Petroleum, v. XXI, No 8, 1958.
Stand und Aussichten der Erdöl und Erdgasvorkommen in Westeuropa. Erdöl und Kohle, No 3, S. 184, 1953.

§ 7. АВСТРИЯ

Нефтяные и газовые месторождения располагаются в пределах большей, южной, части Венского бассейна и в восточной части Предальпийского предгорного прогиба.

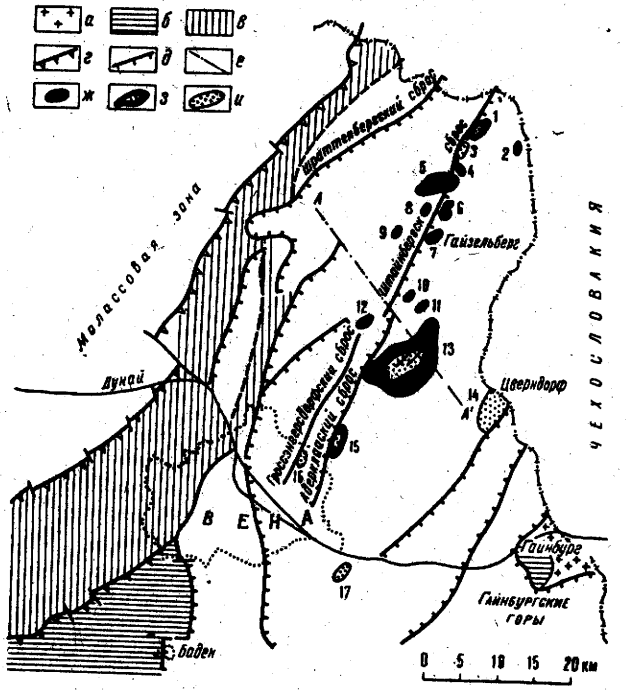


Рис. 41. Нефтяные и газовые месторождения Венского бассейна.

а — кристаллические породы Малых Карпат (Гайнбургские горы); *б* — известняковые зоны Альп; *в* — флишевые зоны Альп; *г* — надвиги; *д*, *е* — региональные глубинные разрывы: *д* — продольные, *е* — поперечные; *ж*—*и* — месторождения: *ж* — нефтяные, *з* — нефтегазовые, *и* — газовые. *1* — Мюльберг, *2* — Рабенсбург, *3* — Альт-Лихтенварт, *4* — Ван-Зикл, *5* — Хаузкирхен-Санкт-Ульрих, *6* — Гестинг, *7* — Раг, *8* — Маустренк, *9* — Шарфенек, *10* — Хохенрупперсдорф, *11* — Шпанберг, *12* — Пираварт, *13* — Матцен, *14* — Цверндорф, *15* — Адерклаа, *16* — Кагран, *17* — Энцерсдорф. Разрез *AA'* см. на рис. 42.

Венский бассейн представляет внутригорную впадину Альпийско-Карпатской горной системы. На западе и юго-западе он ограничен цепями холмов флишевых и известняковых зон Альп, с юга и юго-востока — северо-восточными отрогами Центральных Альпийских гор (Розалиен и Лайта), с востока — системой Гайнбургских гор и Малых Карпат и с севера и северо-запада — отрогами горных хребтов Западных Карпат. В этих границах длина бассейна составляет 200 *км*, ширина 60 *км* (рис. 41 и 42). Бассейн рассечен рядом крупных региональных разрывов продольного и поперечного направлений. Среди продольных разрывов наиболее крупные Шраттенбергский, Штайнбергский, Леопольдсдорфский и Адерклааский. Шраттенбергский сброс протягивается вдоль западного крыла бассейна от Подивина (Чехословакия) до Нойбау (Австрия). Максимальная его амплитуда до 1000 *м* отмечается между Шраттенбергом и Костелом. Штайнбергский сброс отделяет западную, относительно приподнятую часть бассейна от восточной, погруженной. Максимальная амплитуда

его до 2500 *м* отмечается в районе Цистерсдорфа. Леопольдсдорфский сброс отделяет приподнятую западную часть бассейна от восточной, опущенной, на юге его максимальная амплитуда сброса до 1000 *м* установлена возле Оберлаа. Адерклааский сброс расположен в центральной, наиболее погруженной части бассейна. Среди поперечных региональных разрывов выделяются Мюльбергский, Цистерсдорфский, Хохенруперсдорфский и Дунайский. В центральной и краевых частях бассейна прослеживается ряд брахиантиклиналей, группирующихся возле региональных разрывов, образуя зоны поднятий. Эти складки в большинстве своем нефтегазоносны.

Предальпийский прогиб располагается между Богемским (Чешским) массивом на севере и горными сооружениями Альп на юге (рис. 43). Тектоника прогиба наиболее интенсивно проявлена в фундаменте с резко выраженным рельефом и блоковым строением. Верхнеэоценовые и олигоценовые породы также нарушены многочисленными сбросами, которые не затронули отложения, лежащие выше пород хаттского яруса, и слои, лежащие выше аквитанских. В зонах развития мезозойских отложений — юрских и меловых — прослеживаются сбросовые нарушения, не затрагивающие кайнозойскую толщу. Амплитуда нарушений достигает 300 *м*.

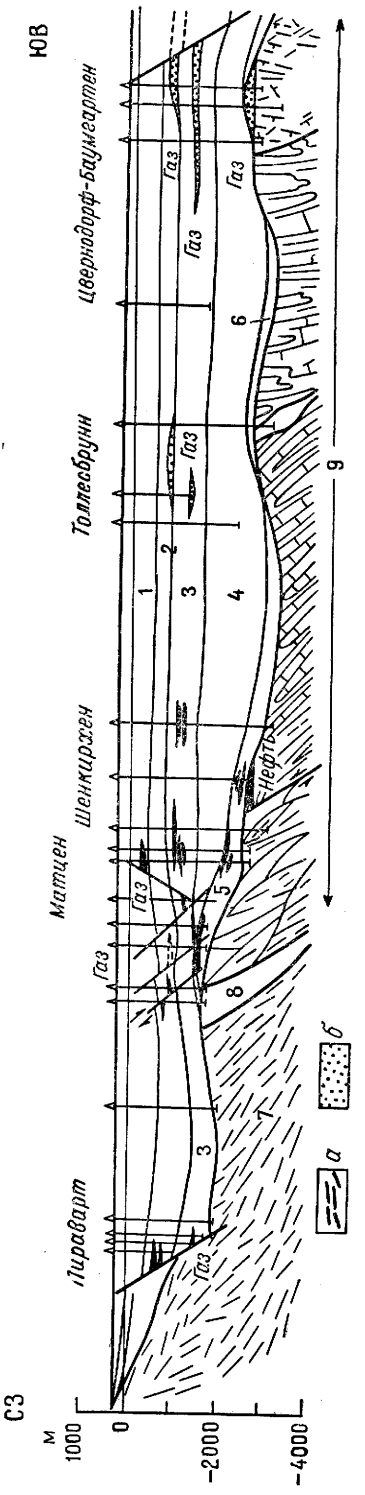


Рис. 42. Геологический разрез Венского бассейна севернее р. Дунай.

1 — паннон; *2* — сармат; *3* — тортон; *4* — верхний гельвет; *5* — онкоформовый горизонт нижнего гельвета; *6* — шлирбазис; *7* — флиш; *8* — клиновая зона; *9* — известняковая зона. Залежи: *а* — нефтяные, *б* — газовые. Линию разреза см. на рис. 41.

На австрийской территории Венского бассейна разведочные работы на нефть начали проводиться с 1928 г. австрийским акционерным обществом «Штайнбергойль» в районе Цистерсдорфа на структуре Штайнберг. В 1930 г. в отложениях эоцена (западнее Штайнбергского сброса) выявлена нефть непромышленного значения. Первое нефтяное месторождение открыто в результате разведочных работ на структуре Гестинг в 8 *км* к северу от Цистерсдорфа, проводимых нефтяным обществом «Эрдойль Продукцион Гезельшафт» в 1931 г. Следующая скважина, Гестинг-2, вступила в эксплуатацию в 1934 г.; дебит нефти составлял 50 *т/сутки*, а Гестинг-4 дала

в 1936 г. из 10-го сарматского горизонта 80 *т* нефти в сутки. В 1937 г. в разведку введена установленная крелиусным бурением по опорным горизонтам паннонского возраста структура Цистерсдорф, примыкающая к месторождению Гестинг. Разведочные работы завершились открытием нефтяного месторождения Раг, а в 1938 г. месторождения Гайзельберг — самого крупного с залежами нефти в сармате. В 1938 г. открыто месторождение нефти Ван-Зикл. В эти же годы открыто незначительное нефтяное месторождение Платвальд и газовое Оберлаа. В течение 1941—1944 гг. открыты новые нефтяные месторождения Мауст-

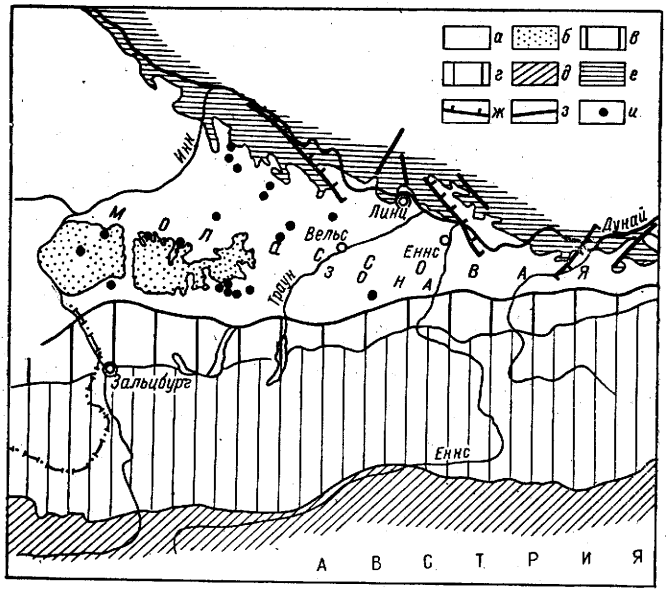


Рис. 43. Обзорная геологическая карта восточной части Альпийского предгорного прогиба (по Ф. Аберер и Р. Грилл).

а — кайнозойский бассейн; *б* — угленосные пресноводные слои; *в* — флишевая зона; *г* — известняковая зона; *д* — центральная зона Альп и Карпат; *е* — Богемский кристаллический массив; *ж* — надвиги; *з* — сбросы; *и* — нефтяные и газовые месторождения.

ренк, Санкт-Ульрих-Хаузкирхен, Мюльберг и газовое Альт-Лихтенварт (из них последние два наиболее крупные) и значительно расширены нефтяные площади на месторождениях Гестинг, Гайзельберг, Ван-Зикл.

С 1945 г. планомерные геологоразведочные работы осуществляются Советским нефтяным управлением в Австрии. Проведены огромные восстановительные работы на промыслах, а затем начались геологопоисковые и разведочные работы на новых, мало исследованных площадях в центральной части бассейна. Результатом работ явилось открытие в 1949 г. самого крупного в Венском бассейне нефтегазового месторождения Матцен [1] и менее значительного месторождения нефти Адерклаа. Это позволило уже в 1949 г. довести добычу нефти до 1156 тыс. *т*, а в 1955 г. — до 3670 тыс. *т*. В последующие годы открыто крупное месторождение Цверндорф [2] (1952)* с залежами газа в песчаном горизонте на границе нижнего и верхнего тортона; дебиты газа по отдельным скважинам превышают 1000 тыс. *м*^{3}/*сутки*. Установлена нефтеносность структур: Хохенрупперсдорф (небольшие притоки нефти из пород сармата, тортона, гельвета и эоценового флиша), Шпанберг (небольшие залежи нефти в по-

[1] В 1965 г. Матцен дал 59% всей годовой добычи нефти в Австрии.
[2] В 1965 г. Цверндорф дал 50% всей добычи газа в стране.

родах гельвета), Рабенсбург (нефтеносен 28-й горизонт тортона), Зюссенбрун (продуктивны горизонты нижнего тортона) и Пираварт (небольшие притоки из пород тортона и гельвета); выявлена газоносность структур Энцерсдорф (залежи в отложениях сармата и тортона) и Кагран (залежи в породах нижнего тортона).

В последние годы на структурах Адерклаа и Баумгартен обнаружены залежи газа в отложениях юры и триаса, участвующих в строении основания миоценового комплекса пород центральной части Венского бассейна. На структуре Адерклаа из триасового доломита дают газ семь скважин глубиной 2600—3300 *м*. Первоначальные дебиты газа по ним из главного триасового доломита мощностью до 200 *м* достигали 500 тыс. *м*^{3}/*сутки* (газ содержит от 0,2 до 3,5% сероводорода). В одной скважине газ получен из известняков верхней юры. На площади Баумгартен глубина залежей газа в породах триаса 2530—2730 *м*. Дебиты газа по скважинам составляют 100 тыс. *м*^{3}/*сутки*. На структуре Шёнкирхен вблизи месторождения Матцен в породах основания миоценового комплекса выявлена залежь нефти [1].

В пределах Предальпийского прогиба нефть в количестве 12 *т*/*сутки* впервые получена в 1956 г. на площади Пухкирхен с глубины около 2500 *м* из песчаников верхнего эоцена. В последние годы здесь открыты месторождения Рид, Штайндлберг, Кохлег и Шваненштадт в восточной части прогиба и Фойцдорф и Линдах в западной части прогиба. Месторождения Рид, Штайндлберг и Кохлег содержат нефть и газ в отложениях эоцена на глубине 1900—2500 *м*. На месторождении Шваненштадт площадью 8 × 0,5 *км* залежи нефти разрабатываются из песчаников верхнего эоцена и сеномана с глубины до 2000 *м*. На месторождении Фойцдорф залежи нефти содержатся только в сеноманских песчаниках. Начальные дебиты нефти по скважинам достигали 100 *т*/*сутки*. Суммарная среднесуточная добыча составляет 600 *т*. На месторождении Линдах в породах эоцена обнаружена нефть, в отложениях бурдигала — газ.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Данные о литолого-стратиграфическом разрезе осадочного комплекса отложений Венского бассейна и нефтеносность их приведены в табл. 30 и 31.

Таблица 30

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Венского бассейна

Отдел	Ярус	Подъярус	Литологический состав	Мощность, *м*	Примечание
Плиоцен	Паннон	Верхний	Пестроцветная толща: зеленые и голубые глины, средне- и грубозернистые пески, галечники, пресноводные известняки, прослои лигнита	До 300	В пределах Австрии отложения подразделяются на две серии: нижнюю «синюю» и верхнюю «пеструю»
		Средний	Серые и зеленовато-серые мергели и глины с прослоями желтовато-серых песков и песчаников. Встречаются пласты лигнита	200—250	

[1] В настоящее время это месторождение занимает второе место (после Матцена) по добыче нефти в бассейне.

Продолжение табл. 30

Отдел	Ярус	Подъярус	Литологический состав	Мощность, м	Примечание
Плиоцен	Паннон	Нижний	Зеленовато-серые мергели, тонкозернистые пески, пласты лигнита	200—600	В пределах Австрии отложения подразделяются на две серии: нижнюю «синюю» и верхнюю «пеструю»
Миоцен	Сармат	Верхний	Зеленовато-серые и серые мергели, серые сланцеватые пески и известковистые песчаники, детритусовые известняки	100—1000	В краевых частях бассейна преобладают мелкогалечниковые конгломераты, пески, песчаники, органогенные известняки
		Нижний	Серые и пестрые мергели, глины, слюдистые песчаники и пески, конгломераты	100—1000	
	Тортон	Верхний	Мергели голубовато- и зеленовато-серые, пески и песчаники серые и темно-серые, известняки	50—1000	На отдельных участках в кровле верхнего тортона — пестрые глины с угольными прослойками. В кровле нижнего тортона на отдельных участках — пестроцветные глины
		Нижний	Мергели зеленовато-серые, пески и песчаники серые, базальные конгломераты	600—800	
	Гельвет		Фация грундер: пески от крупнозернистых до мелкозернистых с прослоями глинистых мергелей, иногда галечники. Фация шлир: серые сланцевые глинистые мергели с маломощными пропластками песчаников и мергелей. Конгломераты, брекчии	300—1000	На восточном и западном бортах бассейна мощность сильно сокращается и возрастает роль грубообломочных пород
	Бурдигал	Верхний	Глины серо-зеленые, слоистые, песчанистые, с прослоями песков, базальные конгломераты	До 800	
		Нижний	Глины серо-зеленые, слабо песчанистые, базальные конгломераты и песчаники	150—300	
Эоцен, мел		—	Флиш	—	В западной части бассейна, к северо-западу от Матцена, образования миоцена залегают на флише эоцена и мела; в восточной, к юго-востоку от Матцена, — на карбонатных образованиях юры или триаса

Таблица 31

Распределение продуктивных отложений в разрезе Венского бассейна

Возраст	Наименование толщ и пластов	Литологический состав	Общая мощность, м	Коллекторские свойства		Состав залежи (плотность, г/см³; содержание, %)
				пористость общая; эффективная, %	проницаемость, мД	
Паннон	Меланопсис импресса	Мелкозернистые пески	10	—	—	Нефть асфальтовая, плотность 0,931
Сармат	1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20	Мелко- и среднезернистые пески и песчаники, иногда известняки	100	23—33; 21—28	200—4500	Нефть асфальтовая, плотность 0,942—0,915 в верхних горизонтах; нефть нафтеновая и парафинистая, плотность 0,896—0,880 в нижних горизонтах
Тортон	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, матценский песок	Средне-, мелко- и тонкозернистые песчаники и пески	150	26—35; 18—33	100—10 000	Нефть парафинистая, плотность 0,910—0,803
Гельвет	Голубой горизонт Лаге-1, Лаге-2, шлировые песчаные горизонты	Средне- и мелкозернистые песчаники, базальные конгломераты	20	16—30; 13—20	330—5400	Нефть парафинистая, плотность 0,887—0,859
Бурдигал	Шлир-базис	Песчаные и конгломератовые прослои в брекчии	30	14—42; 11—40	330—5400	Нефть парафинистая, плотность 0,887—0,859
Эоцен	Глауконитовые песчаники	Глауконитовые песчаники трещиноватые	50	9; 8—7	0,53	Нефть парафинистая плотность 0,909—0,849
Верхняя юра	—	Известняки	—	—	—	—
Триас	—	Доломиты	—	—	—	—

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ, ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Все месторождения нефти и газа австрийской части Венского бассейна связаны с брахиантиклиналями различной формы, осложненными дизъюнктивными нарушениями. Брахиантиклинали группируются в отдельные

зоны поднятий, обычно примыкающих к крупным региональным разрывам.

Месторождения Матцен и Адерклаа связаны с брахиантиклиналями Матцен-Адерклааской зоны поднятий, примыкающей к Адерклааскому сбросу; месторождения Мюльберг, Альт-Лихтенварт, Платвальд, Ван-Зикл, Гестинг, Раг, Гайзельберг, Хохенрупперсдорф приурочены к различным формам брахиантиклиналей Цистерсдорфской зоны поднятий, связанной с Штайнбергским сбросом; месторождения Пираварт, Зюссенбрун, Кагран характеризуются куполовидными складками, примыкающими к Гроссэнгерсдорфскому разрыву. К такому же типу структур приурочены месторождения Рабенсбург, Шпанберг и Цверндорф центральной части Венского бассейна, Оберлаа и Энцерсдорф южной его части и Санкт-Ульрих-Хаузкирхен, Маустренк, Шарфенек, располо-

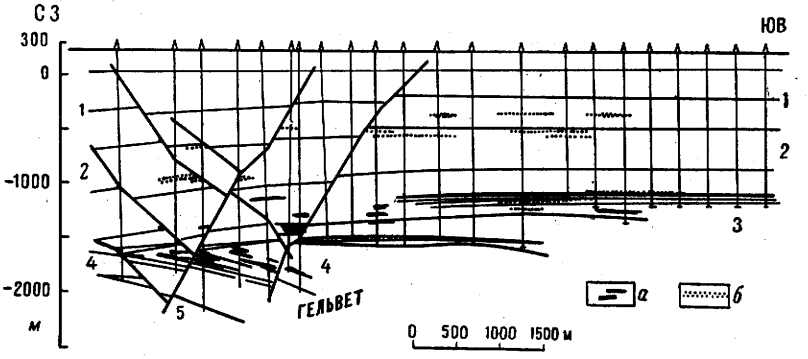


Рис. 44. Разрез месторождения Матцен.

1 — паннон; *2* — сармат; *3* — тортон; *4* — гельвет; *5* — флиш. *а* — нефтяные залежи; *б* — газовые залежи.

женные западнее Штайнбергского сброса. Типичными месторождениями связанными с брахиантиклиналями, являются Матцен, Гайзельберг, Мюльберг, Санкт-Ульрих-Хаузкирхен.

Месторождение Матцен представляет брахиантиклиналь длиной более 15 *км*, шириной до 15 *км* с относительно крутым северо-западным и пологим юго-восточным крыльями. Ось складки вытянута с юго-запада на северо-восток соответственно простиранию Матцен-Адерклааской зоны поднятий. В пределах структуры выделяется несколько локальных разрывных нарушений, разбивающих ее на отдельные блоки (рис. 44). Нефтеносны пять горизонтов гельвета и десять горизонтов тортона: 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 и 16-й. Наиболее мощным (45 *м*) является 16-й горизонт, именуемый «матценским песком». Начальные дебиты нефти первых скважин из него превышали 300 *т/сутки*; плотность нефти 0,902—0,913 *г/см*^{3}; газовые факторы, несмотря на наличие газовой шапки, составляют 40—70 *м*^{3}/*м*^{3}. Дебиты нефти других тортонских горизонтов колеблются от 10 до 45 *т/сутки*. Таковы же величины дебита нефти из гельветских горизонтов. Газовые залежи приурочены к верхнесарматским отложениям (3, 4 и 5-й горизонты) и к нижнему паннону (3-й и 4-й горизонты). Дебиты газа по скважинам из этих горизонтов составляли от 50 тыс. до 100 тыс. *м*^{3}/*сутки* при пластовом давлении 55—70 *ат*.

Месторождение Гайзельберг тектонически выражено брахиантиклиналью с отношением длины к ширине 3 : 1. Западное крыло срезано Штайнбергским сбросом. В поперечном направлении месторождение разбито сбросом на две части: северную, опущенную, и южную, приподнятую (рис. 45). Залежи нефти связаны в основном с песчаниками сармата

с горизонтами 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19 и 20-м. Суммарная продуктивная мощность горизонтов превышает 100 *м*. Наиболее продуктивны 11, 14, 15, 16 и 18-й горизонты. Первоначальные дебиты нефти по скважинам составляли 50—120 *т/сутки*. Незначительные залежи нефти имеются в отложениях тортона: во 2, 3, 5, 9 и 11-м горизонтах. Два газовых горизонта — 1-й и 9-й — содержатся в отложениях сармата; один — горизонт меланопсис импресса — в отложениях нижнего паннона. Дебиты газа по скважинам достигали 50—70 тыс. *м*^{3}*/сутки*.

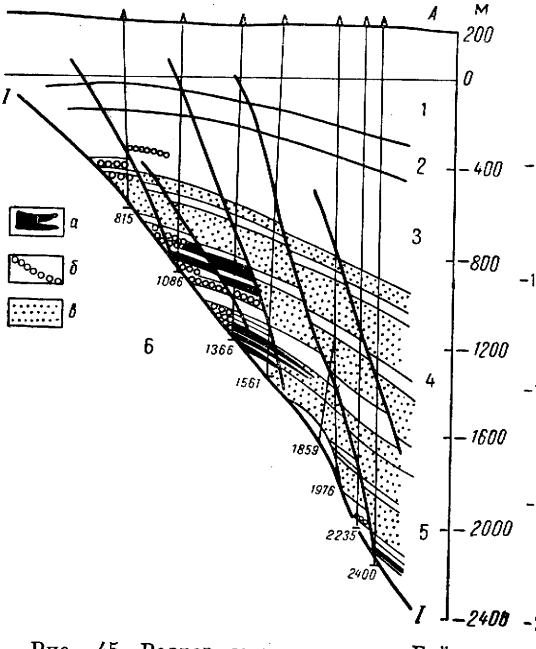


Рис. 45. Разрез месторождения Гайзельберг.

1—3 — паннон: *1* — верхний, *2* — средний, *3* — нижний; *4* — сармат; *5* — тортон; *6* — эоценовый флиш. *а* — нефть; *б* — газ; *в* — водоносные песчаники; *I* — Штайнбергский сброс.

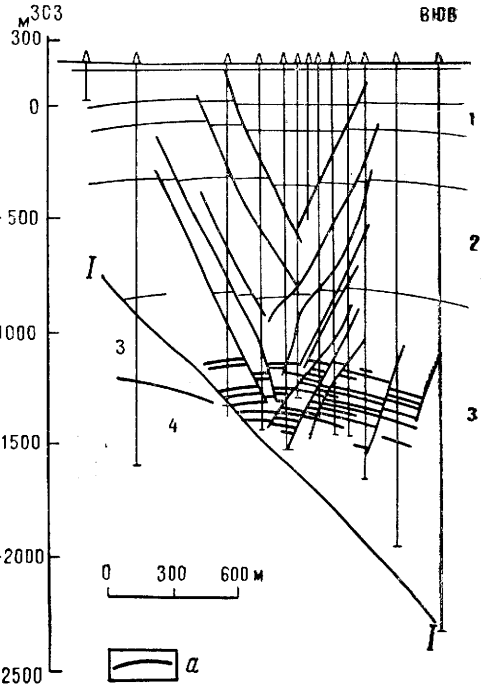


Рис. 46. Разрез месторождения Мюльберг.

1 — паннон; *2* — сармат; *3* — тортон; *4* — флиш. *а* — нефть. *I* — Штайнбергский сброс.

Месторождение Мюльберг представляет куполообразное поднятие, примыкающее к Штайнбергскому сбросу (рис. 46). В его строении принимают участие породы тортонского, сарматского и паннонского ярусов. Нефтеносность связана с нижними песчаными горизонтами тортона: 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22 и 23-м. Общая мощность нефтеносных горизонтов около 150 *м*. Наиболее продуктивны 18, 19, 20 и 21-й горизонты. Начальные дебиты по ним составляли от 60 до 120 *т/сутки*. Нефть парафинистая, плотность от 0,840 (23-й горизонт) до 0,904 *г/см*^{3} (11-й горизонт). С увеличением глубины залегания горизонта в нефти увеличивается содержание бензиновых фракций (11-й — 0%, 23-й — 13%). Газовые залежи связаны с отложениями сармата (1-й и 2-й горизонты) и породами нижнего паннона (меланопсис импресса).

Месторождение Санкт-Ульрих-Хаузкирхен приурочено к погребенному эрозионному выступу донеогенового основания, протягивающемуся в широтном направлении и имеющему форму антиклинали длиной 9 *км*, шириной 4 *км* (рис. 47). В пределах структуры выделяется ряд куполообразных вздутий, нередко разделенных сбросами незначительной амплитуды

На востоке месторождение ограничено Штайнбергским сбросом. Нефтеносны верхние слои эоценового флиша: светло- и зеленовато-серые глауконитовые крепкие песчаники. Коллекторские свойства пород обусловлены главным образом их трещиноватостью. Первые скважины из этих отложений давали фонтанную нефть дебитом до 80—150 *т/сутки*. Нефть парафинистая плотностью 0,849—0,902 *г/см*^{3}; содержание бензиновых фракций в ней до 11,6%.

Основными формами нефтяных и газовых залежей месторождений брахиантиклинального типа являются пластовые и массивные.

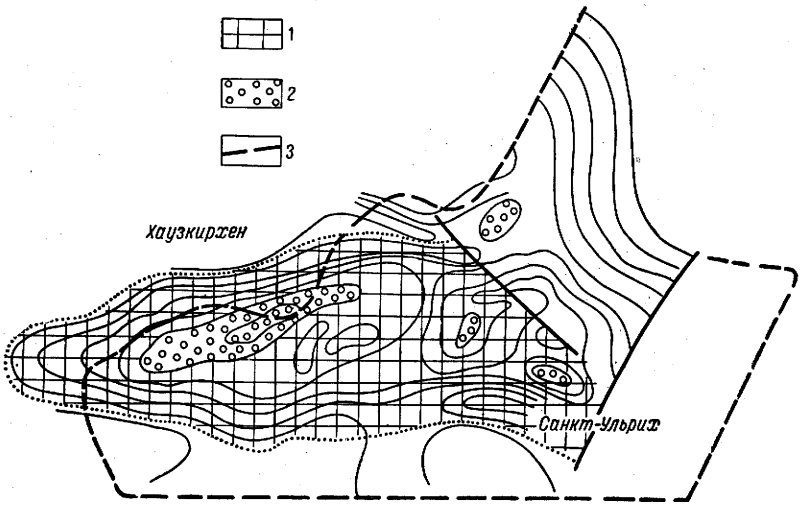


Рис. 47. Структурная карта размытой поверхности эоценовых отложений месторождения Санкт-Ульрих-Хаузкирхен.

1 — нефть; *2* — газ; *3* — разрывы.

Пластовые залежи по характеру ловушки подразделяются на сводовые и экранированные (тектонически, стратиграфически и литологически). Пластовые сводовые залежи нефти и газа приурочены к отложениям тортона, сармата и паннона. Типичными месторождениями, содержащими эти залежи, являются Матцен и Адерклаа. Примером может служить залежь нефти в тортонском горизонте «матценский песок» на месторождении Матцен (рис. 48). Залежь образовалась в резервуаре, имеющем пластовый характер на всем протяжении продуктивной толщи. Поверхности газо-нефтяного и водо-нефтяного контактов горизонтальные. В сводовой части залежи имеется газовая шапка. Режим месторождения водо- и газонапорный. Глубина залежи 1600—1700 *м*.

К пластовым тектонически экранированным относятся нефтяные и газовые залежи в гельвете в месторождениях Кагран, Зюссенбрун, Пираварт, Хохенрупперсдорф, Гайзельберг, Раг, Гестинг, Ван-Зикл, Платвальд, Альт-Лихтенварт, Мюльберг, Рабенсбург, Оберлаа и Энцерсдорф, а также залежи нефти в гельвете и тортоне в месторождении Матцен. Примером могут служить месторождения Раг и Гестинг. Залежи нефти и газа в них образовались после того, как пласт был срезан экраном и приобрел современную структурную форму. Контурная вода подпирает залежи к поверхности экрана. Размеры их незначительные, однако залежи многочисленны.

Пластовые стратиграфически экранированные залежи распространены главным образом на склонах погребенных поднятий фундамента,

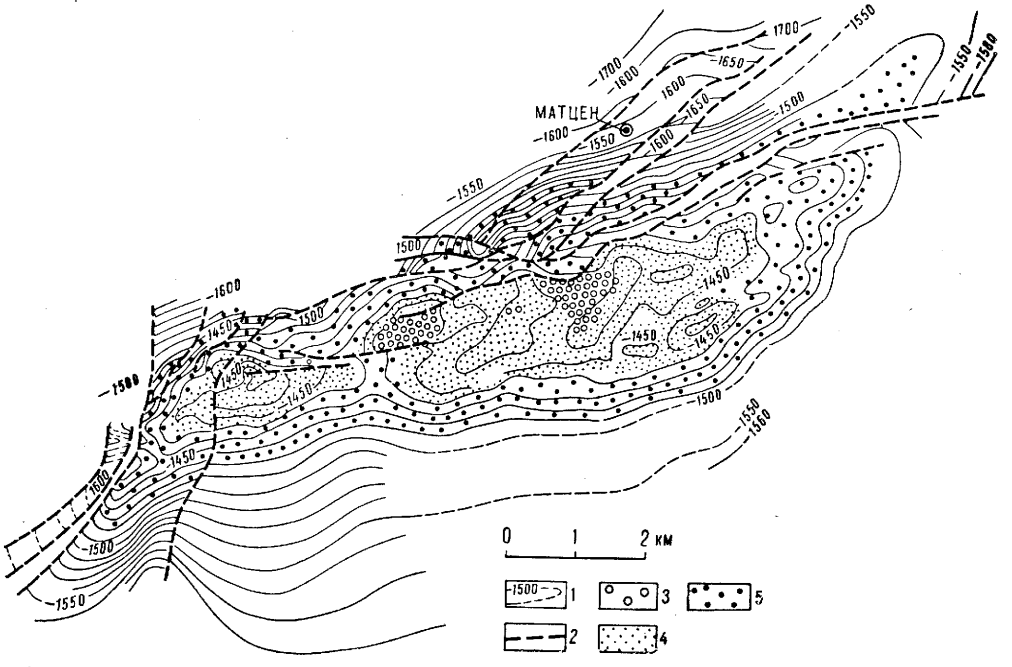


Рис. 48. Пластовая сводовая залежь месторождения Матцен (по Л. Зоммерлайеру)

1 — изогипсы кровли горизонта «матценский песок»; *2* — сбросы; *3* — газ; *4* — газ и нефть; *5* — нефть.

на месторождениях Санкт-Ульрих-Хаузкирхен, Маустренк (рис. 49) и Шарфенек. Образование нефтяных залежей связано с несогласным перекрытием пластов бурдигала породами гельвета. Нефть подпирается к стратиграфическому экрану контурной водой. Размеры залежей небольшие.

Литологически экранированные залежи установлены на месторождениях Матцен и Санкт-Ульрих-Хаузкирхен. Они приурочены

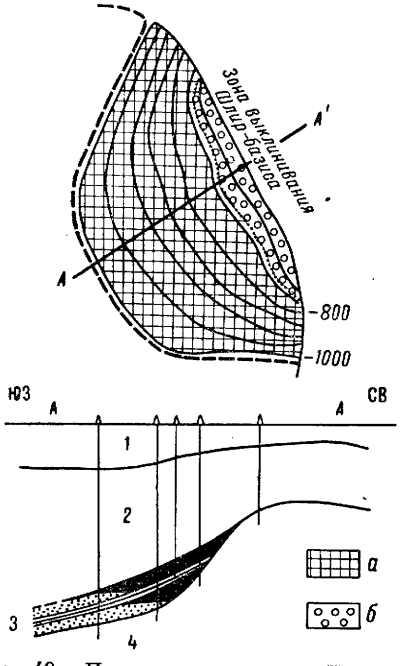


Рис. 49. Пластовые стратиграфически экранированные залежи месторождения Маустренк.

1 — тортон; *2* — гельвет; *3* — шлир-базис; *4* — эоценовый флиш. *а* — нефть; *б* — газ.

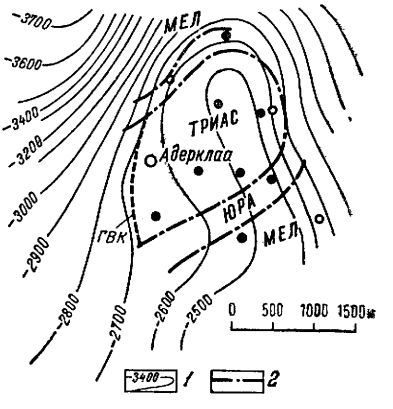


Рис. 50. Массивная залежь в триасовом доломите месторождения Адерклаа.

1 — стратоизогипсы кровли триасовых доломитов; *2* — граница распространения отложений под неогеном

к песчаным горизонтам гельвета, которые выклиниваются вверх по восстанию пластов. У линии выклинивания песчаники фациально замещаются глинистыми мергелями. Нефть подпирает контурная вода.

Массивные залежи связаны с погребенными эрозионными структурами фундамента бассейна. Они установлены на месторождениях Санкт-Ульрих-Хаузкирхен (см. рис. 47), Адерклаа (рис. 50) и Баумгартен. Примером может служить Санкт-Ульрих-Хаузкирхен. Залежь здесь приурочена к эрозионной поверхности эоценового флиша. Снизу по горизонтальной плоскости она подпирается водой. Длина ее 6 *км*, ширина 3 *км*, режим газонапорный. Глубина горизонта 900—1200 *м*.

В Альпийском предгорном прогибе формы залежей нефти и газа главным образом тектонически экранированные. Экранирующими в основном являются продольные региональные сбросы, падающие в направлении от Альп в сторону Богемского массива.

ЛИТЕРАТУРА

Доленко Г. Н. Типы нефтяных залежей Венского бассейна. Новости нефтяной техники. Нефтепромысловое дело, № 9, 1955.

Доленко Г. Н. Нефтеносность Венского бассейна, Новости нефтяной техники. Геология, вып. 3, 1957.

Brix F., Götzinger K., Kröel A., Logigan St. New results of exploration in the Molasse-zone of Zower Austria. Sixth World Petrol. Congr., Fr./Main, 1963.

Janoschek R. Das inneralpine wiener Beckens. Geologie des Ostmark. Verlag. F. Deuticke, W., 1943.

Janoschek R. Das wiener Becken als Beispil eines kleinen Sedimentationsraumes mit reicher Ölfürung. Erdöl-Zeitschrift, No 7, 1955.

Kapounek J., Koelbl L., Weinberger F. Rusults of new exploration in the basement of the Vienna basin. Sixth World Petrol. Congr., Fr./Main, 1963.

Wiesneder H. Zur Kenntnis der neuen Erdöl und Erdgasvorkommen im wiener Becken. Erdöl und Kohle, No 6, 1956.

§ 8. ЧЕХОСЛОВАКИЯ

Нефтяные и газовые месторождения сосредоточены в северо-восточной части Венского бассейна (рис. 51) и в Притисенской низменности, или области Восточнословацкого неогена (рис. 52). Основными тектоническими элементами рассматриваемой части бассейна являются Годонинско-Гбельский и Лабско-Шаштинский горсты. Первый ограничен на западе Лужицко-Бродской системой сбросов, падающих внутрь бассейна, и на востоке Годонинско-Гбельской системой сбросов. Второй, расположенный южнее, за поперечным, Фарским сбросом, ограничен на западе Святоянским и на востоке Лабско-Шаштинскими сбросами. Оба эти горста характеризуются наличием локальных структур, примыкающих непосредственно к ограничивающим их разрывам. Каждая структура в той или иной степени нефтегазоносна. Притисенская низменность является северо-западной частью Закарпатского внутреннего прогиба. В основании неогеновых образований залегают породы, участвующие в строении окружающих горных сооружений. На севере они представлены центрально-карпатским палеогеном, на юге — палеозоем и мезозоем Земплинского массива, на западе — породами гемеридовой и татровыпоридовой зон. Отложения неогена выражены образованиями бурдигала, гельвета, тортона, сармата и плиоцена.

Рассматриваемая часть прогиба характеризуется большим развитием разрывных нарушений главным образом в породах фундамента. В неогеновом комплексе они затухают. Выделяются разрывы преимущественно двух направлений: северо-западного (карпатского) и северо-восточного

(поперечного к карпатскому). Первые более древние и резче выражены как в основании, так и в осадочном неогеновом комплексе; поперечные разрывы установлены в большинстве случаев на глубине. Разрывы карпатского направления разбивают всю территорию на три главные тектонические зоны. Врановско-Иначовская зона (развита на северо-западе) ограничена с северо-запада Чичавским и Залужицким сбросами и с юго-запада Мочарани-Топлинским сбросом; Земплинско-Хлумецкая зона (развита на юго-западе) ограничена с северо-запада Требишовской системой сбросов; Требишово-Капушанская зона (центральная) ограничена с северо-запада Мочарани-Топлинской и Поздишовской системой сбросов. Требишово-Капушанская зона по отношению к Врановско-Иначовской и Земплинско-Хлумецкой депрессионная. Тектонические зоны разбиты поперечными разрывами северо-восточного направления на отдельные глыбы или блоки. Выделяются опущенная глыба, ограниченная Ботянским и Капушанским сбросами, Бешанский горст с Чичаровским и Бешанским сбросами, Иначовский горст, ограниченный Славковецким и Фалькушовецким сбросами, Врбницкая и Леснянская опущенные глыбы между Михаловце-Врбницким и Грущовским сбросами. Локальные брахиантиклинали Альбинов, Стретава, Мальчице, Беша, Чичаровце, Птружа и др. располагаются вдоль основных разрывов; они выражены в виде полукуполов, наиболее развиты в районах Трговиште-Поздишовце, Требишова и Затина. Часть структур — Михаловце, Поздишовце и др. — расположена непосредственно на пересечении продольных и поперечных сбросов.

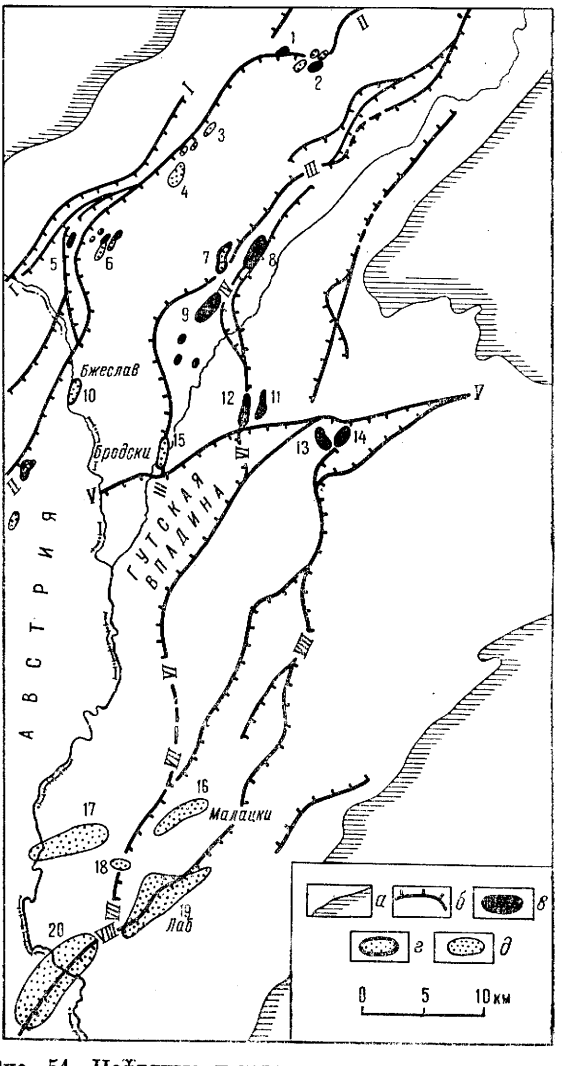


Рис. 51. Нефтяные и газовые месторождения северо-восточной (чехословацкой) части Венского бассейна.

а — границы бассейна; *б* — сбросовые нарушения; месторождения: *в* — нефтяные, *г* — газонефтяные, *д* — газовые. *1* — Милотице; *2* — Вацеповице; *3* — Мутейнице; *4* — Поддворов; *5* — Беловице; *6* — Моравска Жижков; *7* — Лужице; *8* — Годонин; *9* — Моравска Нова Весь-Тинец; *10* — Бжеслав; *11* — Нова Весь; *12* — Старо Весь; *13* — Петрова Весь; *14* — Штефанов; *15* — Бродски; *16* — Малацки; *17* — Сухоград; *18* — Якубов; *19* — Лаб; *20* — Высока. *I—VIII* — сбросы: *I* — Шраттенбергский, *II* — Штайнбергский, *III* — Лужицко-Бродски, *IV* — Годонинско-Гбельский, *V* — Фарский, *VI* — Сватоянский, *VII* — Якубовский, *VIII* — Лабско-Шаштинский.

Первая промышленная нефть получена в 1913 г. в районе Гбели (Венский бассейн). В 1914 г. нефть добывалась здесь из сарматских отложений с глубины около 200 *м*. В 1920 г. открыто месторождение Годонин. Основные успехи в открытии нефтяных и газовых месторождений относятся к периоду после второй мировой войны. В 1949 г. открыто месторождение нефти Бродски и газовое месторождение Малацки. В 1952 г. установлена значительная газоносность структур Высока, Лаб и Сухо-

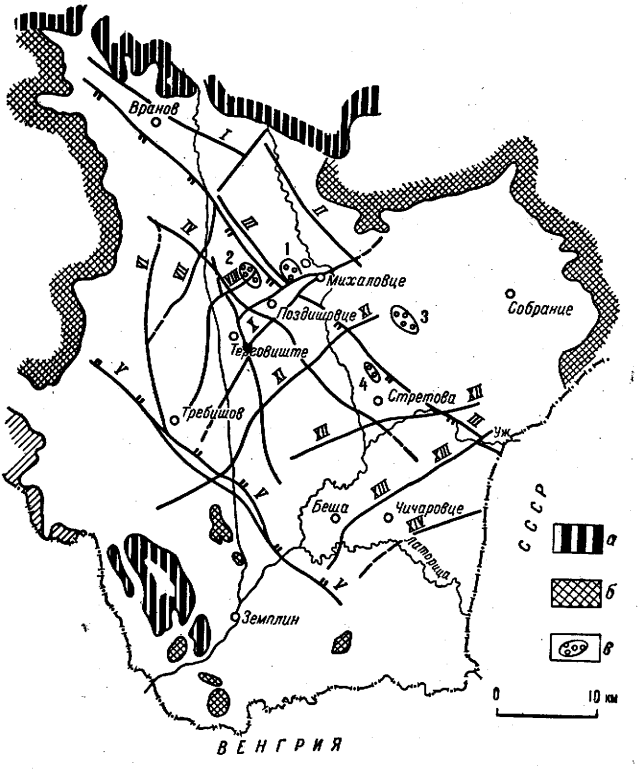


Рис. 52. Схема тектоники Притисенской низменности.

Тектонические разрывы: *I* — Топля, *II* — Залужице, *III* — Мочарани-Топля; *IV* — Поздишовце, *V* — Требишов, *VI* — Альбинов, *VII* — Грушов, *VIII* — Моравани, *IX* — Михаловце, *X* — Михаловце-Врбница, *XI* — Фалькушовце, *XII* — Славковце, *XIII* — Беша, *XIV* — Капушани. *а* — границы низменности; *б* — выходы эффузивных пород; *в* — газовые месторождения: *1* — Михаловце, *2* — Поздишовце, *3* — Инаговце, *4* — Стретово.

град-Якубов. В 1953 г. открыты нефтяные месторождения Петрова Весь и Штефанов. В последующие годы выявлен ряд месторождений, хотя и небольших размеров. Среди разрабатываемых месторождений нефти наиболее крупные Бродски, Годонин, Моравска Нова Весь-Тинец. Значительными газовыми месторождениями считаются Высока и Лаб. В Притисенской низменности в последние годы вскрыты залежи газа на структурах Михаловце, Поздишовце, Инаговце и Стретово из отложений сармата. Общие запасы составляют порядка 5 млрд. $м^3$.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Разрез отложений, слагающих северо-восточную часть Венского бассейна, аналогичен разрезу австрийской части этого бассейна (см. табл. 30). Продуктивны также главным образом отложения неогена.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

По особенностям геологического строения и условиям залегания нефти и газа выделяются месторождения, связанные: а) с брахиантиклинальными складками (табл. 32) и б) с моноклинальным залеганием слоев.

Месторождения, приуроченные к различным формам брахиантиклиналей, группируются в отдельные антиклинальные зоны поднятий, обычно примыкающие к крупным региональным разрывам. Различаются месторождения, связанные с Штайнбергским сбросом, — Бржеслав, Беловице-Жижков, Поддворов, Мутенице и Ваценовице и месторождения антиклинальной зоны поднятий, примыкающей к Лабско-Шаштинскому сбросу, — Высока, Лаб, Малацки и Сухоград-Якубов.

Месторождения, связанные с Штайнбергским сбросом, структурно в поверхностных слоях выражены брахиантиклиналями, а на глу-

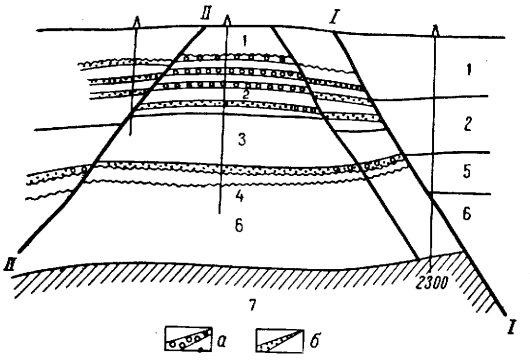


Рис. 53. Поперечный разрез месторождения Лаб.

1 — паннон; *2* — сармат; *3—5* — тортон: *3* — верхний, *4* — нижний, *5* — нерасчлененный; *6* — гельвет; *7* — триас. *а* — газовая залежь; *б* — водоносные пески. *I* — Лабско-Шаштинский сброс; *II* — Шраттенбергский сброс.

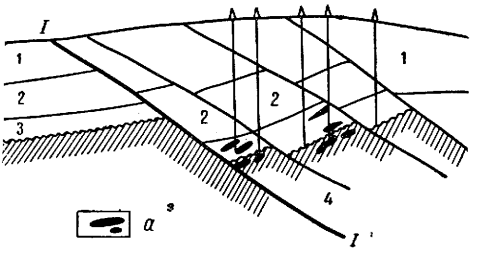


Рис. 54. Литологически ограниченные залежи в разрезе месторождения Ваценовице (по М. Длабач).

1 — паннон; *2, 3* — сармат: *2* — верхний, *3* — нижний; *4* — флиш. *а* — нефть. *I* — Штайнбергский сброс.

бине — полукуполами. Кроме основного, Штайнбергского сброса, ограничивающего структуры с запада, в пределах месторождений выделяются мелкие локальные сбросы, разбивающие структуры на отдельные блоки, опущенные один по отношению к другому в сторону углубления бассейна. Типичным месторождением является Беловице-Жижков, приуроченное к структуре, выраженной по кровле сарматских отложений брахиантиклиналью, а по кровле верхнего тортона— полукуполом. Залежи нефти вследствие значительной нарушенности структуры разрывами различного типа имеют ограниченные размеры и представлены тектонически экранированными и литологически ограниченными формами.

Месторождения, связанные с Лабско-Шаштинским сбросом, — Высока, Лаб, Малацки, Сухоград-Якубов — имеют более выраженную брахиантиклинальную форму как по верхним (паннонским и сарматским) так и по нижним (тортонским и гельветским отложениям). Характерно, что плоскость сброса, ограничивающего эти структуры, падает не в сторону погружения Венского бассейна, а к его борту. Вследствие этого брахиантиклинальную форму сохраняют также более нижние слои стратиграфического комплекса пород. Типичное месторождение Лаб (рис. 53) представляет брахиантиклиналь. Месторождение газовое, многопластовое, залежи приурочены к базальным отложениям верхнего тортона, именуемым лабским горизонтом, и породам сармата и паннона. Месторождение Высока приурочено к брахиантиклинали размерами около 10 *км* в длину и 5 *км* в ширину. Бо́льшая его часть располагается на австрийской территории, где выделяется как структура Цверндорф. Залежи

Таблица 32

Структурные формы месторождений и типы залежей нефтегазоносных районов Чехословакии

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Типичные месторождения	Возраст продуктивных горизонтов
Брахиантиклинали	Пластовые	Сводовые	Высока, Лаб, Малацки, Сухоград-Якубов	Тортон, сармат, паннон
		Тектонически экранированные	Бржеслав, Беловице-Жижков, Подворов, Мутенице	Тортон, сармат
	Литологически ограниченные со всех сторон		Ваценовице	Флиш, нижний сармат
Моноклинали	Пластовые	Тектонически экранированные	Бродски	Тортон, сармат
			Лужице	Сармат
			Годонин	Тортон, сармат
			Гбели	
			Петрова Весь	Бурдигал, гельвет
			Штефанов	Бурдигал, гельвет, тортон, сармат
		Стратиграфически экранированные	Годонин	Бурдигал
	Литологически ограниченные со всех сторон		Лужице	Бурдигал, тортон
			Моравска Нова Весь-Тинец	То же » »

газа, так же как и на структуре Лаб, приурочены к песчаному горизонту мощностью около 50 *м* — к границе нижнего и верхнего тортона. Дебиты газа из этого горизонта по скважинам достигают 1 млн. *м*^{3}/*сутки*. На месторождении Малацки установлено более десяти газовых горизонтов в отложениях сармата. Месторождение Сухоград-Якубов содержит газовые залежи в отложениях сармата и паннона.

Месторождения, связанные с моноклинальным залеганием слоев, распространены меньше. Они приурочены к Годонинско-Гбельскому сбросу — Лужице, Годонин, Моравска Нова Весь-Тинец, Бродски, Гбели, Петрова Весь и к Фарскому сбросу — Штефанов. Типичным является Бродски. Структура его выражена моноклинальным залеганием слоев паннона

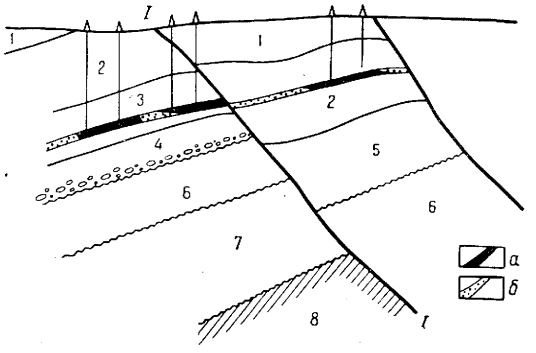


Рис. 55. Пластовые тектонически экранированные залежи в разрезе месторождения Гбели (по М. Длабач).

1 — паннон; *2* — сармат; *3* — *5* — тортон: *3* — верхний, *4* — нижний, *5* — нерасчлененный; *6* — гельвет; *7* — бурдигал; *8* — флиш. *а* — нефть; *б* — вода. *I* — Годонинско-Гбельский сброс.

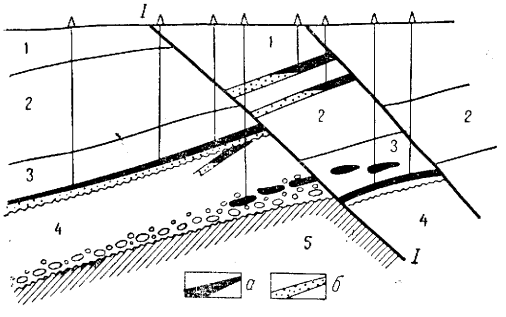


Рис. 56. Пластовая стратиграфически экранированная залежь в отложениях бурдигала по разрезу месторождения Годонин (по М. Длабач).

1 — паннон; *2* — сармат; *3* — тортон; *4* — бурдигал; *5* — флиш. *а* — нефть; *б* — вода. *I* — Годонинско-Гбельский сброс.

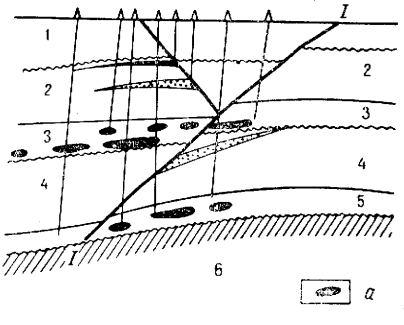


Рис. 57. Пластовые литологически экранированные залежи в разрезе месторождения Лужице (по М. Длабач).

1 — паннон; *2* — сармат; *3* — верхний тортон; *4* — верхний бурдигал; *5* — конгломерат; *6* — флиш. *а* — нефть. *I* — Лужицкий сброс.

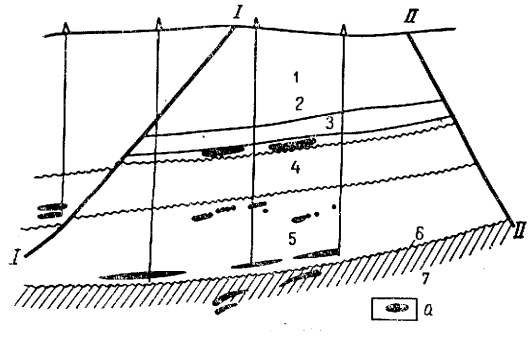


Рис. 58. Литологически ограниченные залежи в разрезе месторождения Моравска Нова Весь-Тинец (по М. Длабач).

1 — паннон; *2* — сармат; *3* — верхний тортон; *4* — гельвет; *5* — верхний бурдигал; *6* — конгломерат; *7* — флиш. *а* — нефть. *I* — Лужицкий сброс; *II* — Годонинско-Гбельский сброс.

и сармата, испытывающим закономерное погружение в сторону от Годонинско-Гбельского сброса к центральной части бассейна. Моноклинальное залегание слоев нарушено Лужицко-Бродским сбросом на северо-востоке и Фарским сбросом на юге. Вследствие этого образовались тектонические экраны, способствовавшие накоплению нефти в отложениях тортона и газа в отложениях сармата. Размеры нефтяных и газовых залежей небольшие. Первоначальные дебиты нефти из скважин достигали всего нескольких десятков тонн в сутки, а газа — порядка 50—75 тыс. *м*^{3}*/сутки*.

На месторождении Лаб залежи образовались в резервуаре, имеющем пластовый характер на всем протяжении продуктивной толщи. Вода, подпирающая нефть, замыкает его в пласте со всех сторон. Поверхности газо-нефтяного и водо-нефтяного контактов горизонтальные. Коллекторы характеризуются высокой эффективной пористостью и проницаемостью.

На месторождениях Бржецлав и Беловице-Жижков залежи образовались после того, как пласт был «срезан экраном» и приобрел современную структурную форму. Контурная вода подпирает залежь к поверхности экрана.

На месторождении Ваценовице (рис. 54) залежи нефти в отложениях флиша и нижнего сармата служат примером литологически ограниченных со всех сторон.

На рис. 55—58 приведены разрезы ряда месторождений, заключающих различные типы залежей нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

Доленко Г. Н. Условия образования нефтяных залежей Венского бассейна. Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти. Изд-во АН УССР, 1956.

Доленко Г. Н. Закономерности нефтегазонакопления в Карпатах. Сб. «Происхождение нефти и газа». Гостоптехиздат 1960.

Beranek B., Kocak A. Geophisikalische erforschung im Gebiet der Poliska nizina, Prace geofysikalniko Ustavu Ceskoslovenské Akademie ved Geofysikalni sbornik, 1963.

Dlabac M. Akumulacei nafty v sarmatu atortonu ceskoslowenske casti vnifroalpske viedenske pánve, Prace ustavu pro naftovy vyrkum, publicace, v. 23—25, 1956.

Dlabac M., Stared M. Zezeni a vznik nafty v ceskoslovenske casti, vnitroalpske Videnske pánve, Geologicke prace, Geologicky Ustavu D. Stura Zpravy, v. 16, 1959.

Dlabac M. Prispevek k reseni nekterych otazek akumulace nafty a plinu ve starsim miocenu na uzemi vnifroalpske Vidensle pánve, Geologicky Ustavu Dionyza Stura, Zpravyzz, 1961.

§ 9. ПОЛЬША

В Польше известны три различных по геологическому строению нефтегазоносных бассейна, в пределах которых происходит промышленная добыча нефти и газа: Внутрикарпатский, или Кросненский, Северо-Предкарпатский и Предсудетская область (Предсудетская моноклиналь, Польская низменность). Основным по добыче нефти является Северо-Предкарпатский бассейн, располагающийся на юге и юго-востоке страны в предгорьях Восточных Карпат, на территории Краковского и Жешувского воеводств. Наиболее крупные месторождения нефти и газа сосредоточены в междуречье Вислы и Сана на площади, протягивающейся на 300 *км* от Кракова на западе до Пшемышля на востоке (рис. 59). Внутрикарпатский бассейн, меньший по размерам, располагается на западе страны в пределах Зеленогурского воеводства на границе с ГДР.

Нефтяная промышленность зародилась более ста лет назад. Промышленная добыча нефти началась в 1853 г. на территории флишевых Карпат. Нефть извлекалась из колодцев и других горных выработок в местах

выхода нефтенасыщенных пород (пластов песчаника) на дневную поверхность. О существовании в прошлом кустарных нефтяных промыслов, на которых нефть добывалась примитивным путем из колодцев и ям и т. п., говорят названия некоторых селений, выросших на месте промыслов, таких, как Ропенка, Роннянка, Ропа и др. (ропа нафтова в переводе с польского означает нефть). Эксплуатация первых месторождений Роннянка, Ропице, Бубрка, Ивонич и др., располагающихся на крайнем юге страны

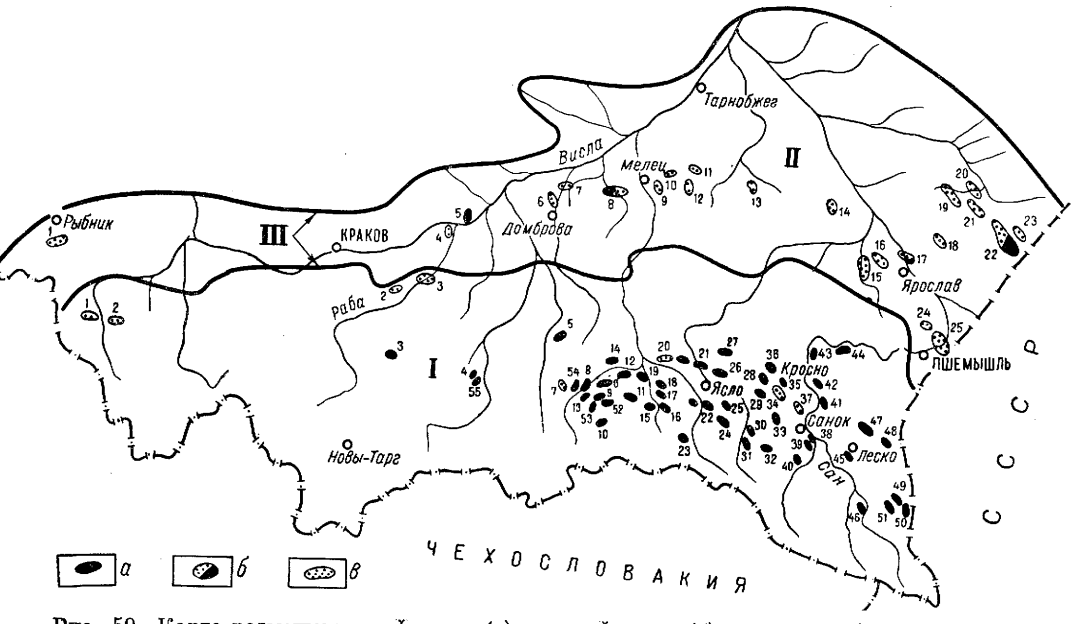


Рис. 59. Карта размещения нефтяных (*а*), газонефтяных (*б*) и газовых (*в*) месторождений во флишевых Карпатах и Предкарпатском прогибе.

I — флишевые Карпаты: *1* — Дембовец, *2* — Погуж, *3* — Скжыдлна, *4* — Клещаны, *5* — Жепенник, *6* — Магдалена, *7* — Шалова, *8* — Горлице, *9* — Сенькова, *10* — Сяры, *11* — Крыг-Липинки, *12* — Гарклова, *13* — Бьеч, *14* — Ветшно, *15* — Фолюш, *16* — Мрукова, *17* — Таговица, *18* — Шверхова, *19* — Особница, *20* — Розтока, *21* — Поток, *22* — Бубрка, *23* — Роннянка, *24* — Ивонич-Здруй, *25* — Ивонич-Весь, *26* — Кросценко, *27* — Венглювка, *28* — Туже-Поле, *29* — Тшесюв, *30* — Рудавка, *31* — Рымановские, *32* — Токарня, *33* — Долуге, *34* — Страхоцина, *35* — Грабовница, *36* — Стара Весь Бжозув, *37* — Санок, *38* — Загуж, *39* — Велополе, *40* — Мокре, *41* — Тырава Солна, *42* — Витрылув, *43* — Вара, *44* — Слоннего, *45* — Уберце, *46* — Раиске, *47* — Ванькова, *48* — Лодына, *49* — Чарна, *50* — Липе, *51* — Полана, *52* — Быстре, *53* — Бжеги, *54* — Ганка, *55* — Кобыляны. *II* — Предкарпатский прогиб: *1* — Марковице, *2* — Гдув, *3* — Гробла, *4* — Бохня, *5* — Плавовице, *6* — Сватув, *7* — Сменгожув, *8* — Партыня, *9* — Войслав, *10* — Тшесник-Смочка, *11* — Тшесник, *12* — Нивиска, *13* — Воля Ранижовска, *14* — Жолынья, *15* — Канчуга, *16* — Мироцин, *17* — Ярослав, *18* — Рышкова Воля, *19* — Джикув, *20* — Дахнув, *21* — Ушковце, *22* — Любачув, *23* — Цетыня, *24* — Якснанице, *25* — Пшемышль. *III* — граница Предкарпатского прогиба.

у границы с Чехословакией, началась с 1853 г., а возможно, и раньше. Поиски месторождений нефти и газа в Карпатах и в их предгорьях проводились главным образом в процессе геологической съемки путем обнаружения поверхностных нефтегазопроявлений в местах выхода продуктивных горизонтов на дневную поверхность.

Применение разведочного и эксплуатационного бурения в середине второй половины XIX в. позволило не только возродить заброшенные промыслы, но и открыть ряд новых месторождений, в разрезе которых залежи нефти и газа находились на глубине нескольких сотен метров. Скважины, как правило, закладывались в основном по данным съемочных работ, проводившихся на небольших участках нефтеносных структур. В этот период почти вплоть до 1945 г. бурение скважин и геологопоисковые работы концентрировались в восточной части Карпат. В 1914 г. во флишевых Карпатах было открыто 19 нефтяных месторождений. В период

между началом 20-х и концом 30-х годов в результате геологической съемки и структурно-поискового бурения на территории Польских Карпат было открыто еще семь новых месторождений, два из которых оказались газовыми. К концу 40-х годов объектами разведки и промышленной эксплуатации уже являлись продуктивные горизонты, залегающие на глубине от нескольких сотен до 1000 *м*. После образования Польской Народной Республики плановое социалистическое хозяйство позволило применять более совершенную методику при поисках новых месторождений в соответствии с единой программой поисков. Наряду с геологической съемкой и структурно-поисковым и разведочным бурением широко внедряются геофизические методы исследования. В пределах флишевых Карпат, начиная с 1948 г., осуществляются магнитометрические, гравиметрические, сейсмические, геоэлектрические и радиометрические съемочные работы. Хорошие результаты дали сейсмические исследования (поперечные профили) и площадная сейсмическая съемка. Геоэлектрические и радиометрические работы проводились в небольшом объеме. Применение геофизических, главным образом сейсмических, исследований позволило открыть ряд принципиально новых для Польши нефтяных и газовых месторождений, связанных с погребенными складками в равнинной части юго-восточных районов страны. В результате использования при геологоразведочных работах геофизических исследований в конце 50-х и начале 60-х годов в пределах Сандомирской низменности открыто несколько довольно крупных месторождений, таких, как Партыня, Любачувское и др. Широкое применение при геологопоисковых работах как региональных, так и площадных (локальных) геофизических исследований позволило в начале 60-х годов открыть новый нефтегазоносный район на западе страны.

Суммарная добыча за все время эксплуатации в Карпатах составила 9 млн. *т* нефти и около 8 млрд. $м^3$ газа. В связи с открытием нефтяных месторождений в пределах Предкарпатского прогиба добыча нефти в стране увеличилась на 10%.

ВНУТРИКАРПАТСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Карпаты состоят из пяти геотектонических элементов, сочленяющихся по крупным тектоническим нарушениям, образуя покровные структуры; выделяют следующие тектонические элементы: Магурский покров (надвиг), зону Дукельско-Ужоцких складок, Силезский покров (надвиг), Подсилезский покров (надвиг) и Скибовую зону (рис. 60).

Магурский покров слагает почти половину территории флишевых Карпат и особенно широко развит на западе этой складчатой области. Покров полностью лишен подвернутого крыла. Вдоль его края на дневной поверхности обнажаются древние отложения — флиш, относящиеся к нижнему мелу. Внутренняя часть покрова осложнена интенсивной вторичной складчатостью. В северной его части ядра антиклинальных складок образованы иноцерамовыми осадками верхнего мела, а в южной — породами нижнего и среднего эоцена (рис. 61).

Зона Дукельско-Ужоцких складок состоит из ряда линейных антиклиналей, осложненных локальными поднятиями и разделенных глубокими узкими синклиналями. Ядра локальных поднятий образованы породами верхнего мела (иноцерамовые слои). В северо-западной части зоны под влиянием Магурского надвига структуры принимают вид чешуй. В южном и юго-западном направлениях зона Дукельско-Ужоцких складок погружается под Магурский покров. Ее продолжением являются фрагменты так называемого подмагурского элемента, обнажающегося

в тектонических окнах или вблизи края покрова в виде больших тектонических отторженцев.

Силезский покров состоит из двух геологически различно построенных участков. Западный участок расположен к западу от р. Бяла. Характеризуется крупными пологими складками, образованными породами нижнего и верхнего мела. Как правило, все складки тектонически сильно нарушены. Наиболее развиты надвиги. Амплитуда горизонтального перемещения западной части Силезского покрова 23—27 *км*. Восточный участок располагается восточнее р. Бяла и сложен пологими структурами, замещающимися резкими и узкими антиклиналями. В строении антиклиналей принимают участие отложения верхнего мела и эоцена, а разоб-



Рис. 60. Тектоническая схема Польских Карпат (по С. Вдовяжу).

I — Скибовая зона; *II* — Подсилезский покров; *III* — Силезский покров; *IV* — зона Дукельско-Ужоцких складок; *V* — Магурский покров; *VI* — Пенинская утесовая зона; *VII* — Подгальский флиш; *VIII* — Татры.

щающие их синклинали выполнены олигоценовыми отложениями (кросненскими слоями). В юго-восточной части Силезского покрова выделяется так называемая Центральная Карпатская, или Кросненская, впадина, образованная преимущественно кросненскими отложениями олигоцена. В ее пределах имеется несколько линейно вытянутых антиклинальных зон, с которыми связаны месторождения нефти и газа. Амплитуда перемещения восточной части Силезского покрова закономерно уменьшается с запада на восток и севернее г. Кросно составляет уже 10 *км*, а в долине р. Сан не превышает 2 *км*.

Подсилезский покров обнажается на дневной поверхности на небольшой площади Карпат у северного края Силезского покрова. Это пологий надвиг небольшой амплитуды. В пределах флишевых Карпат он подстилает Силезский надвиг.

Скибовая зона, или зона скибовых складок, образует крайнюю юго-восточную часть флишевых Карпат. Максимальная ширина ее на востоке 40 *км*. В западном направлении эта зона постепенно погружается, перекрываясь последовательно Подсилезским, а затем и Силезским надвигами. К северу Скибовая зона перекрывается тортонскими отложениями Предкарпатского краевого прогиба. В наиболее широкой части Скибовой зоны установлено свыше десяти антиклиналей, образованных породами верхнего мела (иноцерамовые слои) и эоцена. Антиклинали, как правило, группируются в линейно вытянутые антиклинальные зоны. Разобщающие их глубокие синклинали выполнены кросненскими отложениями, достигающими здесь большой мощности. В северо-восточном направлении

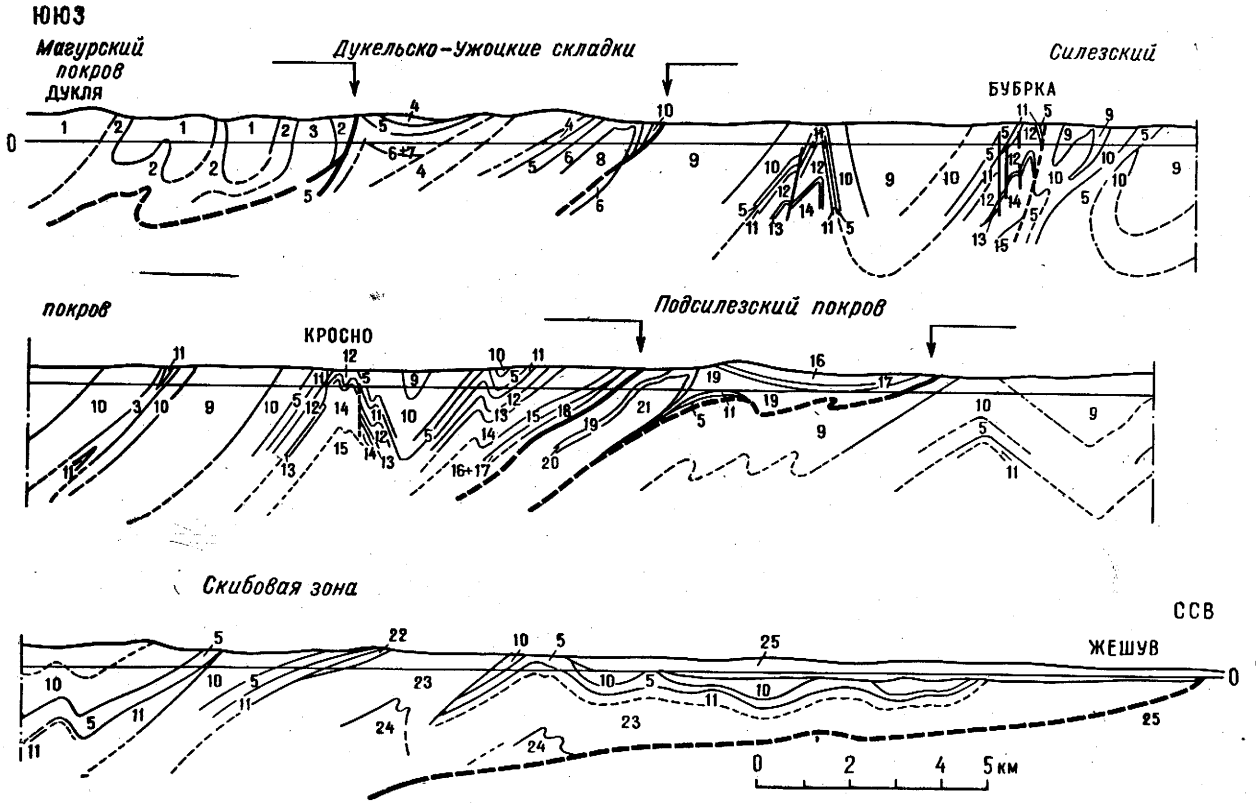


Рис. 61. Поперечный разрез флишевых Карпат по линии Дукля — Жешув (по С. Вдовяжу).

1 — магурские песчаники и подмагурские слои, олигоцен; *2* — беловежские слои и пестрые сланцы, эоцен — палеоцен; *3* — иноцерамовые слои, верхний мел; *4, 9, 10* — кросненские слои; *5* — менилитовые слои; *6* — цергговские песчаники, верхний эоцен; *7* — мшанковый песчаник; *8* — пестроцветные сланцы; *11* — гиероглифовые слои и пестрые сланцы, эоцен; *12* — ценжковицкие песчаники и пестрые сланцы; *13* — истебнянские сланцы; *14* — истебнянские песчаники; *15* — годульские слои; *16* — льгоцкие слои; *17* — вежовские сланцы; *18* — цешинские сланцы; *19* — венглювецкие мергели; *20* — пестрые годульские сланцы; *21* — гезовые слои; *22* — палеоцен; *23* — иноцерамовые слои и кремнистые мергели; *24* — спасские сланцы; *25* — миоцен.

Таблица 33

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Внутрикарпатской нефтегазоносной области

Система, отдел	Надъярус, ярус	Серия, слои	Литологический состав	Мощность, м	Место распространения
Олигоцен		Кросненская	Мелкоритмичный флиш: переслаивающиеся пласты глинистых сланцев и песчаников различной мощности	До 2500	Все тектонические элементы Карпат: прогибы и синклинальные структуры
		Менилитовая	Черные битуминозные сланцы с пропластками роговиков в подошве	100	Внутренняя часть Скибовой зоны. Мощность слоев увеличивается за счет появления в разрезе мощных пластов слабо сцементированных песчаников
Эоцен		Менилитовая: Кливские песчаники, цергговские песчаники, подроговиковые песчаники	Песчаники толстослоистые, плотно сцементированные, переслаивающиеся пластами глинистых сланцев	До 300	Цергговские песчаники развиты не повсеместно; наиболее полно — в зоне Дукельско-Ужоцких складок. Подроговиковые песчаники широко развиты в Силезском и Магурском покровах
		Гиероглифовые	Ритмичное чередование глинистых сланцев, пестроцветных мергелей, тонкозернистых песчаников, содержащих большое количество гиероглифов	150	В Магурском покрове пласты плотных песчаников с тонкими пропластками мергелей

Продолжение табл. 33

Система, отдел	Надъярус, ярус	Серия, слои		Литологический состав	Мощность, м	Место распространения
Эоцен		Ценжковицкие (ценжковицкие песчаники)		Ритмичное чередование мощных пластов песчаников разнозернистых, конгломератовидных глинистых сланцев	500	Максимально развиты в районе Ивонич (500 м). К востоку и западу их мощность убывает: в районе Бубрка 280 м, в районах Особница и Бьеч — 220 и 60 м. Полностью исчезают из эоценового разреза к юго-востоку от района Стражцины
Палеоцен		Истебнянские: истебнянские сланцы и чарножецкие песчаники		Глинистые сланцы черные, темно-серые, переслаивающиеся с пластами плотных песчаников и темных глинистых мергелей	До 1500	На востоке Карпат мощность убывает от 800 м у г. Кросно до 200 м у г. Санок. У северного края Силезского покрова песчаные образования фациально замещаются пестроцветными мергелями
Мел верхний	Сенон					
	Турон			Ритмично чередующиеся пестрые глинистые сланцы, песчаники, конгломераты, кремнистые песчаники и известняки	До 2000	В краевой зоне Силезского покрова пестроцветные сланцы; аналогичная фация в восточных районах Карпат
	Сеноман	Годульские	Венглювецкие мергели			В Подсилезском покрове верхний мел представлен сланцево-мергелистой толщей, в пределах которой выделяется пачка пестроцветных венглювецких мергелей мощностью до 400 м

Продолжение табл. 33

Система, отдел	Надъярус, ярус	Серия, слои		Литологический состав	Мощность, *м*	Место распространения
Мел верхний	Сеноман	Годульские	Иноцерамовые	Ритмично чередующиеся пестрые глинистые сланцы, песчаники, конгломераты, кремнистые песчаники и известняки	До 2000	В других геотектонических районах Карпат и особенно Скибовой зоны верхнемеловые отложения имеют облик мелкоритмичного флиша и выделяются как иноцерамовые слои
Мел нижний	Альб	Льгоцкие		Ритмично чередующиеся черные глинистые сланцы с плотно сцементированными песчаниками	400	В восточных районах Карпат и в Подсилезском покрове льгоцкие песчаники замещаются газами — переходят в газовую фацию. В Скибавой зоне им соответствует серия черных сланцев
	Апт, баррем	Вежовские		Черные глинистые сланцы, переслаивающиеся с тонкими пропластками песчаников	До 200	Наиболее широко в краевой зоне Силезского покрова и в восточных районах Скибовой зоны
	Готерив	Грудзинские песчаники		Пачка песчаников толстослоистых, светло-серых с тонкими пластами черных сланцев	До 600	В краевой зоне Силезского покрова и в районе г. Санок
	Инфраваланжин	Цешинские		Глинистые сланцы черные и темно-серые, переслаивающиеся с пластами песчаника, в средней части разреза темные известняки		

Таблица 34

Распределение и характеристика продуктивных отложений по разрезу Внутрикарпатской области

Наименование		Литологический состав	Мощность, м	Коллекторские свойства		Плотность нефти, г/см³	Примеры месторождений
				пористость, %	проницаемость, мд		
Кроснен-ские слои		Песчаники разнозернистые, полимине-ральные, в виде крупных линз в толще темных сланцев	До 10	—	—	0,808—0,861	Рудавка, Чарна, Ганка, Быстре, Порас, Тарнава, Ивонич и др.
Менилитовая серия	Кливские песчаники	Песчаники светло-серые, плотные и слабо сцементированные, разнозернистые	2—5	1—17	0—460	0,844—0,846	Стебник, Бжеги, Ванькова, Лодына и др.
	Цергов-ские песчаники	Песчаники разнозернистые, тонкослоистые и алевролиты	25—70	1—17	0—460	0,836	Тшесюв, Фолюш, Мрукова и др.
Ценжко-вицкие песчаники		Песчаники толстослоистые грубозернистые и гравелиты слабо и плотно сцементированные	60—500 (4 продуктивных пласта)	2—20	8—1590	0,848—0,886	Туже-Поле, Кросценко, Ивонич-Здруй, Бубрка, Клемувка, Кобыляны, Ветшно и др.
Чарножец-кие песчаники		Песчаники толстослоистые и конгломераты с пропластками темных мергелистых сланцев	—	1—28	4—550	0,806—0,848	Тарашувка, Бьеч, Крыг-Липинки, Стара Весь и др.
Иноцерамовые слои		Мергели трещиноватые и глинистые сланцы, переслаивающиеся с алевролитами и песчаниками	—	—	—	0,827—0,880	Сяры, Витрылув, Фелнерувка, Людвика и др.
Льгоцкие слои	Гезы	Гезы и толстослоистые песчаники	До 3	—	—	—	—
	Льгоцкие песчаники	Песчаники темно- и светло-серые, тонкослоистые, плотно сцементированные и толстослоистые слабо сцементированные	До 5	—	—	0,851	Венглювка, Грабовница и др.
Грудзинские песчаники		Песчаники светло-серые, толстослоистые с прослойками черных сланцев	—	—	—	—	Грабовница и др.

синклинали резко сужаются до нескольких сотен метров, в результате чего из их стратиграфического разреза выпадают целые комплексы, например кросненские слои и даже менилитовые сланцы.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Последовательность напластования мезо-кайнозойских отложений, характер изменения их литологического состава и мощности представлены в табл. 33. Залежи нефти и газа встречены почти во всех стратиграфических комплексах. Распределение нефтегазоносности по их разрезу показано в табл. 34. Всего в Карпатах известно более 40 нефтяных и 6 газовых месторождений.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Характеристика структурных форм месторождений и типы залежей приведены в табл. 35.

Таблица 35

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Внутрикарпатской нефтегазоносной области

Структурные формы месторождений		Типы залежей		Типичные месторождения
Нормальные брахиантиклинали	Осложненные тектоническими нарушениями	Пластовые	Сводовые	Особница, Бубрка, Роги
	Не осложненные тектоническими нарушениями		Литологически экранированные	Тарнава, Велопола и др.
Изоклинали				Грабовница и др.
Лежачие, редуцированные антиклинали			Литологически и тектонически экранированные	Венглювка и др.
Лежачие антиклинали			Тектонически экранированные	Шалова и др.
Чешуйчатые, опрокинутые антиклинали				Фолюш и др.
Диапировые антиклинали			Литологически экранированные	Ванькова и др.
Различные антиклинами и зоны выклинивания коллекторов в краевых участках надвигов			Литологически ограниченные	Сенькова, Менчины, Велькей, Ропы, Писаржовей и др.

На месторождениях Карпат выделяются два типа залежей: пластовые и литологически ограниченные.

1. Залежи пластового типа приурочены к брахиантиклиналям и диапировым структурам. Среди антиклиналей эти залежи с различными видами тектонического и литологического экранирования связаны с нормальными брахиантиклиналями, изоклинальными, лежачими и

опрокинутыми складками. Пластовые сводовые залежи, самые распространенные, развиты в основном в ценжковицких песчаниках, в толще пестрых глин эоцена, на восточном участке Силезского покрова. Характерными месторождениями, на которых встречены такие залежи, являются брахиантиклинали Особница, Бубрка, Розток. Как правило, они осложнены вторичной складчатостью, имеют по две, три и больше осей, а скопления углеводородов в них концентрируются в сводовых частях антиклинальных перегибов слоев и подстилаются пластовыми водами. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные также широко развиты. Представителями являются нефтяные скопления в ценжковицких песчаниках месторождений Бубрка — Роги, Страхоцина и др.

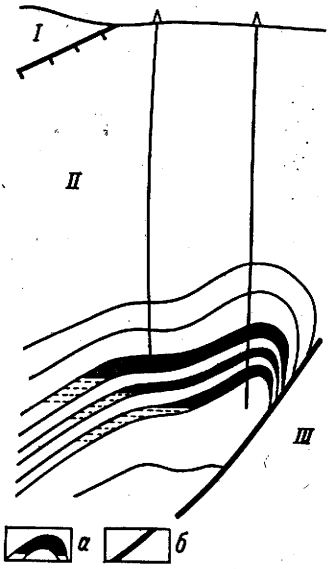


Рис. 62. Разрез месторождения Венглювка (по П. Карнаковскому).

I — Силезский надвиг; *II* — Подсилезский надвиг; *III* — Скольский элемент. *а* — залежи нефти; *б* — тектоническое нарушение.

Пластовые залежи с различными литологическими и тектоническими экранами представлены довольно широко в самых различных морфологических типах структур. Залежи пластового типа заключаются главным образом в песчаных горизонтах нижнего и верхнего мела, а также в кливских и церговских песчаниках менилитовой серии. Песчаные горизонты в иноцерамовых и кросненских отложениях вследствие незначительной эффективной пористости пород, а также наличия систем трещин в перекрывающих и подстилающих их породах не всегда имеют черты типичных пластовых залежей. Залежи пластового типа с различными экранами имеются на газовых месторождениях Страхоцина, Санока и др.; на газонефтяных — Горлиц, Особница-Бубрки, Потока и др.; на нефтегазовых — Грабовница, Тарнава-Велопола и др. и на нефтяных — Чарней, Бьеч и др.

Тарнава-Велопола является типичным представителем месторождений с пластовыми, литологически экранированными залежами на нормальных брахиантиклиналях. Залежи нефти приурочены к песчаным горизонтам кросненских отложений и подпираются пластовыми водами. Характерным представителем месторождения с пластовыми литологически экранированными залежами, приуроченными к изоклинальной складке, является Грабовница. Нефть залегает в песчаных горизонтах нижнемеловых пород — льгоцких и грудзинских песчаниках: Венглювка является представителем месторождений с пластовыми литологически и тектонически экранированными залежами (рис. 62). Оно приурочено к лежачей редуцированной складке. Нефть залегает в гезово-песчаных пластах альба.

Месторождения Гарклова и Шалова (рис. 63) — типичные представители пластовых тектонически экранированных залежей. Месторождение Шалова приурочено к лежачей складке. Залежь природного газа находится в ценжковицких песчаниках и экранируется тектонической плоскостью Магурского покрова. Фолюш является примером месторождений с пластовыми тектонически экранированными залежами. Оно приурочено к чешуйчатой опрокинутой складке. Тектоническим экраном, как и в предыдущем случае, служит плоскость Магурского надвига; нефть залегает в пластах церговского песчаника менилитовой серии. К этой же группе относятся залежи и на месторождении Потока (рис. 64), где скопления нефти встречены в ценжковицких песчаниках.

Пластовые, тектонически экранированные залежи, приуроченные к чешуйчатой складке, встречены на месторождении Рудавки-Рымановские. Скопления углеводородов обнаружены в пластах ценжковицких песчаников.

Пластовые залежи, связанные со складками диапирового строения, развиты на ограниченном участке флишевых Карпат в пределах Силезского покрова (в центральной части Карпатской депрессии) на структурах Особница-Захуд, Струж, Лодына и Ванькова. В последней они заключены в песчаных горизонтах, в толще кросненских глин.

2. Литологически ограниченные залежи известны в пределах

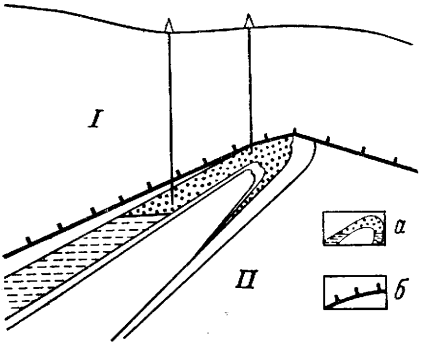


Рис. 63. Разрез месторождения Шалова (по П. Карнаковскому).

I — Магурский покров; *II* — Силезский покров. *а* — залежь газа; *б* — граница Магурского покрова.

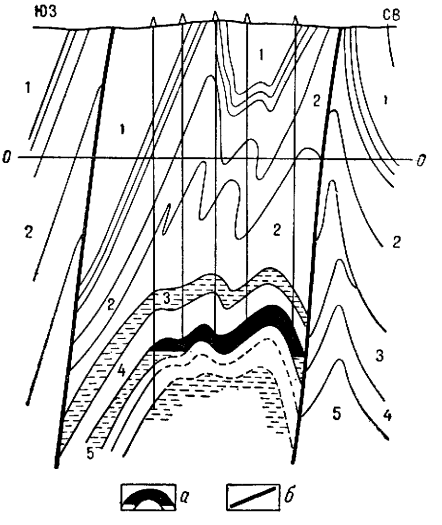


Рис. 64. Разрез месторождения Потока.

1 — менилитовые слои; *2*, *4* — пестрые сланцы, эоцен; *3*, *5* — ценжковицкие песчаники. *а* — залежь нефти; *б* — тектонические нарушения.

Магурского и Силезского покровов. Как правило, они незначительны по размерам и содержатся в иноцерамовых и гиероглифовых отложениях, где природные резервуары обычно линзообразного строения. В Магурском покрове такие залежи имеются на месторождениях Сеньковой, Менчины, Велькей, Ропы и Писаржовей, где преобладают линзовидные коллекторы или изолированные участки коллекторов, запечатанные в толще глин. В Силезском покрове такие залежи содержатся в гиероглифовых песчаниках и иноцерамовых отложениях на месторождениях Магдалена, Вары, Слоннего и Витрылув.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ТЕКТОНИЧЕСКИМ ЗОНАМ

Магурский покров. Несколько небольших нефтяных месторождений — Сенькова, Менчины, Велькей, Ропы, Писаржовей и др. — приурочено к нижним горизонтам флишевой толщи (цешинские слои), расположенным вдоль края покрова. По условиям залегания углеводородных скоплений выделяют три типа залежей: 1) залежи, возникшие в основании флишевой толщи покрова вследствие экранирования надвигом нижележащих отложений; 2) залежи, возникшие в основании флиша в результате среза тектонических экранов дизъюнктивными нарушениями; 3) залежи, образовавшиеся в иноцерамовых слоях, перекрытых флишевыми отложениями покрова. Скопления нефти, приуроченные к основанию флишевой толщи, связаны с гранулярными коллекторами; нефти легкие с высоким

содержанием бензиновых и масляных фракций. Залежи нефти в породах, образующих Магурский надвиг, связаны с трещиноватыми коллекторами и содержат более тяжелые нефти, в которых масляная фракция преобладает над бензиновой.

Зона Дукельско-Ужоцких складок. Обнаружены два небольших нефтяных месторождения Фолюш и Мрукова с продуктивными цергов-скими песчаниками. Месторождение Фолюш (рис. 65) приурочено к опрокинутой изоклинальной складке, имеющей вид чешуи, образованной кросненскими и менилитовыми отложениями и перекрытой породами Магурского надвига. Залежь нефти пластового типа содержится в цергов-ских песчаниках на глубине 500—600 *м*.

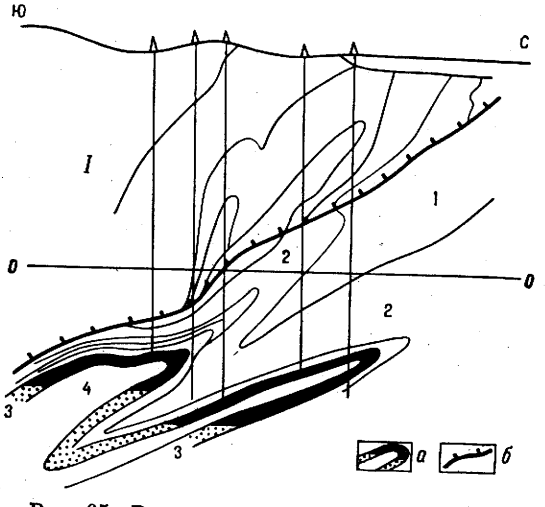


Рис. 65. Разрез месторождения Фолюш.

1 — кросненские слои; *2* — менилитовые слои; *3* — цергов-ские песчаники; *4* — пестроцветные сланцы, эоцен. *а* — залежи нефти; *б* — граница Магурского надвига. *I* — Магурский надвиг.

Силезский покров. Со-держит около 30 небольших и средних месторождений нефти и газа. В области мак-симального прогибания по-крова, т. е. в пределах Цен-тральной Карпатской впади-ны, эксплуатируются три нефтяных месторождения. Продуктивны различные пес-чаные горизонты кросне-нских слоев.

Месторождение Чарна самое восточное в области покрова. Промышленная раз-работка ведется с 1937 г. Залежи нефти приурочены к юго-западному крылу брахиантиклинали, нарушенной поперечными разрывами. Экс-плуатируется до 10 продуктивных горизонтов, залегающих в кро-сненских слоях на глубине от 80 до 1100 *м*. Залежи пластовые текто-нически экранированные, небольших размеров: ширина их в сводовой части складки достигает 200 *м*, на периклинали до 100 *м*.

Месторождение Тарнава-Велополе расположено северо-западнее Чарна в долине р. Ослава. Приурочено к крутой асимметричной брахи-антиклинали, слегка наклоненной в северо-восточном направлении. Экс-плуатация началась в 1900 г. с введением в разработку продуктивных горизонтов, залегающих в кросненских слоях на небольшой глубине. В 1951 г. в результате доразведки в эксплуатацию введены более глубокие песчаные горизонты. Всего разрабатывается от трех до пяти горизонтов, залегающих на глубине 350—1100 *м*. Размеры залежей небольшие, не более 250 *м* шириной; располагаются они преимущественно на юго-запад-ном крыле складки.

На месторождении Мокре продуктивны отложения кросненских слоев, но скопления нефти и газа приурочены к нижней части кросне-нского разреза подвернутой синклинали, к глубине до 2000 *м*. Залежи нефти содержатся в трещиноватых сланцах. Начальные дебиты нефти по скважинам были высокими, но быстро падали. Добыча нефти на место-рождении считается нерентабельной.

Месторождения Туже-Поле (нефтяное), Санок и Страхоцина (газовые) обнаружены вблизи г. Санок. Имеют иное геологическое строение и диа-пазон нефтегазоносности.

Месторождение Страхоцина открыто в 1930 г. Приурочено к брахиантиклинали, образованной отложениями палеоцена, верхнего и нижнего мела. Породы олигоцена и эоцена залегают в своде складки, образуя наложенную синклиналь с рядом структурных осложнений, характеризующих криптодиапировое строение складки по палеогеновым отложениям. Продуктивны верхнемеловые чарножецкие песчаники, залегающие на глубине 800—1100 *м*. Всего эксплуатируется четыре газоносных пласта с этажом газоносности 320 *м*.

Месторождение Санок открыто в 1948 г. Имеет аналогичное строение. Диапазон газоносности 230 *м*. Промышленное значение снижается вследствие большого содержания в газе азота — до 30% по объему.

Месторождение Туже-Поле открыто в 1880 г., разведано в 1953 г. Приурочено к брахиантиклинальной складке, образованной породами олигоцена, эоцена, палеоцена и верхнего мела, разбитой тектоническими нарушениями на ряд блоков. Залежи нефти обнаружены в ценжковицких песчаниках, в нижней части эоценового разреза на юго-западном крыле складки. Размеры небольшие: в длину до 1800 *м*, в ширину порядка 250 *м*. Залежи связаны с ловушками двух типов — тектонически и литологически экранированными.

Месторождение Грабовница открыто в 1889 г. Приурочено к краевой зоне Силезского покрова, к крутой асимметричной изоклинали, разбитой тектоническими нарушениями на ряд блоков. В строении складки принимают участие породы от нижнего мела (готеривский ярус) до олигоцена (кросненские слои) включительно. Продуктивны льгоцкие песчаники, являющиеся основным объектом, и частично грудзинские. Вследствие сложного геологического строения складки водо-нефтяные контакты в различных тектонических блоках в одноименных горизонтах располагаются на разных гипсометрических уровнях. На некоторых участках месторождения (северо-восточное крыло складки) в разрезе льгоцких песчаников появляются два продуктивных горизонта. Продуктивный пласт, залегающий в кровельной части разреза грудзинских песчаников, имеет небольшую залежь и характеризуется незначительными дебитами нефти.

Наиболее промышленно важные месторождения флишевых Карпат расположены на западе Центрально-Карпатской впадины, т. е. в срединной части Силезского покрова. Здесь выявлены месторождения Кросценко, Тарашувка, Ивонич-Здруй, Бубрка-Роги, Гарклова и др.

Месторождение Кросценко открыто в 1886 г., разведано в 1952 г. Расположено вблизи г. Кросно и приурочено к крутой асимметричной брахиантиклинали, осложненной с юга и с севера крупными тектоническими нарушениями. Характерно развитие в своде складки наложенной синклинали, образованной ценжковицкими слоями, и развитие вторичных структурных форм. В строении складки принимают участие породы эоцена и отчасти верхнего мела. Залежи нефти связаны с горизонтами ценжковицкого песчаника, основным эксплуатационным объектом среди которых является второй, ценжковицкий песчаник. Длина залежей не превышает 2500 *м*. С 1946 г. на месторождении применяют метод поддержания пластового давления, не оказавший существенного влияния на увеличение дебита скважин.

Месторождение Тарашувка нефтегазовое. Приурочено к асимметричной брахиантиклинали, образованной породами эоцена и верхнего мела. Наиболее древними отложениями, вскрытыми скважинами, являются чарножецкие песчаники сенона. Северное, более крутое крыло складки по крупному надвигу надвинуто в северо-восточном направлении на более молодые отложения эоцена, южное опущено по почти вертикальному сбросу; складка оказывается зажатой между двумя тектоническими

нарушениями. Залежь нефти с газовой шапкой приурочена к ценжковицким песчаникам (второй горизонт), а в кровельной части разреза чарножецких песчаников обнаружено нефтяное скопление. Плоскость водо-нефтяного контакта во втором горизонте, по-видимому, наклонена, вследствие чего мощность нефтяной оторочки увеличивается в восточном направлении. Размеры залежи небольшие, максимальная ширина ее не превышает 450 *м*. С 1945 г. на месторождении стали применять метод поддержания пластового давления, что позволило увеличить добычу нефти на 25%. В 1955 г. внедрен метод законтурного заводнения, результат которого в первые годы выразился в получении дополнительно 1 *т* нефти на каждые 9 $м^3$ закачиваемой в пласт жидкости. На месторождениях Кросценко и Тарашувка для увеличения добычи нефти применяли и бактериологический метод, давший позитивные результаты.

Месторождение Ивонич-Здруй открыто в 1888 г. Приурочено к брахиантиклинали, имеющей сложное геологическое строение. Ядро складки образовано породами нижнего эоцена (ценжковицкие слои), а сама структура по этим отложениям имеет вид нормальной, несколько асимметричной брахиантиклинали. По более молодым образованиям (верхний эоцен — олигоцен) структура переходит в опрокинутую складку, а затем — в надвиг с одновременным полным срезанием северного крыла. Нефтеносны третий и четвертый горизонты ценжковицкого песчаника. Пластовые воды из третьего и второго горизонтов ценжковицкого песчаника эксплуатируются для лечебных целей.

Месторождение Бубрка-Роги (рис. 66) наиболее значительное в центральном участке Силезского покрова. Открыто в 1854 г. Первоначально (1854 г.) нефть добывалась в колодцах; спустя 18 лет была пробурена первая скважина глубиной 550 *м*. Тектонически связано с крупной дисгармоничной антиклиналью с очень крутым и отчасти подвернутым северным крылом и относительно пологим, но разбитым сбросами на ряд блоков южным. В пределах отдельных блоков вследствие различных причин, главным образом тектонических, образуются антиклинальные изгибы пород, что создает условия для возникновения ловушек. В пределах складки, кроме поперечных, зафиксированы и продольные нарушения, которые повлияли на характер распределения углеводородов по разрезу. Продуктивны четыре горизонта ценжковицких песчаников. Однако нефтеносны они не повсеместно. На восточной периклинали складки нефтеносен первый горизонт. По мере воздымания оси складки продуктивными становятся более низкие горизонты, в то время как верхние вследствие выхода их на дневную поверхность становятся непродуктивными.

Месторождение Гарклова открыто в 1874 г. Приурочено к лежачей брахиантиклинали, перекрытой отложениями Магурского покрова. Ядро складки образовано породами эоцена и олигоцена. Продуктивны песчаные горизонты, залегающие у основания разреза кросненских слоев. Ловушки для нефти возникли благодаря тектоническому экранированию песчаных горизонтов плоскостью надвига. Размеры залежей небольшие: максимальная длина нефтяного поля около 2 *км*, ширина 600 *м*. Применение вторичных методов эксплуатации не дало положительных результатов.

Месторождение Бьеч открыто в 1887 г. Залежи нефти вскрыты в верхней части разреза чарножецких, а также в ценжковицких песчаниках. Вследствие сложного геологического строения и небольших размеров залежей месторождение не играет существенной роли в общем балансе добычи нефти в Карпатах. Применение вторичных методов, как и на предыдущем месторождении, также не дало положительных результатов.

Самой западной нефтеносной структурой в пределах Силезского покрова является антиклиналь Горлице. В пределах складки имеется пять

локальных поднятий (месторождений): три на восточной периклинали и два на западной. Залежи нефти промышленного значения расположены на восточном участке Горлицкой антиклинали.

Месторождение Крыг-Липинки открыто в 1860 г. Приурочено к локальному поднятию асимметричного строения с относительно пологим южным крылом, разбитым сбросами на ряд тектонических блоков, и крутым северным. В строении поднятия принимают участие породы верхнего мела,

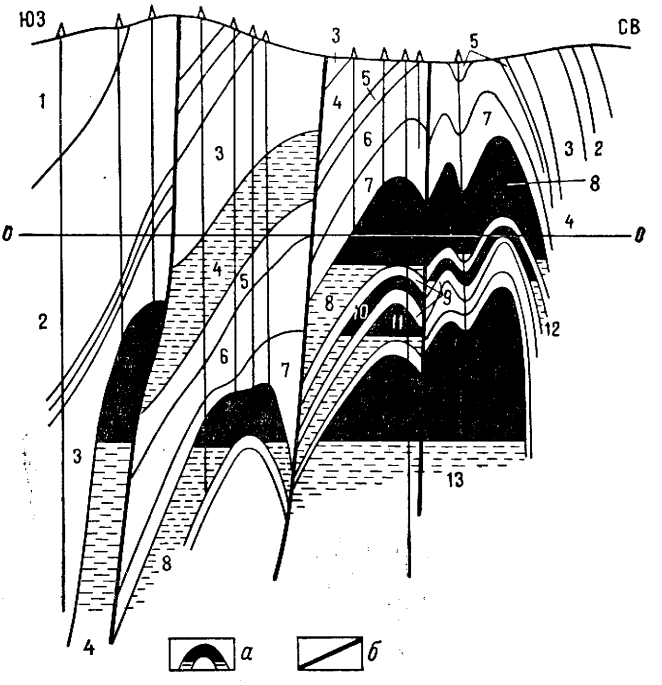


Рис. 66. Разрез месторождений Особница — Бубрка-Роги.

1 — кросненские слои; *2* — менилитовые слои; *3*, *5* — *7*, *9* — пестроцветные сланцы, эоцен: *4*, *8*, *10*, *11*, *12* — продуктивные горизонты ценжковицких песчаников; *13* — черножецкие песчаники. *а* — залежи нефти, подпираемые водой; *б* — тектонические нарушения.

палеоцена, эоцена и олигоцена. Залежи нефти и газа обнаружены в верхнемеловых (чарножецких, участок Крыг) и эоценовых (ценжковицких, участок Липинки) песчаниках. Размеры их небольшие, глубина залегания от 100—200 до 500 *м* и более. Вследствие сильной нарушенности складки залежи в различных тектонических блоках имеют самостоятельные водонефтяные контакты. Установлено, что в некоторых продуктивных горизонтах экранами для залежей в одних случаях служат закированные участки коллектора в головах пластов, в других — просто пластовые воды. Применение вторичных методов на месторождении не оказало существенного влияния на уровень добычи нефти.

Месторождения, связанные с локальными поднятиями, такие, как Горлице-Магдалена и т. п., открыты в течение 30-х годов XX в., имеют аналогичное строение, диапазон нефтеносности и условия залегания нефтяных скоплений.

Подсилезский покров. Известно одно нефтяное месторождение — Венглювка, открытое в 1888 г. Приурочено к лежачей антиклинали с относительно пологим южным и крутым, редуцированным северным крылом. В строении складки принимают участие верхнемеловые (турон и сеноман) и нижнемеловые (альб) отложения. Залежи нефти обнаружены в сводовой части складки и связаны с гезово-песчаными пластами, стратиграфически соответствующими льгоцким слоям. Размеры их небольшие, глубина залегания 100—300 *м*.

Скибовая зона. Известны два нефтяных месторождения промышленного значения — Ванькова и Лодына.

Месторождение Ванькова открыто в 1886 г., разведано в 1944 г. Средняя глубина скважин 380 *м*. Приурочено к складке, имеющей диапировое строение, ядро которой образовано верхнемеловыми (сенон и турон) отложениями. В пределах юго-западного очень крутого крыла, где породы падают под углами более 90°, в результате чего образуются обратные антиклинальные изгибы пластов, в кливских песчаниках (менилитовая серия) обнаружено около пяти продуктивных горизонтов. Размеры залежей небольшие, глубина залегания до 400 *м*. Нефть сильно дегазирована; начальные дебиты редко превышают 10 *т/сутки*.

Месторождение Лодына открыто в 1880 г. Связано со структурой, аналогичной по своему строению предыдущей (Ваньковской). Залежи нефти впервые обнаружены в гиероглифовых слоях, а в 1944 г. и в горизонтах кливских песчаников. Размеры их небольшие, глубина залегания примерно до 400 *м*.

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ

Характеристика нефтей некоторых месторождений приведена в табл. 36.

СЕВЕРО-ПРЕДКАРПАТСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Нефтегазоносный бассейн тектонически приурочен к Предкарпатскому прогибу и занимает площадь более 15 тыс. *км*^{2}. На северо-востоке прогиб отделяется от платформенной области крупными флексурами и ступенчатым погружением мезозойских отложений по системе сбросов северо-западного простирания; границей его служит полоса выхода меловых отложений, участвующих в строении Любельской плиты. С северо-запада прогиб ограничен выходами палеозойских и мезозойских пород Свентокшижских гор, впадины Ниды и Верхнесилезского угольного бассейна. С юга его оконтуривает зона надвигов. В этой части миоценовые отложения залегают под надвинутыми структурами Карпат. Амплитуда перемещения складчатых Карпат в северном направлении, установленная по результатам разведочного бурения в районе Цешиня, составляет примерно 10 *км*. В строении прогиба отчетливо выделяются две геотектонические зоны: внешний — платформенный борт и внутренний — складчатый борт. Внешний борт прогиба развит на платформенном основании, в строении которого принимают участие главным образом осадки миоцена. Внутренний борт протягивается вдоль внешнего обрамления Карпат и частично под их надвигом, достигая 25—30 *км* ширины. В пределах прогиба развита система крупных надвигов, по которым породы внутреннего борта надвинуты на породы платформенного. Вблизи границы внутренней и внешней зон прогиба интенсивность складчатых дислокаций ослабевает.

Геологоразведочные работы на нефть и газ начались в 1947 г., а наиболее существенные открытия сделаны в 1956—1958 гг. За прошедшие годы на территории прогиба открыты три нефтяных и 23 газовых месторождения. Основные месторождения приурочены к восточной части прогиба, к его платформенному борту.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Стратиграфический диапазон выполняющих прогиб мезо-кайнозойских отложений не во всех его частях одинаков. Выделяют две части — западную и восточную, граница между которыми проходит по меридиану г. Мелец. Западная часть характеризуется более полным разрезом мезозоя и относительно сокращенным разрезом кайнозоя (миоцена), в восточной части отмечается обратное соотношение (табл. 37). Диапазон нефтегазоносности довольно широкий (табл. 38).

Таблица 36

Характеристика нефтей отдельных месторождений во Внутрикарпатской области

Возраст		Месторождение	Плотность, г/см³	Содержание, %			Тип нефти
				парафин	фракции, выкипающие		
					до 200° С	от 200 до 300° С	
Олигоцен	Кросненские слои	Быстре	0,808	0,2	60,5	18,0	Нафтено-метановый
		Рудавка	0,827	0,8	45,0	25,0	Метановый
		Порас	0,849	0.6	42,5	22,5	Нафтено-метановый
		Ганка	0,861	6,2	21,5	21,0	Метановый
		Ивоничсеверный	0,861	1,9	32,0	23,5	
Эоцен	Менилитовая серия	Тшесюв	0,836	5,5	28,0	27,5	Парафиновый
	Кливские песчаники	Бжеги	0,844	3,2	32,5	25 0	Метановый
		Стебник	0,846	6,1	30,0	23,0	
	Ценжковицкие песчаники	Ветшно	0,848	5,3	28,0	21,5	Нафтено-метановый
		Любачувка	0,859	0,3	38,5	26,5	
		Клемувка	0,882	0,3	32,0	23,5	Нафтеновый
		Кобыляны	0,886	0,9	28,0	16,5	
Верхний мел	Черножецкие песчаники	Стара Весь	0,806	3,3	39,0	30,0	Парафиновый
		Бубрка	0,848	7,2	25,5	21,5	Метановый
	Иноцерамовые слои	Витрылув	0,827	5,6	35,5	24,0	Метановый
		Сяры	0,863	0,8	35,0	22,0	Нафтено-метановый
		Фелнерувка	0,864	0,8	29,0	23,0	Метановый
		Людвика	0,880	0,4	40,5	20,0	Нафтеновый
Нижний мел	Льгоцкие песчаники	Венглювка	0,851	0,3	36,0	24,0	Нафтено-метановый

Таблица 37

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Предкарпатского прогиба

Группа, система, отдел	Надъярус, ярус	Литологический состав	Мощность, *м*	Примечание
		Западная часть		
Миоцен	Сармат	Темные и серые глины с пропластками, прослоями и пластами песчаников	520—900	Максимальная мощность в районе г. Мелец; к западу убывает до полного выпадения из разреза в районе г. Бохня
	Тортон	Темные глины с пропластками серых песчаников и пластами ангидритов	0—400	Максимальная мощность в районах Бохня и Мелец; на остальной территории резко сокращается до 15—50 *м* вплоть до выпадения из разреза
Мел верхний	Сенон	Серые мергели, плотные опоки и конгломераты	0—380	Развиты в районах Здраховец, Партыня, Сважув и Розданув; на остальной части западного участка прогиба отсутствуют
	Турон	Серые мергели с включением кремней, пропластками и пластами известняков и конгломератов	0—750	Максимальная мощность в районах Партыня, Сважув и Менджехув; на остальной территории мощность резко сокращается до 40—50 *м* вплоть до полного выпадения из разреза
	Сеноман	Серые глины с пластами глауконитовых песчаников	0—20	Отсутствуют в районах Нивиска и Мелец; в других разрезах песчаники преобладают над глинами
Юра верхняя	Кимеридж	Пелитоморфные и детритусовые известняки, ракушняки и мергели	0—250	Встречены в разрезах в районах Партыня, Сважув, Менджехув и Розданув; на остальной территории отсутствуют
	Астарт	Мелкодетритусовые, оолитовые, органогенные и криноидные известняки	0—300	Отсутствуют в районах Бохня, Лапчица, Нивиска, и Мелец; максимальная мощность в районе Розданув

Продолжение табл. 37

Группа, система, отдел	Надъярус, ярус	Литологический состав	Мощность, м	Примечание
Юра верхняя	Раурак	Серые мергели, кристаллические и пелитоморфные известняки	0—600	Отсутствуют в районах Бохня и Лапчица; максимальная мощность отмечена в районе Партыня, Сважув, Нивиска и Мелец
	Оксфорд	Желтоватые плотные и валунные известняки с прослоями мергелей и пластами доломита	0—370	Максимальная мощность пород установлена в районах Бохня и Лапчица; к востоку она убывает до 150 м вплоть до исчезновения из разреза
	Келловей	Пестроцветные оолитовые известняки	0—36	Отсутствуют в районах Бохня и Лапчица
Юра средняя и нижняя	Байос	Серые полевошпатовые песчаники с остатками флоры	0—20	Встречены в районах Поява и Здрожц; на остальной территории отсутствуют
	Рэтлейас	Песчаники, конгломераты и пестроцветные песчанистые глины	0—70	Встречены лишь в разрезах в районах Нивиска и Мелец
Триас	Кейпер	Пестроцветные сланцы с пропластками песчаников	0—170	Встречены в районах Нивиска и Мелец, т. е. на востоке западной части прогиба
	Раковинный известняк	Пестрые известняки, доломитизированные мергели и ангидриты	0—150	Встречены в восточных разрезах западного участка прогиба в районах Партыня, Сважув, Розданув, Нивиска и Мелец
	Пестроцветный песчаник	Пестроцветные разнозернистые песчаники, известняки, мергели, доломиты, ангидриты и пласты гипса	0—190	Отсутствуют лишь в крайней западной части прогиба в районах Бохня и Лапшица
Палеозой				

Продолжение табл. 37

Группа, система, отдел		Надъярус, ярус	Литологический состав	Мощность, м	Примечание
			Восточная часть		
Неоген		Сармат	Глинистые сланцы с пропластками и пластами песчаников и песков	1180—1560	Максимальная мощность в районах Ярослав и Пшемышль
		Тортон	Глинистые сланцы с пропластками песчаников и пластами ангидритов; в основании толщи пласты известняка	200—500	Максимальная мощность в районе Братковица; в восточном направлении мощность отложений уменьшается до 200 м
Юра	Верхняя	Астарт	Плотные пестроцветные органогенные детритусовые известняки	0—100	Зафиксированы лишь в районах Любачув и Ушковец
		Раурак	Пестрые мергелистые известняки и плотные серые мергели	0—90	Развиты лишь в восточных районах прогиба, т. е. в районах Любачув и Ушковец
		Оксфорд	Глинистые, кремнистые и валунные известняки	0—170	Зафиксированы лишь в районах Любачув и Ушковец
		Келловей	Пестроцветные, валунные известняки и оолитовые песчаники	0—14	Развиты на крайнем востоке прогиба — в районах Любачув и Ушковец
	Средняя	Бат	Темно-серые алевролиты с пропластками песчаников	0—120	Встречены лишь в районах Любачув и Ушковец
		Байос	Серые песчаники с прослоями алевролитов и базальным конгломератом	0—100	Установлены в крайних восточных районах прогиба — в районах Любачув и Ушковец
Палеозой					

Таблица 38

Распределение продуктивных отложений в разрезе Предкарпатского прогиба

Возраст	Литологический состав	Мощность, м	Коллекторские свойства		Плотность нефти, г/см³	Типичные месторождения
			пористость, %	проницаемость, мД		
Сармат	Глины с пропластками песчаников; отдельные пласты песков и песчаников в основании разреза	—	18	123—190	—	Альбичова и др.
Тортон	Пропластки и маломощные слои песчаников в толще глин	До 40	13—22	До 200	—	Пшемышль, газовые залежи в районе Бжезувка и др.
Турон	Плотные пестроцветные известняки	—	5—13	0,14	—	Продуктивны в районах Менджехув, Сважув, Партыня
Сеноман	Глауконитовые песчаники	До 20	16—30	142,3	0,804	Гробла и Плавовице (нефть), Сважув (газ)
Кимеридж	Пелитоморфные детритусовые известняки, ракушняки и доломиты	До 150	8—15	0,05—224	0,833—0,848	Партыня, Домброва Тарновска (нефть), Любачув и др. (газ)
Астарт	Детритусовые и оолитовые известняки с включением мергелей	До 200	5—16	0,05—222	—	Партыня, Гробла, Любачув и др.
Байос	Песчаники и конгломераты	До 100	6—14	380	—	Ушковец
Лейас	То же	До 70	8—10	72	—	Ушковец и др.
Верхний карбон	Плотные песчаники	До 10	До 10	—	—	Маркловице (газ)

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Выделяются три структурные формы месторождений: 1) связанные с погребенными антиклиналями; 2) приуроченные к эрозионным останцам (выступам); 3) связанные со структурами облекания (табл. 39).

Первые располагаются в крайней западной части прогиба на территории Верхнесилезского угольного бассейна, преимущественно в каменно-

Таблица 39

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Предкарпатского прогиба

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Типичные месторождения
Структуры облекания	Пластовые	Сводовые	Любачув, Жолынья, Плавовице, Свежув и др.
		Литологически экранированные	Канчуга, Мироцин, Тшесник, и др.
		Литологически и тектонически экранированные	Пшемышль и др.
Погребенные брахиантиклинали		Стратиграфически и тектонически экранированные	Маркловице
Эрозионные останцы	Массивные, иногда тектонически нарушенные		Гробла, Любачув, Джикув, Дахнув и др.

угольных отложениях. Таких месторождений чрезвычайно мало, наиболее характерно газовое — Маркловице. Месторождение приурочено к антиклинали, образованной породами палеозоя (карбон) и кайнозоя (миоцен). Структура имеет небольшие размеры и нарушена поперечными сбросами. Газ находится в верхнекаменноугольных песчаниках, перекрытых глинистыми породами тортонского яруса.

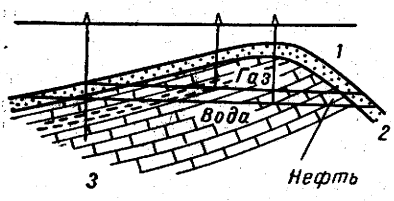


Рис. 67. Разрез месторождения Партыня.

1 — тортонские глинистые сланцы; *2* — тортонские ангидриты; *3* — верхнеюрские известняки.

Месторождения, приуроченные к эрозионным останцам, в пределах прогиба развиты довольно широко. Как правило, эрозионные останцы образованы карбонатными породами, чаще всего известняками верхней юры. Месторождения этого типа развиты в восточной части прогиба и группируются в двух районах — на крайнем востоке, на границе с западными областями СССР, и в окрестностях городов Мельца и Домбровы Тарновской. К данному структурному типу относятся месторождения Джикув, Дахнув, Пшемышль, Сменгожув, Партыня и др. Характерным представителем является месторождение Партыня. Газовая залежь с нефтяной оторочкой содержится в известняках верхнеюрского возраста, перекрытых глинистыми осадками тортонского яруса (рис. 67). Такие структуры, как правило, имеют небольшие размеры и спокойные морфологические формы. Углы падения пород на крыльях не превышают 10°, а сами складки чаще всего не осложнены тектоническими нарушениями. Второй разновидностью данного структурного типа являются месторождения Гробла, Плавовице и Свежув. Они также приурочены к эрозионным останцам, образованным карбонатными осадками верхнеюрского возраста, но продуктивными на них являются и верхнемеловые (сеноманские) песчаники, трансгрессивно перекрывающие юрские образования и экранируемые глинистой толщей миоцена. Наиболее характерно месторождение Гробла. Структурной формой его служит эрозионный останец, образованный

известняками раурака и перекрытый песчаниками сеномана. Складка разбита сбросами на ряд тектонических блоков, а нефть насыщает как известняки, так и песчаники, которые в общем плане выклиниваются к своду останца. Этаж нефтеносности составляет 170 *м*. Месторождения Сважув (газовое) и Плавовице (нефтяное) несколько отличаются от описанного выше диапазоном нефтегазоносности. Они также связаны с эрозионными останцами, но продуктивны на них лишь песчаники сеноманского яруса.

Месторождения, связанные со структурами облекания, развиты на территории прогиба наиболее широко. К ним относятся Войслав, Нивиска, Воля Ранижовска, Жолынья, Канчуга, Мироцин, Ярослав, Рышкова Воля и др. Структурные формы этих месторождений возникли вследствие облекания тортонскими и сарматскими отложениями тектонических или эрозионных выступов мезозойских или палеозойских пород, в результате чего эти породы образовали антиклинальные изгибы. Тектоническими нарушениями складки, как правило, не осложнены. Углы падения пород на крыльях 3—5°, редко до 10°. Все месторождения газовые, чаще всего многопластовые. Залежи газа сосредоточены в песчаных и песчано-алевритовых горизонтах тортонского и сарматского ярусов. Газовые залежи, приуроченные к отдельным маломощным песчаным пластам и пропласткам, как правило, имеют самостоятельные газо-водяные контакты.

Некоторой разновидностью двух названных структурных форм месторождений являются месторождения, связанные одновременно с эрозионными останцами и структурами облекания: Ушковец, Любачув, Цетыня и др. Наиболее характерно месторождение Любачув. Оно приурочено к эрозионному останцу, образованному верхнеюрскими известняками и другими карбонатными разностями пород, перекрытому преимущественно терригенными осадками миоцена, в которых над останцем образовались антиклинальные перегибы слоев. Углы падения пород на крыльях эрозионного останца составляют 5—10°, а по продуктивным горизонтам миоцена 2—5°. В юрских известняках содержится газовая залежь, экранируемая тортонскими ангидритами и подстилаемая нефтяной оторочной с тяжелой нефтью. В верхнетортонских песчано-алевритовых пластах несколько самостоятельных газовых скоплений заключено в толще пород, состоящей из часто переслаивающихся песчаников, алевритов и глин. Любопытно, что по химическому составу газы из юрской и миоценовой залежей совершенно различны.

Типы нефтяных и газовых залежей в пределах Предкарпатского прогиба находятся почти в прямой зависимости от структурных форм складок, к которым приурочены месторождения. Залежи пластового типа, среди которых выделяют несколько групп, встречены на брахиантиклиналях и структурах облекания. Массивный тип залежей связан исключительно с эрозионными останцами, где коллекторами служат карбонатные породы.

Пластовые сводовые залежи на предкарпатских месторождениях встречены в объеме двух стратиграфических комплексов — верхнего мела (сеноманские песчаники) и миоцена (тортонский и сарматский ярусы). В миоценовых отложениях эти залежи обнаружены на месторождениях Любачув, Жолынья и др., а в верхнемеловых — на месторождениях Плавовице, Сважув и др.

Пластовые литологически экранированные залежи присутствуют лишь в миоценовых отложениях. Они встречены на месторождениях Канчуга, Мироцин, Тшесник и др.

Пластовые литологически и тектонически экранированные залежи развиты преимущественно на месторождениях, располагающихся в

крайней юго-восточной части прогиба. Они зафиксированы на месторождениях Пшемышль и др. и связаны с миоценовым комплексом осадков. Рассмотренные типы пластовых залежей с различными видами экранирования встречены на месторождениях, которые связаны главным образом со структурами облекания.

Пластовые, стратиграфически и тектонически экранированные залежи находятся на месторождениях, приуроченных к погребенным антиклиналям. Примером может служить Маркловице.

Залежи массивного типа в Предкарпатском прогибе развиты довольно широко и встречены на месторождениях, связанных с эрозионными останцами. Они обнаружены на месторождениях Гробла, Любачув, Джикув, Дахнув и некоторых других. С массивными залежами, как правило, связаны наиболее крупные скопления нефти и газа. Глубина их залегания 1000—1500 *м*, редко более. На некоторых месторождениях, таких, как Гробла, массивные залежи тектонически нарушены. Однако наличие дизъюнктивных нарушений не влияет в целом на характер распределения углеводородов в коллекторе.

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ

Основная масса нефтей относится к типу легких, парафинистых и малосернистых (табл. 40). Единственная залежь на Любачувском месторождении содержит тяжелую нефть (плотность 1,019 *г/см*^{3}), состоящую на 80% из асфальта.

Таблица 40

Характеристика нефтей месторождений Предкарпатского прогиба

Возраст	Месторождение	Плотность, *г/см*^{3}	Содержание, %			Тип
			парафин	фракции, выкипающие		
				до 200° С	при 200—300° С	
Сеноман	Гробла	0,804	3.3	39,0	30,0	Парафиновая
Кимеридж	Партыня А	0,833	7,8	22,5	29,0	То же
	Партыня Д	0,834	7,1	25,0	28,0	»
	Домброва-Тарновска	0,848	7,8	23,0	29,5	Метановая

ПРЕДСУДЕТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Нефтегазоносная область располагается на западе и отчасти на юго-западе Польши, в пределах Предсудетской моноклинали, образованной слабо дислоцированными, моноклинально залегающими пермо-мезозойскими породами, перекрывающими складчатые отложения палеозоя (рис. 68). В геологическом строении Предсудетской моноклинали принимают участие осадки мелового, юрского, триасового и пермского возраста (табл. 41).

Тектоника пермо-мезозойских отложений в пределах моноклинали изучена недостаточно. В северной ее части, на границе с ГДР, развиты небольшие и пологие брахиантиклинали, в южной, относительно приподнятой — пологие структуры небольших размеров типа куполов и брахиантиклиналей, тектонически сильно нарушенных. В пределах моноклинали

Таблица 41

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез пермо-мезозойских отложений западной части Предсудетской моноклинали

Система, отдел	Ярус	Литологический состав	Мощность, м
Мел верхний	Кампан	Мергели с пластами писчего мела, известняки	0—230
	Эмшер	Плотные известняки с пластами мергелей	0—165
	Турон	Мергелистые известняки с пластами мергелей	43—95
	Сеноман	Переслаивающиеся серые известняки с пластами мергелей	15—50
Мел нижний	Альб и баррем	Мелкозернистые песчаники	6—26
Юра верхняя	Астарт	Серые плотные мергели и известняки	20
	Раурак	Мергели и глинистые сланцы	40
	Оксфорд	Глинистые и мергелистые сланцы	До 60
	Келловей	Пески, песчаники, глинистые алевролиты, известняки и мергели	13—92
Юра средняя	Бат	Черные глинистые сланцы с прослоями мелкозернистых песчаников	11—39
Юра нижняя	Тоар	Мелкозернистые песчаники, глины и алевролиты	64—125
	Домер	Глины, переслаивающиеся с алевролитами и мелкозернистыми песчаниками	20—100
	Плинсбах	Глины, переслаивающиеся с мелкозернистыми и грубозернистыми песчаниками, содержащими включения сидерита	5—50
	Синемюр	Мелкозернистые песчаники, алевролиты и песчанистые глины	15—20
	Геттанг	Разнозернистые песчаники, алевролиты и сидеритовые глины	80—120
	Рэт	Переслаивающиеся глины и алевролиты	210—290
Триас	Кейпер	Глинистые сланцы, песчаники, доломиты, ангидриты и гипсы	330—520
	Раковинный известняк	Известняки с пластами доломитов, мергелей и ангидритов	180—270
	Пестрый песчаник	Песчаники, алевролиты, известняки, мергели, ангидриты	До 690

Продолжение табл. 41

Система, отдел	Ярус	Литологический состав	Мощность, м
Пермь	Цехштейн	Глинистые сланцы, каменная соль, ангидриты, доломиты с прослоями песчаников	380—530
	Красный лежень	Пестроцветные песчаники, переслаивающиеся с глинами	150—250
Карбон верхний			

открыты месторождения Рыбаки (нефтяное), Нова Суль (газонефтяное) и Отынь (газовое). Все скопления нефти и газа находятся в отложениях главного доломита цехштейна. В других стратиграфических комплексах зафиксированы лишь нефтегазопроявления различной интенсивности.

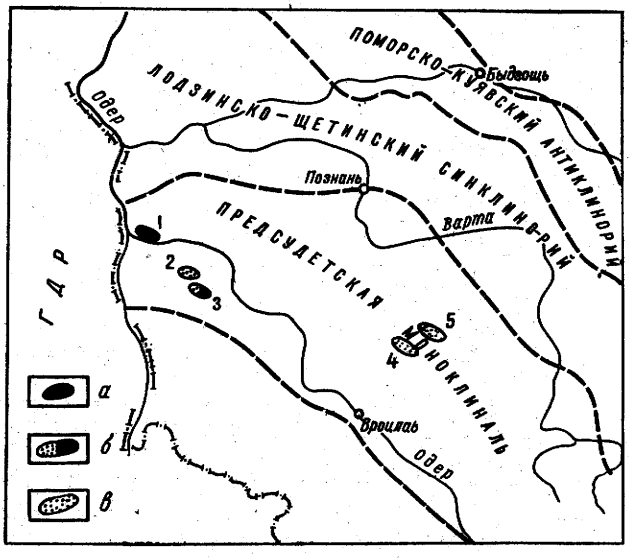


Рис. 68. Карта размещения месторождений на Предсудетской моноклинали.

Месторождения: *а* — нефтяные, *б* — газонефтяные, *в* — газовые. *1* — Рыбаки; *2* — Отынь; *3* — Нова-Суль; *4* — Уцехув; *5* — Тархалы.

Месторождение Рыбаки открыто в 1961 г. Приурочено к антиклинальному поднятию сложного строения, разбитого сбросами на ряд тектонических блоков, из которых блок Рыбаки и блок Поленцка продуктивные. Залежи нефти содержатся в коллекторах трещинного типа цехштейна цикла Z_2, мощность пластов которых в пределах нефтеносной части структуры достигает 50 *м*. Пористость пород 0,1—0,5%; иногда 4%; проницаемость полностью отсутствует. Залежи пластовые, тектонически экранированные, глубина их составляет примерно 1860 *м*. Первоначальное пластовое давление в блоке Рыбаки достигает 243 *ат*, а в блоке Поленцка, расположенном на 150 *м* выше, — около 241 *ат*. Давление насыщения составляет примерно 160 *ат*. Режим залежи — режим растворенного газа. Начальные дебиты скважин составляли 80—100 *т/сутки* при 6,5-*мм* штуцере. Скважины начали фонтанировать лишь после кислотной

обработки их забоев. Нефть плотностью 0,857, метанового типа (парафинистая), сернистая. Содержание парафина достигает 3,53%, серы — 1,22%. В растворенном в нефти газе содержится много азота и отмечены следы гелия.

Месторождение Нова Суль (или Ксенж Шленски) открыто в 1963 г. Приурочено к структуре типа Рыбаки. Газовая залежь с незначительной нефтяной оторочкой заключена в трещиноватых отложениях главного доломита цикла Z_2. Залежь пластовая, тектонически экранированная, глубина ее 1050—1130 *м*. Начальное пластовое давление 122,7 *ат*. По данным замеров, начальный дебит скважин достигал 1800 *м*^{3}/*мин*. Состав газа (в %) следующий: метана — 47,5, этана — 13,1, пропана и более тяжелых углеводородов — 6,1, углекислого газа — 0,4 и азота — 32,9.

Месторождение Отынь открыто в 1963 г. Приурочено к складке, по геологическому строению аналогичной предыдущему месторождению. Газовая залежь находится на глубине около 1140 *м* и заключена в отложениях главного доломита цикла Z_2. Начальное пластовое давление 134 *ат*, потенциальный дебит скважины-открывательницы достигал 177 *м*^{3}/*мин*. Состав газа (в %) следующий: метана — 26,88, этана и более тяжелых углеводородов — 8,92, азота — 64,0, углекислого газа — 0,20, сероводорода — 0,492 и гелия — 0,066. Особенностью месторождения является чрезвычайно высокое содержание в залежи азота.

Месторождение Уцехув открыто в 1964 г. Приурочено к брахиантиклинали, разбитой сбросами на ряд блоков. Газоносны отложения красного лежня перми, обладающие хорошими коллекторскими свойствами. Глубина залежи 1450—1500 *м*. Начальное пластовое давление составляло около 165 *ат*, а абсолютно свободный дебит достигает 1000 *м*^{3}/*мин*. Состав газа (в %) следующий: метана — 49,54, этана — 0,47, пропана — 0,026, бутана — 0,006, азота — 48,6 и водорода — 1,15. Месторождение полностью не оконтурено.

Месторождение Тарханы открыто в 1965 г. Приурочено к брахиантиклинали, разбитой сбросами. Газоносны отложения красного лежня, кровля которых вскрыта на глубине 1675 *м*. Начальное пластовое давление 197,6 *ат*. Состав газа (в %) следующий: метана — 50,3, этана — 0,22, пропана — 0,01, азота — 47,80 и водорода 1,60; гелия следы. Месторождение находится в стадии разведки.

Отличительными особенностями газовых месторождений, расположенных в пределах Предсудетской моноклинали, являются высокое содержание в залежах азота — от 33 до 64% и высокие пластовые давления, превышающие гидростатические.

ЛИТЕРАТУРА

Деповски С., Олевич З., Пожарыски В., Вдовяж С. Изучение тектонического строения осадочных бассейнов Польши в связи с поиском нефтяных и газовых месторождений. Геология и нефтегазоносность некоторых зарубежных стран. Изд-во «Недра», 1964.

Depowski S. Możliwości rozwojowe w prowadzeniu prac poszukiwawczych za ropą, igazem oroz perspektywy powiekszenia ich efektywnosci. Wiadom. naft., No 10, 1963.

Karnkowski P. Typy akumulacji ropy naftowejw Karpatach. Nafta, No 1, 1964.

Karnkowski P., Cisek B. W sprawie uformowania się złoz ropy naftowej i gazu ziemnego w polskich Karpatach fliszowych i na ich Przedgórzu. Wiadom. naft., No 2, 1963.

Wdowiars S. Północny brzeg Karpat i jego problemy surowcowe. Prace Inst. geol., No 30, 1963.

Wykonanie zadań produkcyjnych przez Zjednoczenie Przemysłu Naftowego w I półroczu 1965 r. Nafta, No 9, 1965.

§ 10. РУМЫНИЯ

Нефтяные и газовые месторождения Румынии располагаются на востоке страны в Молдове [1], на юге в Мунтении и Олтении [1] и в центре в Трансильвании [1]. Нефтяные месторождения Молдовы, Мунтении и Олтении находятся в пределах крупного Предкарпатско-Балканского нефтегазоносного бассейна, газовые месторождения — в Трансильванском межгорном бассейне.

ПРЕДКАРПАТСКО-БАЛКАНСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн приурочен к крупной впадине, заключенной между Карпатско-Балканской складчатой системой на востоке и юге и западным склоном докембрийской Русской платформы на востоке; на севере, в Буковине,

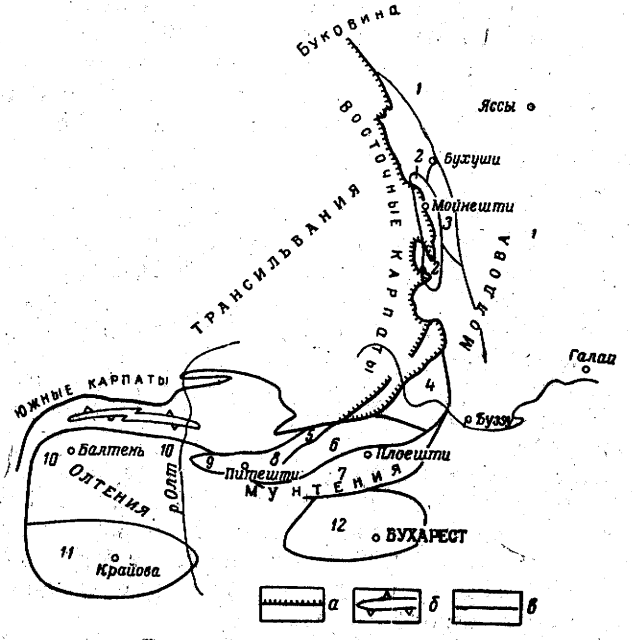


Рис. 69. Обзорная карта нефтегазоносных областей и районов Предкарпатско-Балканского бассейна на территории Румынии.

а — надвиги; *б* — Жиуолтский вал; *в* — границы нефтегазоносных областей и районов. *1—12* — нефтегазоносные области и районы: *1* — Сиретская, *2* — Мойнештинский, *3* — Тецканьский, *4* — Бузэуский, *5* — Восточно-Питештинский, *6* — Северо-Плоештинский, *7* — Западно-Плоештинский, *8* — Центрально-Питештинский, *9* — Западно-Питештинский, *10* — Балтеньская, *11* — Крайовский, *12* — Бухарестский.

он ограничен Буковинским поперечным поднятием; на юго-востоке, в Добруджи, открывается в Черное море; южная, задунайская, его часть находится в Болгарии (рис. 69).

Бассейн состоит из нескольких структурных элементов. На востоке, в Молдове, он представлен предгорным прогибом, отделенным от складчатых Восточных Карпат краевым надвигом, перекрывающим складчатый борт прогиба — Бухушскую впадину — на 8—15 *км*. Наиболее интенсивно надвиговые смещения прослеживаются вдоль западной окраины впадины (Краевая поднадвиговая зона). На юге Молдовы и в широтной части Восточных Карпат (Восточная Мунтения) на предгорный прогиб накладывается крупная Плоештинско-Фокшанская впадина, сложенная

[1] Не административные области.

плиоценовыми отложениями. Северное крыло ее наложено на миоценовый прогиб и осложнено на востоке Бузэуским поперечным поднятием с крупными, сильно эродированными складками, содержащими включения каменной соли или соленосной брекчии миоценового возраста. Западнее, в Плоештинском районе, развиты антиклинали и брахиантиклинали (нефтяные месторождения), нарушенные соляными массивами различных размеров и глубины залегания (рис. 70). В западной половине Мунтении, в районе г. Питешти, Плоештинско-Фокшанская впадина перегораживается диагонально простирающимся погребенным поднятием, в пределах которого породы плиоцена местами залегают непосредственно на отложениях олигоцена. Питештинское поднятие нарушено системой различно

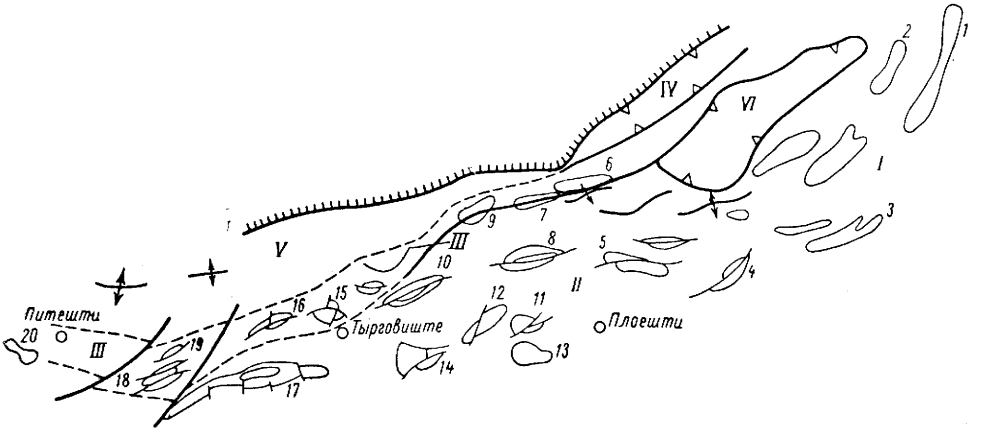


Рис. 70. Обзорная карта расположения нефтяных месторождений Плоештинско-Фокшанской впадины и Питештинского поднятия.

I — Бузэуский район: *1* — Берка и Арбанаш, *2* — Плопяса, *3* — Ноень-Тохань; *II* — Северо- и Западно-Плоештинский районы: *4* — Урлац-Чептура, *5* — Болдешть, *6* — Выльканешть, *8* — Байкой-Цинтя, *10* — Морень-Гура Окница, *11* — Аричешть, *12* — Марджинень, *13* — Манешть-Владень, *14* — Букшань, *17* — Шуца Сяка-Кобия; *III* — Питештинская область: *7* — Копачень, *9* — Буштенарь, *15* — Теиш-Аниноса, *16* — Драгомиреште, *18* — Глымбочел, *19* — Богаць, *20* — Самара, Липия Марешь. *IV—VI* — впадины: *IV* — Дражна, *V* — Валя Лунга Пиатра, *VI* — Калвинская.

ориентированных разрывов с локальными структурами часто блокового строения. В западной части бассейна, между Южными Карпатами на севере и Балканами на юге, находится Карпатско-Балканский межгорный прогиб миоценового заложения. На севере он осложнен крупным Жиуолтским валом, состоящим из системы сильно дислоцированных антиклиналей, рассеченных многочисленными разрывами. Южнее его неогеновый покров смят в систему брахиантиклиналей (нефтяные и газовые месторождения) сравнительно пологих в плиоценовых и более крутых в миоценовых отложениях (рис. 71).

В средней части Карпатско-Балканского прогиба породы сармата залегают на размытых отложениях мелового возраста. Локальные структурные формы отложений неогена отражают при этом рельеф поверхности меловых отложений. Под породами мезозоя данной части Карпатско-Балканского прогиба залегают верхне- и среднепалеозойские отложения (Мизийская впадина).

Нефтяные и газовые месторождения располагаются в различных структурных элементах бассейна, образуя нефтегазоносные области, в пределах которых по характеру локальных структур месторождений могут быть выделены нефтегазоносные районы (см. рис. 69 и табл. 44).

Первые сведения о наличии нефти относятся к XV в. Первые скважины на нефть пробурены в районе г. Мойнешти в 1840—1845 гг. В этом районе

введены в эксплуатацию месторождения нефти Мойнешть в 1895 г., Станешть-Солонц в 1898 г. и Земеш в 1908 г., до настоящего времени дающие нефть. В Плоештинском районе первое нефтяное месторождение Кымпина-Драгоняса с фонтанирующей нефтью открыто в 1883 г. Начало заложения нефтяных колодцев глубиной до 60 *м* относится к 1857 г. В 1862 г. открыто нефтяное месторождение Байкой-Цинтя, основные залежи нефти которого выявлены в 1937 г., а несколько позднее — Урлац-Чептура, Окюрь-Горгота и др. В 1913 г. основную добычу нефти давали месторождения Морени (открыто в 1904 г.), Кымпина, Драгоняса, Рунку, Буштенарь и Байкой-Цинтя. В 1925—1934 гг. выявлены месторождения Сарата Монтеору, Берка, Болдешть, Букшань, Аричешть, Марджинень и др. Буровые нефтепоисковые работы велись по поверхностным нефтегазопроявлениям и данным продуктивности колодцев, а позднее по результатам геологических съемок. Основными объектами поисковых работ служили сравнительно неглубоко залегающие отложения дакийского возраста, а позднее отложения мэотиса (месторождения Морень, Аричешть и др.). До 1948 г. из отложений мэотиса добывалось 73% всей нефти страны.

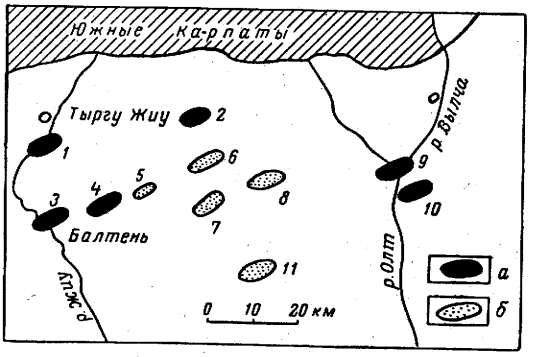


Рис. 71. Схематическая карта расположения нефтяных и газовых месторождений Балтеньской нефтегазоносной области.

Месторождения: *а* — нефтяные; *б* — газовые. *1* — Чуперчень; *2* — Негоешть; *3* — Балтень; *4* — Циклень; *5* — Соку; *6* — Ликурич-Бустукинь; *7* — Хурезань; *8* — Градиштя, *9* — Бабень; *10* — Галиче Стоичень; *11* — Затрень.

Методика и объемы поисково-разведочных работ существенно изменились после создания демократического строя и национализации нефтяной промышленности. В 1945 г. образовано советско-румынское нефтяное общество «Совромпетроль». В поисково-разведочный процесс включены геофизические исследования и структурное бурение. Перспективные структуры начали разбуривать одновременно несколькими скважинами. В результате за короткий срок выявлены ряд месторождений в эксплуатационных районах, новые нефтеносные толщи, нефтегазоносные области. В 1948—1950 гг. в Плоештинском районе открыты месторождения Шуца Сяка-Кобия, Теиш-Аниноса, Шотынга-Дойчешть, Решка-Колибаш и др. В 1951 г. на месторождении Болдешть установлена нефтеносность сарматских отложений, давших уже в 1952 г. почти 10% всей нефти страны. В 1951—1955 г. установлена нефтеносность Питештинского района — открыты месторождения нефти Драгомирешть, Глымбочел, Лудешть, Самара, Липия-Мареш и др. В Молдове выявлены крупные месторождения нефти Тазлэу-Фоале-Мойнешть и Мойнешть-Мэгура; добыча нефти в Мойнештинском районе в 1952 г. увеличилась почти в 6 раз по сравнению с 1950 г. В 1951 г. установлена нефтеносность северного борта Карпатско-Балканского прогиба (Олтения), перспективы которого оценивались до этого весьма слабо. В 1951 г. здесь открыто месторождение нефти Балтень с продуктивными пластами сарматского и гельветского возраста, а в 1953 г. — крупное месторождение Циклень с залежами нефти в отложениях сармата, тортона и гельвета. За 1953 г. добыто 9 млн. *т* нефти (самый высокий уровень добычи составил 8,7 млн. *т* в 1936 г.).

Таблица 42

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений неогена и палеогена нефтеносных областей Молдовы, Мунтении и Олтении
(деление на нефтегазоносные области см. в табл. 44)

Отдел	Ярус	Свита, слои	Литологический состав	Мощность, *м*
Плиоцен	Левантин	Кындешть	Пески светло-серые, грубозернистые, плохо отсортированные, часто косослоистые, с включением гальки, гравия и с прослоями конгломератов	До 2000
		Пестроцветная	Глины пестроцветные с прослоями песков и галечников	250—600
	Дакий	—	Внизу чередующиеся глины светло-серые, иногда известковистые с песками; толща лигнита; вверху толщи песков, разделенные глинами, нефтеносная толща	80—1000
	Понт	—	Глины серые, известковистые, в кровле толщи с редкими прослоями песков	500—1500
	Мэотис	Верхняя	Глины серые, известковистые с редкими прослоями песков	500—700
		Нижняя	Чередующиеся глины серые, известковистые с песками и песчаниками особенно в подошве	До 300
Миоцен	Сармат	Херсонские	В Олтении глинистые сланцы темно-серые, в подошве толщи иногда пески, галечник и конгломераты. В Мунтении известняки мактровые	200—300
		Бессарабские	В Мунтении глины темно-серые, листоватые, иногда битуминозные, с прослоями песков и песчаников; оолитовые, сильно известковистые, редко пелитоморфные известняки, туфы; в нижней части глины серые, известковистые (до 150 *м*). В Олтении вверху толщи местами пески (до 200 *м*) с прослоями галечников и конгломератов	450—1450
		Волынские и бугловские	Глины серые, известковистые	200—300
	Тортон	Спириалисовая (верхний тортон)	Глины серые, известковистые, туфы глинистые, редко прослои песчаников	70—300
		Радиоляриевая (верхний тортон)	Аргиллиты темно-серые, местами кремнистые и битуминозные, реже песчаники, туфы	150—400

Продолжение табл. 42

Отдел	Ярус	Свита, слои	Литологический состав	Мощность м
Миоцен	Тортон	Космина (верхний тортон) или соляной брекчии	Брекчия из обломков каменной соли, гельветских аргиллитов, песчаников клива, зеленых филлитов (в Молдове), иногда соляные массивы. Раавиты неравномерно	270—600
		Глобигериновая (нижний тортон)	Глины серые, известковистые, иногда битуминозные, туфовые, туффиты, в подошве гипс	До 250
	Гельвет		Балтеньская область Пестроцветная толща известковистых глин, песков, песчаников, пелитовых туфов, реже пласты мергелей, гипсов, известковистых сланцев. На севере в кровле и подошве толщи галечники, гравий, конгломераты с прослоями пестроцветных глин (до 300 м)	До 850
		Пояна	Северо-Плоештинский район Глины серые, известковистые с маломощными прослоями песчаников	До 100
		Тецкань	Пестроцветная толща глин известковистых, песчаников, реже мергелей	До 300
		Глинистых сланцев	Западно-Молдовская область Глинистые сланцы серые, известковистые	До 500
		Подурь	Пестроцветные глины с прослоями известковистых песчаников	До 700
		Канавчатых песчаников	Песчаники и алевролиты со струйчатыми иероглифами, с прослоями серых известковистых глин	До 700
		Пояна	То же, что в свите пояны, см. выше	До 100
		Тецкань	То же, что в свите тецкань, см. выше	До 700
	Бурдигал		Балтеньская область Конгломераты из кристаллических пород, юрских известняков, прослои песков и глин	До 170
		Бребу	Северо-Плоештинский район Конгломераты из гальки кристаллических пород, мезозойских и эоценовых известняков	До 200

Продолжение табл. 42

Отдел	Ярус	Свита, слои	Литологический состав	Мощность, м
Миоцен	Бурдигал	Корну	Песчаники с прослоями аргиллитов и глин; в подошве конгломераты с галькой из кристаллических пород и мезозойских известняков	До 200
		Пиетричика	Западно-Молдовская область Конгломераты из гальки зеленых филлитов	До 1000
	Аквитан	Гипс корну	Балтеньская область Глины серые, аргиллиты, пески, песчаники, конгломераты, прослои дизодиловых сланцев	До 400
		Гипс корну	Северо-Плоештинский район Аргиллиты темно-серые, глины, толщи гипсов, гипсоносных песчаников, прослои конгломератов, известняков, дизодиловых сланцев	До 40
		Варница	Западно-Молдовская область Гипс	До 20
		Соленосная	Брекчия из обломков каменной соли, аргиллитов, аркозовых песчаников	До 500
		Фески	Гипс	До 20
		Гипсоносная	Гипсоносные песчаники, известковистые аргиллиты, реже конгломераты	До 100
Олигоцен		Фусару	Балтеньская область (восточная часть) Песчаники, часто крупнозернистые, иногда мелкогалечные, с прослоями дизодиловых сланцев, аргиллитов и глин	До 1300
		Пучоса	Серые известковистые аргиллиты с тонкими прослоями песков и желтоватых известняков	До 1200
		Нижнедизодиловая	Чередующиеся дизодиловые сланцы, серые аргиллиты и желтоватые известняки	До 500
		Верхнеменилитовая	Северо-Плоештинский район Чередующиеся дизодиловые и менилитовые сланцы	До 80
		Пучоса (верхняя)	Чередующиеся дизодиловые и менилитовые сланцы	До 500
		Фусару (верхняя)	То же, что выше, в свите фусару	До 100

Продолжение табл. 42

Отдел	Ярус	Свита, слои	Литологический состав	Мощность, м
Олигоцен		Пучоса (нижняя)	То же, что выше, в свите пучоса	До 500
		Фусару (нижняя)	То же, что выше, в свите фусару	До 300
		Нижнедизодиловая	То же, что выше, в свите нижнедизодиловая	До 200
		Пучоса	Северо-Плоештинский район (южная часть) То же, что выше, в свите пучоса	До 1500
		Надменилитовые	Западно-Молдовская область Песчаники кварцевые, дизодиловые сланцы, аргиллиты, прослои менилитовых сланцев	До 70
		Верхнеменилитовая	Чередующиеся менилитовые, дизодиловые сланцы и кварцевые песчаники	До 100
		Верхнедизодиловая	Дизодиловые сланцы с прослоями кварцевых песчаников	До 250
		Клива верхняя	Песчаники серые, средне- и мелкозернистые, кварцевые в пластах до 10 м, маломощные прослои дизодиловых сланцев	До 300
		Поду мори	Чередующиеся аргиллиты, темно-серые глины, алевролиты и песчаники	До 300
		Клива нижняя	Песчаники серые, средне- и мелкозернистые, кварцевые (до 40 м); маломощные прослои дизодиловых сланцев. На западе переходят в свиту фусару (до 700 м)	До 500
		Нижнедизодиловая	То же, что выше, в свите нижнедизодиловая	До 200
		Нижнеменилитовая	То же, что выше, в свите нижнеменилитовая	До 100
		Лукачешть	Песчаники светло-серые, слабо известковистые	20
Эоцен		Отэсау	Балтеньская область (восточная часть) Конгломераты из галек кристаллических пород, юрских известняков и песчаников	До 400
		Шотриле	Северо-Плоештинский район Пестроцветные глины, песчанистые пелитоморфные известняки и мергели	До 500

Продолжение табл. 42

Отдел	Ярус	Свита, слои	Литологический состав	Мощность, м
Эоцен		Албешть	Органогенные известняки и песчаники	До 500
		Калиманешть	Конгломераты	>200
		Плопу	Западно-Молдовская область (западная окраина) Пестроцветные аргиллиты, глины и алевролиты	До 300
		Таркэу	Песчаники крепкие, светло-серые, кварцевые, тонкие прослои алевролитов и глин	> 1000
		Бисерикань	Западно-Молдовская область (восточная окраина) Серые известковистые аргиллиты, глины, алевролиты (на западе соответствуют свите плопу)	До 200
		Колци	Чередующиеся серые, зеленоватые глины и аргиллиты, известны только в южной части Молдовы	> 900
		Грешу	Серые песчаные и пелитоморфные известняки с прослоями аргиллитов и тонкими слоями конгломератов из зеленоцветных галек	> 350
		Кашин	Известняки серые и темно-серые, алевролиты и глины, прослои конгломератов из зеленоцветных галек	До 700
		Пьатра стрею	Конгломераты из галек (размер около 5 *см*) зеленых филлитов, известняков и алевролитов	До 80

Примечания. 1. Мощность третичных отложений значительно увеличивается в районе перегиба Восточных Карпат (Плоештинско-Фокшанская впадина). 2. Менилитовые сланцы темно-серые, коричневые, реже красноватые, обычно известковистые, включают черные кремнистые стяжения. 3. Дизодиловые сланцы битуминозные листоватового строения с многочисленными отпечатками и скоплениями чешуй рыб.

В течение последнего десятилетия поисково-разведочные работы проводились в большом объеме на платформенном склоне предгорного прогиба Восточных Карпат и в средней части Карпатско-Балканского прогиба. На востоке, в Молдове под г. Роман, Аджуд, сел. Сэкуени и др., открыто несколько газовых залежей в сарматских отложениях, под Бухарестом — нефтяные месторождения Моара-Сэракэ, Ваду Лат, Виделе, Картожань, Хырлешть и др., под г. Крайова — месторождения Янку Жиану, Сымнику Герчешть, Чурешть и др. Нефтеносными оказались меловые и среднеюрские отложения, газоносными — отложения сармата. В этот же период открыто несколько нефтяных и газовых месторождений в зоне между нефтяными месторождениями Питештинского района на

Таблица 43

Схематический литолого-стратиграфический разрез мезозойских отложений Олтении и южной части Мунтении (Карпатско-Балканского прогиба)

(по I. Patrut, M. Popescu, C. Teogorescu, I. Petrisor, Ch. Anton и др., 1963)

Система	Отдел, серия	Надъярус, ярус	Литологический состав	Мощность, м
Мел	Верхний	Сенон	Мелоподобные известняки, на севере с прослоями мергелей	До 500 (уменьшается к северу)
		Турон—альб	Известковистые глины, иногда с маломощными слоями известняков и песчаников. На востоке в подошве глауконитовые пески (альб)	90
	Нижний	Апт ?	Известковистые песчаники или мергели с прослоями песчаников (на юге)	До 80
		Баррем	Часто чередующиеся известковистые глины и мергели с *Psendobellus* aff. *bipartitus*, *Crioceras emmerici*. Восточнее Бухареста весь неоком сложен органогенно-обломочными известняками с фауной. Мощность до 500 м	80—200
		Готерив	Светло-серые, обломочные органогенные, иногда мелоподобные плотные известняки	70—250 (увеличивается к югу)
		Валанжин		
Юра	Мальм	Титон	Светло-серые оолитовые доломитизированные известняки, массивные доломиты. В центральной и северной части мощность 40—150 м, на Дунае 900 м	До 700
		Кимеридж		
		Оксфорд		
		Келловей	Брекчиевидные узловатые известняки красноватого цвета	40—150
	Доггер[1]	Бат	Темно-серые известковистые глины и аргиллиты с конкрециями пирита, с маломощными пластами серых известняков или мергелей с *Posidonia buchi* (Roemer), *P. alpina* (Gros), мелкими аммонитами, пластинчатожаберными и гастроподами	До 100
		Байос	Желтоватые кремнистые песчаники и пески, разделенные маломощными пластами серых и коричневых мергелей с *Meliangrinella echinata* [Sow], *Variamussium pumelus* (Lk)	До 700

[1] Западнее Крайовы доггер отсутствует. Восточнее Бухареста доггер (нижний ?) угленосный.

Продолжение табл. 43

Система	Отдел, серия	Надъярус, ярус		Литологический состав	Мощность, м
Юра	Доггер [1]	Аален		Темно-серые мергели с прослоями бурых аргиллитов, в верхней части (150 м) с *Posidonia buchi*. Развиты только на юге Олтении (Рошиор)	До 750
	Лейас	Верхняя Красноцветная	Тоар		
			Домер	Песчаниковая брекчия с глинистым цементом, с прослоями песчаников зеленого и красного цвета	0—200
			Геттанг	Пестроцветные мергели	200
Триас	Верхний		—	Известковистые глины и мергели красного цвета с прослоями ангидритов	400
				Мергели серые с маломощными прослоями темно-серых аргиллитов, ангидритов и соли	200
	Средний	Доломитовая	—	Светло-серые массивные известняки и доломиты внизу пестроцветные, частые прослои ангидритов	200—800
	Нижний	Нижняя Красноцветная	—	Красноцветная толща аргиллитов с прослоями песчаников и песков	200
				Красноцветные кремнистые песчаники и пески	300
				Известковистые глины и аргиллиты кирпичного цвета с прослоями ангидритов	250

[1] Западнее Крайовы доггер отсутствует. Восточнее Бухареста доггер (нижний ?) угленосный.

востоке и месторождениями Балтень и Циклень на западе: Ликуричь-Бустукинь, Негоешть, Затрень, Хурезань, Бабень и др. Продуктивны породы мэотиса, сармата и гельвета.

В настоящее время в разработке находится около 50 нефтяных месторождений.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В строении нефтегазоносных областей бассейна принимают участие отложения кайнозоя, мезозоя и палеозоя; нефтегазоносность приурочена только к породам неогена, палеогена (олигоцена), мела и юры, схематический разрез которых представлен в табл. 42 и 43. Распределение нефтегазоносности по разрезу дано в табл. 45.

Таблица 44

Нефтегазоносные области и районы Предкарпатско-Балканского нефтегазоносного бассейна

Область	Район	Структурное положение
Западно-Молдовская, или Бухушская	Мойнештинский	Краевая (поднадвиговая) зона Бухушской впадины
	Тецканьский	Срединная часть Бухушской впадины
Сиретская		Платформенный склон Предкарпатского прогиба
Плоештинско-Фокшанская	Бузэуский	Поперечное поднятие на северном крыле Плоештинско-Фокшанской впадины
	Северо-Плоештинский	Северное крыло Плоештинско-Фокшанской впадины
	Западно-Плоештинский	Приплатформенная часть Плоештинско-Фокшанской впадины
Питештинская	Восточно-Питештинский	Восточная оконечность Питештинского поднятия (примыкающее к складчатым Карпатам)
	Центрально-Питештинский	Северо-восточный склон Питештинского поднятия
	Западно-Питештинский	Западная, наиболее приподнятая часть Питештинского поднятия
Балтеньская		Северная окраина Карпатско-Балканского прогиба, южнее Жиуолтского вала
Крайовско-Бухарестская, или Южная	Бухарестский	Южное крыло Плоештинско-Фокшанской впадины, наложенное на Мизийскую впадину
	Крайовский	Центральная часть Карпатско-Балканского прогиба, наложенная на Мизийскую впадину

Таблица 45

Распределение продуктивных отложений в разрезе Предкарпатско-Балканского нефтегазоносного бассейна

Возраст	Литологический тип коллектора	Мощность, *м*, количество пластов	Свойства коллектора		Месторождения, состав залежей
			пористость, %	проницаемость, *мд*	
Левантин	Песчаники	10—20, один-четыре			В месторождениях Болдешть и Аричешть — газ, в Морени и Гура Окница — нефть
Дакий	»	Основные: пласт I 60—80, пласт II 6—10, морень 20—30, дрэдэр 50—80			Только в Плоештинской области в 11 месторождениях, из которых в пяти только газ
Понт	»	8—15, один-два			В месторождениях Плопяса, Подени Веки, Сев. Герчешть — газ; в Урлац-Чептура — нефть
Мэотис	»	Основные: пласт I 20—50, М промежуточный 10—20, М II 10—15, М III 8—40	20—36	200—1500	В Питештинской области нефтеносен преимущественно М III, в Плоештинской все четыре пласта; в месторождении Арбанаш М I расчленен на 18 пластов, М II — на 9 пластов. В Балтеньской области — только газ
Сармат	»	Отдельные пласты 20—50, от двух до пяти	16—20	До 400	В месторождениях Болдешть, Балтень и Циклень наиболее крупные скопления нефти; в Сиретской области — только газ
Гельвет	»	Отдельные пласты до 40, от одного до 22	До 20	До 250	В месторождении Теиш продуктивны 22 пласта, в Бештенари — 20 пластов; в остальных месторождениях нефтеносны 1—3 пласта
Олигоцен	»	I, II, III песчаники клива, IV лукачешть: отдельные пласты 40—80	18—20	28 по лабораторным измерениям, до 100 по скважинным данным	
			Коллекторские свойства обусловлены главным образом трещиноватостью		

Продолжение табл. 45

Возраст	Литологический тип коллектора	Мощность, *м*, количество пластов	Свойства коллектора		Месторождения, состав залежей
			пористость, %	проницаемость, *мд*	
Сенон—турон	Глинистые известняки	До 50			В месторождении Чурешть — газ
Альб—сеноман	Песчаники	A_{1+3}, A_4			В месторождении Хырлешть
Неоком	Известняки				В месторождении Сымнику Герчешть
Доггер	Песчаники				В месторождениях Янку Жиану и Сымнику Герчешть

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтяные и газовые месторождения приурочены к структурам пяти основных форм. В пределах этих структурных форм развиты почти все известные типы пластовых залежей (табл. 46). Примеры различных структурных форм месторождений и свойственные им залежи в различных нефтегазоносных областях и районах показаны на рис. 72—81.

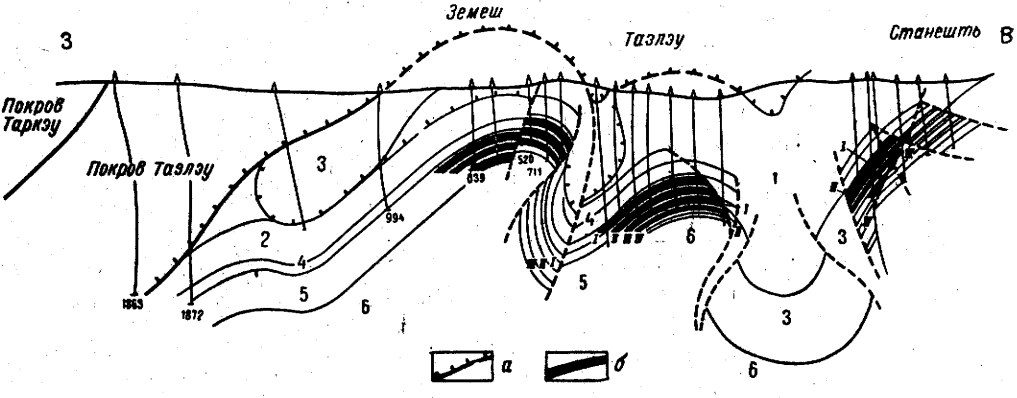


Рис. 72. Разрез нефтяных месторождений Земеш, Таэлэу и Станешть Мойнештинского нефтеносного района (по Э. Христеску, Д. Кульчер и Н. Григораш, 1961).

— нижний миоцен — олигоцен; *3* — олигоцен; *4* — менилитовые слои; *5* — слои клива; *6* — эоцен. *а* — краевой надвиг; *б* — нефтяные залежи в олигоценовых отложениях. *I—IV* — нефтяные горизонты.

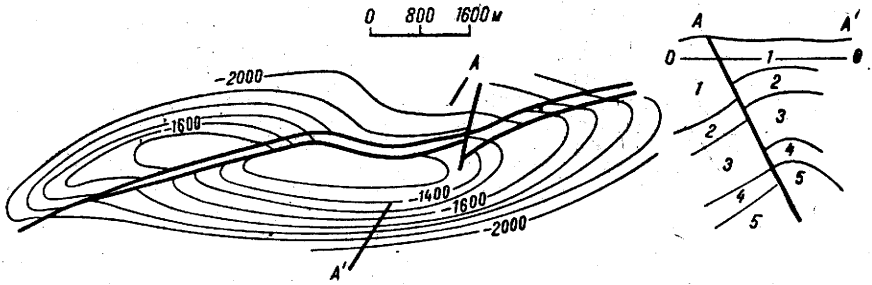


Рис. 73. Структурная карта кровли мэотиса и разрез месторождения Болдешть.

1 — левантин; *2* — даций; *3* — понт; *4* — мэотис; *5* — сармат.

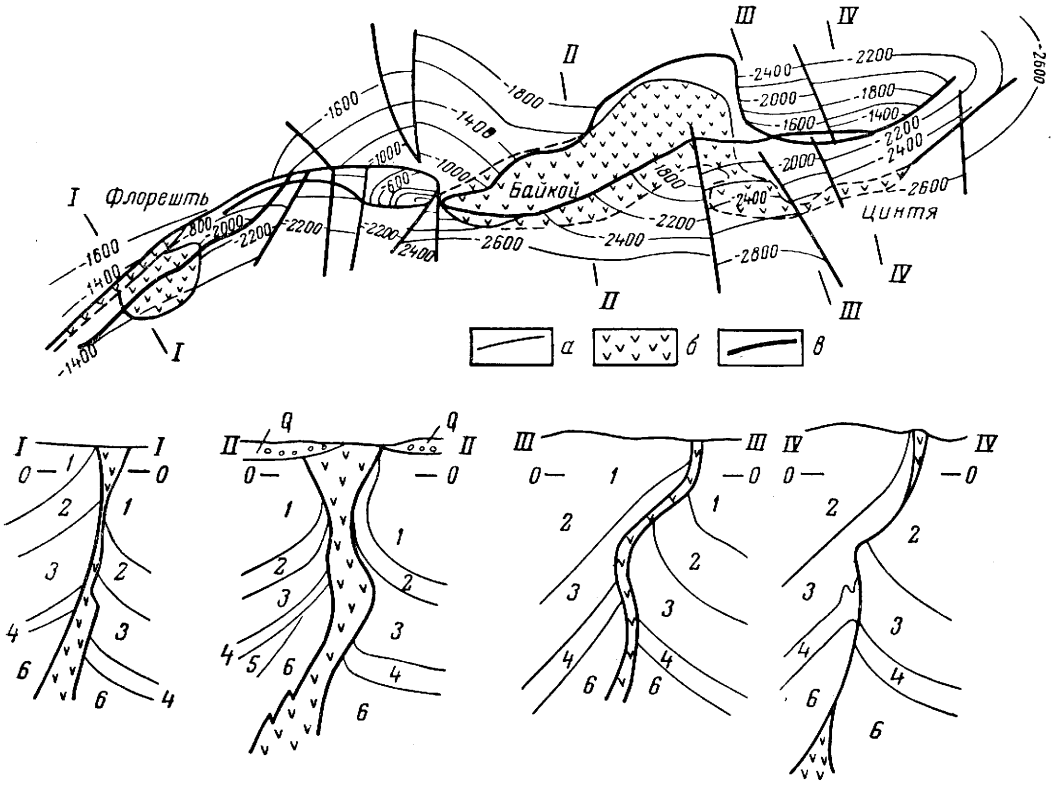


Рис. 74. Структурная карта и разрезы месторождения Байкой-Цинтя.

1 — левантин; *2* — даций; *3* — понт; *4* — меотис; *5* — сармат; *6* — тортон; *7* — гельвет (на рис. 75 *а* — изолинии кровли меотиса; *б* — соль; *в* — разрывы.

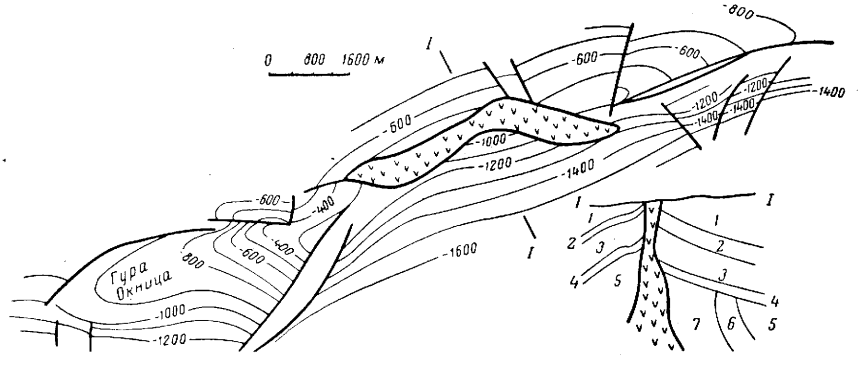


Рис. 75. Структурная карта и разрез месторождения Морень-Гура Окница.

Условные обозначения см. на рис. 74.

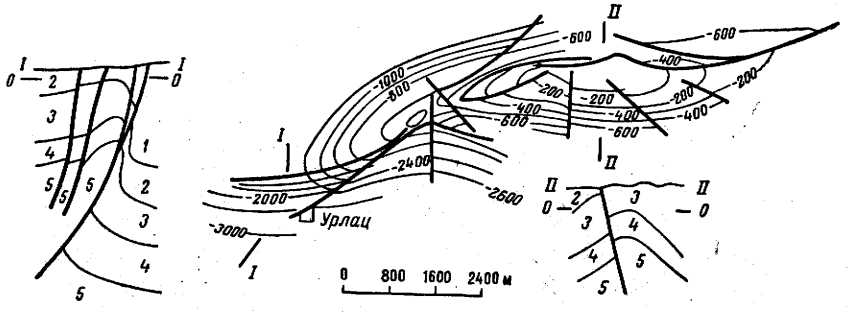


Рис. 76. Структурная карта кровли толщи мэотиса и разрезы месторождения Урлац-Чептура.

Условные обозначения см. на рис. 74.

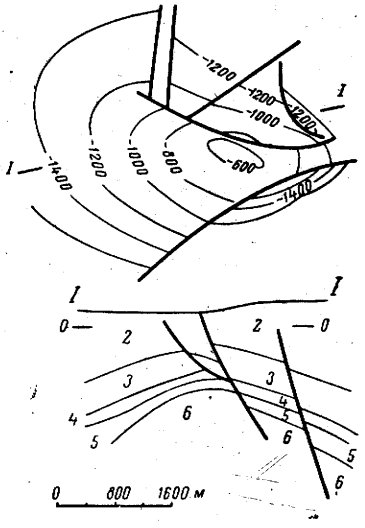


Рис. 77. Структурная карта и разрезы месторождения Букшань.

Условные обозначения см. на рис. 74.

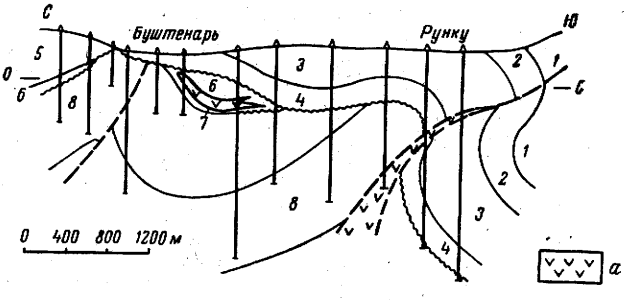


Рис. 78. Поперечный разрез месторождений Буштенарь и Рунку.

1 — левантин; *2* — даций; *3* — понт; *4* — мэотис; *5* — сармат; *6* — тортон; *7* — гельвет; *8* — олигоцен; *а* — соль.

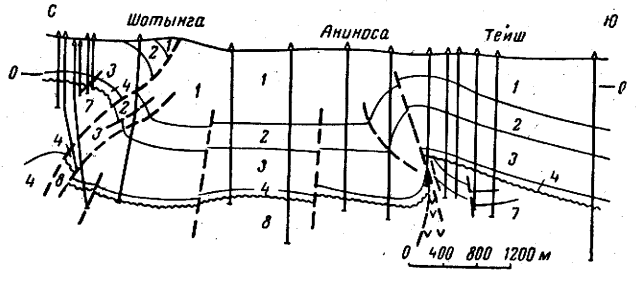


Рис. 79. Поперечный разрез месторождений Шотынга, Аниноса, Теиш.

Условные обозначения см. на рис. 78.

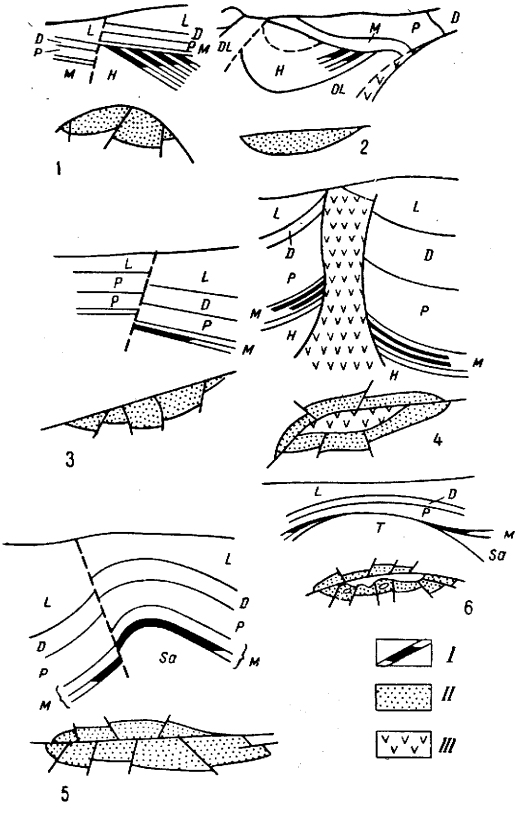


Рис. 80. Типы нефтяных залежей месторождений Северо-Плоештинского района и Питештинской области.

Стратиграфически экранированные залежи месторождений Теиш — Аниноса (*1*) и Рунку (*2*); тектонически экранированная залежь месторождения Драгомиреште (*3*); экранированные боковой поверхностью соляного массива залежи месторождения Морень-Гура Окница (*4*); сводовая, тектонически нарушенная залежь месторождения Болдешть (*5*); литологически экранированная залежь месторождения Шуца Сяка-Кобия (*6*). *I* — нефтяные залежи в разрезе; *II* — нефтяные залежи в плане; *III* — соль. L — левантин, D — дакий, P — понт, M — мэотис, *Sa* — сармат, H — гельвет, *Ol* — олигоцен, T — тортон.

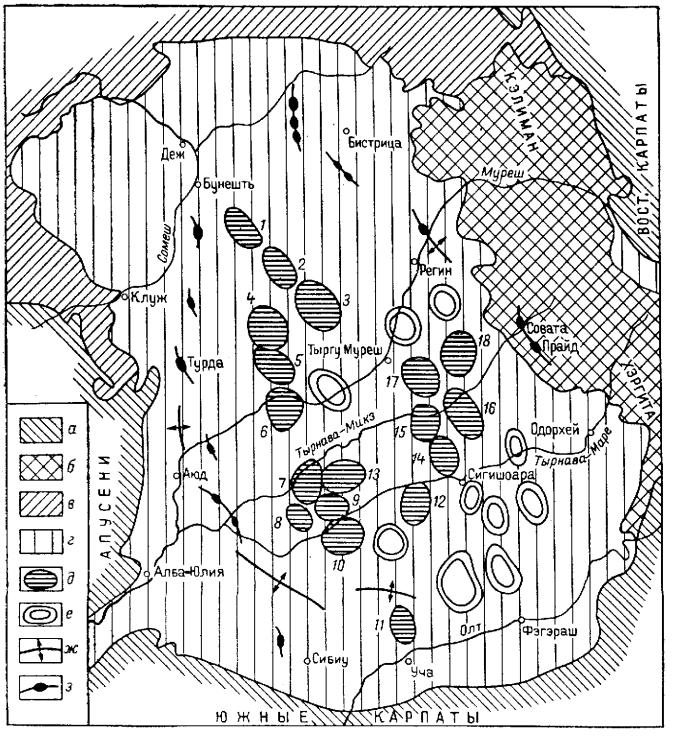


Рис. 81. Трансильванский газоносный бассейн (по данным Д. Чупаджя, А. Ванчя и др.).

а — горные обрамления бассейна; *б* — вулканическая гряда Хэргита Кэлиман; *в* — холмистое обрамление бассейна (Голфсильвания); *г* — неоген; *д* — газоносные купола; *е* — купола и брахиантиклинали; *ж* — антиклинали; *з* — соляные диапиры. *1*—*18* — месторождения: *1* — Пуинь, *2* — Сармашел, *3*—Шинкай, *4* — Заул де Кымпие, *5* — Сынгер, *6* — Богата де Муреш, *7* — Четатя де Балта, *8* — Туэнь, *9* — Базна, *10* — Копша Мика, *11* — Илимбав, *12* — Ноул Сэсэск; *13* — Шарош, *14* — Надеш, *15* — Филительник, *16* — Сынгеоргиул де Падуре, *17* — Корунка, *18* — Миеркуря Ниражул.

Таблица 46

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Предкарпатско-Балканского бассейна

Структурные формы месторождений	Типы пластовых залежей	Примеры месторождений
Бухушская, или Западно-Молдовская, область		
Наклонные антиклинали, нарушенные надвигами, поперечными разрывами, полностью или частично перекрытые краевым покровом	Сводовые, нарушенные разрывами	Фоале-Тазлэу, Мойнешть-Мэгура
	Тектонически экранированные	Станешть-Солонц
Наклонные брахиантиклинали, нарушенные разрывами	Сводовые, нарушенные разрывами	Кымпень, Тецкань
Плоештинско-Фокшанская область		
Крупные антиклинали, нарушенные разрывами, иногда осложненные внедрением каменной соли	Тектонически экранированные	Берка, Арбанаш, Плопяса
Брахиантиклинали, осложненные внедрением каменной соли, нарушенные разрывами	Сводовые, нарушенные разрывами	Болдешть
	Тектонически экранированные, иногда боковой поверхностью соляного массива	Байкой-Цинтя, Морень, Урлац-Чептура
Брахиантиклинали и купола, нарушенные разрывами	Сводовые, нарушенные разрывами	Аричешть, Марджинень, Букшань, Манешть-Владень
Питештинская область		
Крутые брахиантиклинали, нарушенные взбросами	Тектонически экранированные	Буштенарь, Драгоняса, Кымпина
Поднятия, образованные блоками, обрезанными сбросами и взбросами	Тектонически экранированные	Теиш-Аниноса, Драгомирешть, Глымбочел
	Стратиграфически экранированные	Теиш-Аниноса, Драгомирешть, Богаць
Пологие брахиантиклинали, нарушенные разрывами	Сводовые, нарушенные разрывами	Ваца, Самара, Липия-Мареш
	Стратиграфически экранированные	Галиче-Стоичень
	Литологически экранированные	Шуца Сяка-Кобия

Продолжение табл. 46

Структурные формы месторождений	Типы пластовых залежей	Примеры месторождений
Балтеньская область		
Пологие брахиантиклинали, нарушенные разрывами, иногда осложненные внедрением небольших масс каменной соли	Сводовые, нарушенные разрывами	Балтень, Циклень, Хурезань
	Стратиграфически экранированные	Балтень, Циклень, Градиштя
	Тектонически экранированные	Градиштя, Соку, Ликуричь-Бустукинь, Бабень
Крайовско-Бухарестская область		
Пологие купола, нарушенные разрывами	Сводовые, нарушенные разрывами	Хырлештъ, Картожань, Моара-Сэракэ, Сымнику Герчештъ
	Стратиграфически экранированные	Слатина, Чурештъ

Таблица 47

Характеристика отдельных месторождений нефти и газа Предкарпатско-Балканского бассейна

Месторождения	Строение [1]	Нефтегазоносность
Западно-Молдовская область[1]		
Земеш, Фоале-Тазлэу	Антиклиналь с крутым восточным крылом, подсеченным надвигом, нарушенная продольными и поперечными сбросами, перекрытая Краевым покровом	Нефтеносны песчаники клива I, II, III и песчаник лукачештъ. Глубина залегания от 400 (Земеш) до 1100 *м* (Фоале-Тазлэу)
Тецкань, Кымпень	Антиклиналь, наклоненная на восток, нарушенная сбросами; в своде на поверхности обнажены отложения гельвета	Нефтеносны песчаники гельвета на глубине 200—900 *м*
Бузэуский район		
Арбанаш	Брахиантиклиналь, наклоненная на запад, крутая, с надвинутым восточным крылом	Нефтеносны 12 пластов мэотиса на северной периклинали взброшенной части структуры
Северо-Плоештинский район		
Урлац-Чептура	Антиклиналь длиной 20 *км*, с двумя поднятиями: Урлац на западе и Чептура на востоке. В Урлаце взброшено северное крыло, в Чептура — южное крыло. Рассечена поперечными сбросами	Нефтеносны М I, М пром., М II (25 пластов) мэотиса. В Чептуре небольшая залежь в сармате

[1] Деление на области и районы см. в табл. 44.

Продолжение табл. 47

Месторождения	Строение [1]	Нефтегазоносность
Болдешть	Брахиантиклиналь 12×3 *км*, нарушена продольным взбросом с поднятым южным крылом, рассечена рядом поперечных сбросов	Газоносны 3 пласта левантина, 10 пластов дакия и 3 пласта мэотиса. Нефтеносны М I, М пром., М III; пласты I, III сармата
Байкой-Цинтя	Антиклиналь длиной 20 *км*, в осевой части прорвана солью, выходящей на поверхность, с взброшенным северным крылом. Амплитуда взброса от 400 до 1000 *м*. Рассечена рядом поперечных сбросов	Нефтеносны пласт Дрэдэр, вышележащие пласты дакия, пласты М I, М пром., М II мэотиса и пласт I сармата
Морень-Гура Оница	Антиклиналь длиной 13 *км*, в средней части прорвана соляным штоком, выходящим на поверхность. Северное крыло поднято относительно южного. На южном крыле миоценовые пласты залегают под углом до 70° и резко несогласно перекрываются отложениями мэотиса	Нефтеносны пласт левантина, пласты I, II Морень, Дрэдэр дакия, М I, М II, М пром., М III мэотиса, пласт гельвета
Рунку	Антиклиналь, наклоненная на юг с надвинутым северным крылом. Надвиговый контакт заполнен лезвиеобразным включением каменной соли	Нефтеносны в олигоцене пласт Клива I, в гельвете до 20 пластов, в мэотисе пласты М I, М пром., М II
Шуца Сяка-Кобия — Леордень	Антиклиналь длиной 30 *км*, полагая в отложениях плиоцена и более крутая и сильно размытая в отложениях миоцена	Нефтеносны в мэотисе М III, М III в сармате и гельвете
Западно-Плоештинский район		
Аричешть	Брахиантиклиналь 2×4 *км*, нарушена сбросом; плиоценовые отложения залегают резко несогласно на размытых, круто лежащих пластах миоцена	Газоносны пласты V, VI, VII, VIII дакия, пласты М I, М I мэотиса. Нефтеносен М III мэотиса
Манешть-Владень	Пологая брахиантиклиналь, нарушенная разрывами	Газоносны 5 пластов дакия, пласт М I мэотиса
Восточно-Питештинский район		
Буштенарь	Антиклиналь с надвинутым северным крылом, сложенным на поверхности круто залегающими отложениями олигоцена, перекрыта моноклинально лежащим плиоценом	Нефтеносны на северном крыле пласт Клива I олигоцена, на южном крыле 22 пласта гельвета

[1] Деление на области и районы см. в табл. 44.

Продолжение табл. 47

Месторождения	Строение [1]	Нефтегазоносность
	Центрально-Питештинский район	
Теиш-Аниноса	Поднятие из трех различно расположенных блоков. Южный блок (Теиш) представляет в плиоценовых отложениях южное крыло брахиантиклинали, ограниченное на севере взбросом; под плиоценом залегают круто наклоненные пласты гельвета. Северные блоки наклонены на юго-запад или юго-восток; под плиоценом — олигоцен	Газоносная залежь в дакие. Нефтеносны пласты М I, М пром., М II мэотиса. В южном блоке нефтеносны 22 пласта гельвета
Шотянга-Дойчешть, Долань-Татарань	В плиоцене широтно вытянутое, рассеченное на несколько блоков поднятие, образованное погребенным горстом, сложенным отложениями палеогена. На крыльях поднятия местами появляются породы гельвета	Нефтеносен пласт М III мэотиса
Лудешть	Периклиналь ограничена на западе сбросом и нарушена продольным взбросом	Нефтяная залежь с газовой шапкой в пласте М III мэотиса
Богаць	Северное крыло небольшой брахиантиклинали, ограниченное с юга разрывом, расположенное на северном склоне крупного поднятия, которое сложено породами гельвета и олигоцена	Нефтеносен пласт М III мэотиса и пласт гельвета
	Западно-Питештинский район	
Липия-Мареш	Небольшая пологая брахиантиклиналь в плиоценовых отложениях. Под плиоценом свод крупного антиклинального поднятия, сложенного породами олигоцена и гельвета (на крыльях)	Нефтеносен пласт М III мэотиса
	Балтеньская область	
Балтень	Пологая брахиантиклиналь длиной 8 *км*, нарушена продольным взбросом (поднято северное крыло) и рядом поперечных сбросов. Отложения плиоцена перекрывают более крутую брахиантиклиналь, сложенную породами миоцена	Газоносен пласт М III мэотиса. Нефтеносны 5 пластов сармата
Циклень	Пологая брахиантиклиналь в отложениях плиоцена и более крутая в миоценовых. Рассечена разрывами на несколько блоков	Газоносен пласт М III мэотиса. Нефтеносны 5 пластов сармата, 9 пластов гельвета

[1] Деление на области и районы см. в табл. 44.

Продолжение табл. 47

Месторождения	Строение [1]	Нефтегазоносность
Градиштя	Слабо выраженное в отложениях плиоцена поднятие, отражающее также пологое поднятие в миоцене, нарушено рядом разрывов	Газоносны 4 пласта сармата
Крайовско-Бухарестская область		
Сымнику Гер-чешть	Пологая брахиантиклиналь в отложениях плиоцена и сармата, облекающая эрозионный выступ в отложениях мелового возраста	Газовая залежь в понтических отложениях. Нефть в неокомских и среднеюрских отложениях
Картожань	Пологая брахиантиклиналь, сильно нарушенная разрывами, сложенная отложениями плиоцена и сармата	Нефтеносен сармат
Хырлешть	Пологая брахиантиклиналь, сильно нарушенная разрывами, сложенная отложениями плиоцена и сармата, облекающими пологий рельеф поверхности отложений мелового возраста	Нефтеносны 2 пласта альба — сеномана

[1] Деление на области и районы см. в табл. 44.

Характеристика отдельных наиболее типичных по структурным формам месторождений разных областей и районов приведена в табл. 47.

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ

Нефти отличаются большим разнообразием состава и свойств от легких газоконденсатов в отложениях мэотиса на месторождениях Манешть-Владень, Марджинень и гельвета на месторождениях Ликуричь-Бустукинь до тяжелых в дакийской продуктивной толще. Выделяются три основных типа нефтей, различающихся плотностью, содержанием твердого парафина и смол: 1) тяжелые (плотность более 0,880 *г/см*^{3}), малопарафинистые (парафина до 2%), смолистые (10—18% силикагелевых смол); наиболее характерны для залежей, заключенных в дакийских пластах, а также для других отложений с небольшой глубиной залежей; 2) средней плотностью (0,820—0,860 *г/см*^{3}), содержащие парафин (2—10%) и смолистые (смолы более 12%); нефти такого типа встречаются в отложениях мэотиса, миоцена и мезозоя; 3) высокопарафинистые (парафина 12—13%), иногда также с большим содержанием смол; эти нефти известны в олигоцене Мойнештинского района. Краткая характеристика некоторых нефтей приведена в табл. 48.

Таблица 48

Характеристика нефтей Предкарпатско-Балканского бассейна

Месторождение	Возраст	Плотность, г/см³	Содержание, %			
			парафин	смолы силикагелевые	сера	фракции до 200° С
Морень	Дакий	0,888	0,1	18	<0,5	36
Окюрь Горгота	»	0,911	1,0	14	<0,5	34
Байкой-Цинтя	»	0,836	1,5	10	<0,5	50
Берка	Мэотис	0,820	5,0	5	—	30
Арбанаш	»	0,830	5,0	4	—	27
Байкой-Цинтя	»	0,832	8—9	8—10	<0,5	26—29
Морень	»	0,828	4—7	9—12	<0,5	30—33
Окюрь Горгота	»	0,845—0,860	2—10	—	<0,5	8—18
Кымпина	»	0,830—0,880	До 5	—	<0,5	32—50
Кобия	»	0,830	12	10	0,15	22
Шуца Сяка	Сармат	0,838	3,4	9,3	0,23	27
Балтень	»	0,821	9,6	6,7	0,18	33
Циклень	»	0,864	1,0	11	0,26	23
Балтень	Гельвет	0,856	8,0	12	0,19	21
Циклень	»	0,826	8,0	8,0	0,20	24
Фоале-Тазлэу	Олигоцен	0,856	13,0	13,0	0,62	18
Мойнешть Мэгура	»	0,838	13,0	5,2	0,20	32

ТРАНСИЛЬВАНСКИЙ БАССЕЙН

Трансильванский газоносный бассейн заключен между Восточными и Южными Карпатами на северо-востоке, востоке и юге и горами Апусени на западе. Бассейн имеет изометрическую форму и выполнен мощной (более 3000 *м*) толщей отложений неогена, залегающих на размытой поверхности палеогена. Вдоль западной, северной и восточной окраин впадины отложения неогена дислоцированы в линейно вытянутые складки с соляными диапирами. В центральной части бассейна развиты пологие купола с крупными соляными линзами тортонского возраста.

Газоносность установлена в 1908 г., когда при бурении на соль был получен газовый фонтан на площади Сармашел. Из 20 газовых месторождений только восемь открыты до 1946 г. Поисковому бурению, как правило, предшествовали гравиметрические исследования и структурное бурение.

Газоносность бассейна связана с отложениями нижнеплиоценового, сарматского и тортонского возраста, разрез которых представлен в табл. 49. Распределение газовых горизонтов между отдельными месторождениями приведено в табл. 50.

Мощность отдельных газовых горизонтов меняется от 10 до 40 *м*, глубина залегания — от 200 до 1500 *м*. Газовые пласты представлены песками со слоями глин. Пористость песков 11—34%, проницаемость 7—777 *мд* параллельно слоистости (табл. 51).

Все месторождения газа приурочены к пологим куполам (с углами падения, не превышающими 20°), не затронутым разрывами. Обычный размер куполов 15 × 10 *км*. Залежи пластовые сводовые, иногда по периферии пласты выклиниваются, но не по всему контуру. Газ на 97—99% состоит из метана, на долю гомологов метана приходится не более 0,5%,

Таблица 49

Схематический сводный литолого-стратиграфический разрез газоносных отложений Трансильванского бассейна
(по А. Ванчя, Г. Реиляну и др.)

Отдел	Ярус	Серия *свита*, горизонт	Литологический состав	Мощность, *м*
Плиоцен	Левантин ? Дакий ? Понт Мэотис ?	Паннонская	Чередующиеся известковистые глины и пески, редкие прослои туфов	600—1000
Миоцен	Сармат	Базна	Битуминозные глины с дацитовым туфом	0,05—0,01
		Верхняя	Известковистые глины с тонкими прослоями песков, вверху и внизу прослои известняков, туфов	470
		Сармашел	Дацитовый туф	2
		Средняя	Известковистые глины с редкими прослоями песков	500
		Урка	Дацитовый туф	1
		Нижняя	Вверху и внизу пески, в средней части известковистые глины	380
		Гириш	Дацитовый туф	5—10
	Тортон	*Бугловская*	Известковистые глины с прослоями песков, песчаников и туфов	300—700
		Борша	Дацитовый туф	6
		Спириалисовая	Известковистые глины со спириалисами	200
		Радиоляриевый	Глинистые сланцы с радиоляриями	10
		Соленосная	Соль, соляная брекчия	50—900
		Деж	Дацитовый туф	30—40 до 150

Таблица 50

Возраст и количество газовых горизонтов в отдельных месторождениях Трансильванского бассейна

Месторождение	Ярусы			Бугловские слои
	мэотис	сармат	тортон	
Пуинь	—	—	2	—
Сармашел	—	4	4	7
Шинкай	—	2	3	6
Заул де Кымпие	—	3	—	5
Сынгер	—	—	—	4
Богата де Муреш	—	7	—	—
Четате де Балта	—	7	—	2
Тэунь	2	—	—	—
Базна	—	6	—	2
Копша Мика	—	7	—	—
Илимбав	—	3	—	1
Ноул Сэсэск	—	8	1	7
Шарош	—	6	—	4
Надеш	1	8	—	3
Филителник	—	3	3	4
Сынгеоргиул де Падуре	4	4	—	—
Миеркуря Ниражул	—	3	—	—
Корунка	1	3	—	5
Руши	—	2	—	—

Таблица 51

Коллекторские свойства газоносных песков Трансильванского бассейна
(по А. Ванчя, 1960 г.)

Месторождение	Горизонт	Пористость, %	Проницаемость, *мд*	
			параллельно слоистости	перпендикулярно слоистости
Сармашел	I—XV	21	—	—
Заул де Кымпие	II	23—25	16—75	0,1—32
Шинкай	V	11—14	25—638	10—345
	VI—VII	13—17	153—191	47—54
Шарош	II	22—34	48—702	22—76
	III	20—34	7—249	4—129
	IX	23	83	26
Балта	II—III	23—27	50—285	49—85
Богата	V	12—15	11—18	—
Копша Мика	II	27	305	225
Шарош	I	16—22	90—110	30—45
	III	27	23	23
	V	11	969	289
	IX	13—29	41—124	30—52
	XII	22	203	130
	XIII—XIV	13—16	21—37	5—16
	XV	12—15	59—158	28
Сынгеоргиул де Падуре	I	12—28	31—777	7—642

азота до 2%. На месторождении Шинкай фонтанирующий газ содержал небольшое количество жидких углеводородов плотностью 0,798, с температурой выкипания 285° С. Свободные дебиты газа в скважинах составляют 2—3 млн. *м³/сутки*.

ЛИТЕРАТУРА

Высоцкий И. В. Основы геологического строения и нефтеносность южной части Предкарпатской впадины. Вопросы поисков, разведки и добычи нефти и газа на территории УССР. Гостоптехиздат, 1959.

Доленко Г. Н. Геология нефти и газа Карпат. Изд-во АН УССР, 1962.

Grigoras N. Geologia zacamintelor de petrol si qase din R. P. R. Bucuresti, 1961.

Vancea A. Neogenul din basinul Transilvaniei. Bucuresti, 1960.

§ 11. БОЛГАРИЯ

Нефтегазоносные районы приурочены к южному склону Карпатско-Балканского межгорного прогиба, осложненному здесь крупным Северо-Болгарским поднятием, примыкающим к Балканской складчатой системе (рис. 82). Поднятие сложено с поверхности преимущественно нижнемело-

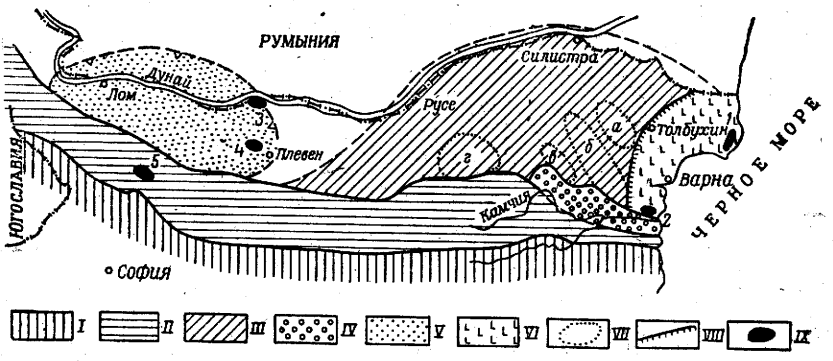


Рис. 82. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Болгарии (по Т. Николову, 1960).

I — Балканская складчатая система; *II* — Предбалканская зона линейных складок; *III* — Северо-Болгарское поднятие; *IV* — Нижне-Камчийский прогиб; *V* — Ломская впадина; *VI* — Варненская впадина; *VII* — группы локальных поднятий: *а* — Владимировско-Карапелитовая, *б* — Девненская, *в* — Каспичан-Хитринская, *г* — Поповская; *VIII* — разломы; *IX* — нефтяные и газовые месторождения: *1* — Тюленевское, *2* — Нижне-Камчийское, *3* — Гигенское, *4* — Долни Дыбник, *5* — Чиренское.

выми отложениями; на востоке оно резко через разлом погружается в сторону Черного моря. Погруженная часть (Варненский склон) известна в литературе под названием Варненской впадины. На юге перед Балканами впадина переходит в небольшой узкий предгорный Нижне-Камчийский прогиб, который прослеживается на небольшом расстоянии и западнее, отделяя Северо-Болгарское поднятие от складчатой системы Балкан. На западное продолжение Северо-Болгарского поднятия накладывается небольшая Ломская впадина, выполненная отложениями палеогена и неогена. Она отделена от Северо-Болгарского поднятия Русенско-Свиштовской флексурой. Наиболее приподнятая часть Северо-Болгарского поднятия находится в восточной его части на месте крупного Девненского вала.

Варненский нефтегазоносный район находится в прибрежной части Варненской впадины; Плевенский — на западном погружении Северо-

Болгарского поднятия в пределах юго-восточной центриклинали Ломской впадины; месторождение Чирен — в зоне передовых складок (Предбалканье).

Первое нефтяное месторождение Болгарии Тюленево открыто при структурном бурении в 1951 г. экспедицией, возглавлявшейся советским геологом В. Н. Ярошенко. Позднее в этом же районе выявлено небольшое Нижне-Камчийское газовое месторождение.

В Плевенском нефтегазоносном районе первое месторождение нефти Гиген открыто в 1961 г., однако нефть оказалась весьма тяжелой (плотность 0,981 *г/см*^{3}), с температурой застывания +4° С. Месторождение Долни Дыбник открыто в 1962 г., оно крупное, газоконденсатное; месторождение Чирен с запасами газа около 15 млрд. *м*^{3} открыто в 1963 г. Структуры месторождений оконтурены по данным сейсмических исследований.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Разрез отложений, слагающих Плевенский нефтегазоносный район, представлен в табл. 52.

Таблица 52

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Плевенского нефтегазоносного района

Система, отдел	Надъярус, ярус	Литологический состав	Мощность, *м*
Неоген	—	Глины, пески, известняки	До 500
Палеоген	—	Известняки, мергели	
Мел верхний	Сенон	Известняки	260
	Турон	Мергели песчанистые	До 300
	Сеноман		
Мел нижний	Альб	Глины, глинистые известняки, алевриты, тонкие прослои песчаников	325
	Апт	Известняки с прослоями глин, мергели	900—1700
	Баррем	Мергели, известняки	250—620
	Готерив	Мергели, известняки глинистые	230—300
	Валанжин	Известняки, доломиты	180—260
Мальм	Титон, кимеридж, оксфорд, келловей ?	Известняки, доломиты	200—300
Доггер	—	Черные аргиллиты, известняки, песчаники	180—580
Лейас		Песчаники, известняки	50—120

Продолжение табл. 52

Система, отдел	Надъярус, ярус	Литологический состав	Мощность, м
Триас верхний ?, средний		Известняки, доломиты, прослои туффитов, базальты	0—300
Триас нижний	—	Красноцветные аргиллиты, песчаники с прослоями конгломератов, известняков и доломитов, на востоке прослои туффитов	300—550
Пермь	—	Красноцветные аргиллиты, конгломераты, песчаники	>600

В районе нефтяного месторождения Тюленево разрез начинается маломощной толщей неогена, залегающей на отложениях сенонского надъяруса — мелоподобных известняках, с размывом налегающих на известняки и доломиты валанжина. Мощность меловых отложений достигает 500 *м*. Разрез отложений юры и триаса здесь в общем подобен разрезу Плевенского района. Южнее, в пределах Камчийского предгорного прогиба, разрез представлен отложениями неогена и палеогена, литологический состав которых весьма сходен с соответствующими отложениями Предкавказья, но мощность их сокращена. Продуктивны отложения олигоцена, валанжина, лейаса и триаса (табл. 53).

Таблица 53

Распределение продуктивных отложений Плевенского нефтегазоносного района

Возраст	Литологический состав	Мощность, м	Тип и свойства коллектора	Месторождение
Олигоцен	Песчаники	До 250	Поровый	Нижне-Камчийское
Валанжин	Известняки, доломиты	150	Трещинный	Тюленево, Гиген
Средний лейас — нижний триас	Песчаники (нижний лейас, нижний триас), известняки (средний лейас, средний, верхний триас)	104	Порово-трещиноватый. Пористость 3—4%; проницаемость 2—5 *мд*	Чирен
Средний триас	Известняки	150	Трещинный	Долни Дыбник

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Структура газоконденсатного месторождения Чирен представляет брахиантиклиналь, простирающуюся на запад-северо-запад — восток-северо-восток, размер ее 16 × 12 *км*, высота 600—700 *м*. Наклон крыльев брахиантиклинали по пластам нижней юры 10—12° для южного крыла и около 18° для северного (рис. 84). Газоконденсатная залежь заключена

в отложениях, охватывающих литологически различные коллекторы (известняки и песчаники) от среднего лейаса до нижнего триаса включительно. Этаж газоносности 298 *м*. Залежь массивного типа в структурном выступе.

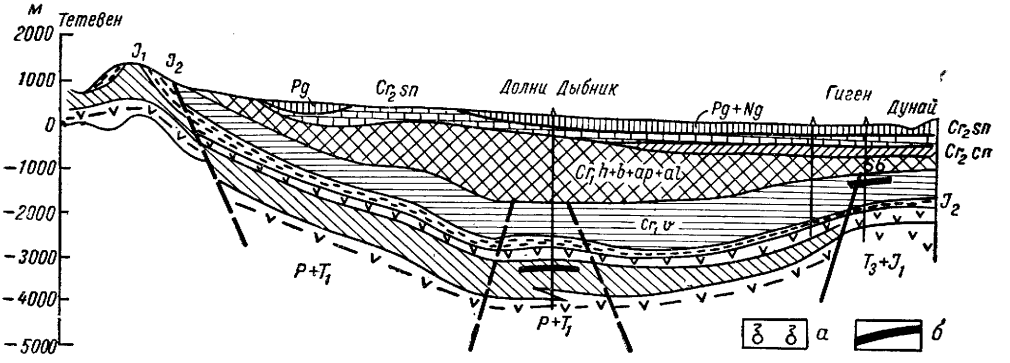


Рис. 83. Схематический разрез нефтяных месторождений Долни Дъбник и Гиген (по П. Мандеву, 1963).

а — газопроявления; *б* — нефтяные залежи.

Структуры месторождений Долни Дъбник и Гиген — погребенные, совершенно не выражены на поверхности в меловых и более молодых отложениях. Это пологие короткие поднятия, осложненные разрывами

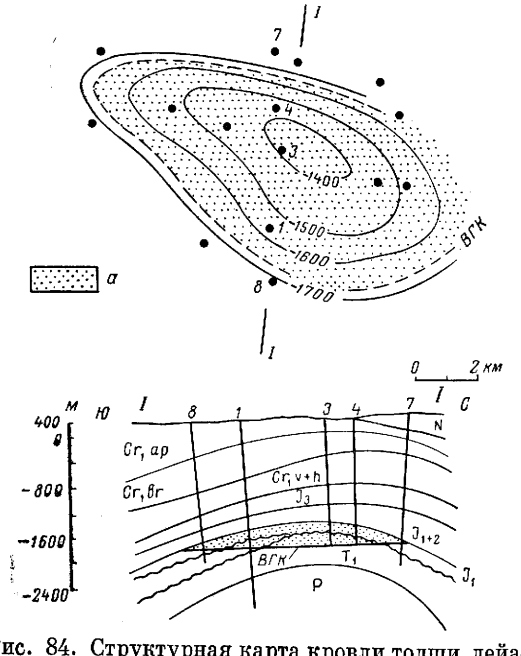


Рис. 84. Структурная карта кровли толщи лейаса и поперечный разрез месторождения Чирен (по И. Монахову и А. Атанасову, 1965).

а — газоконденсат.

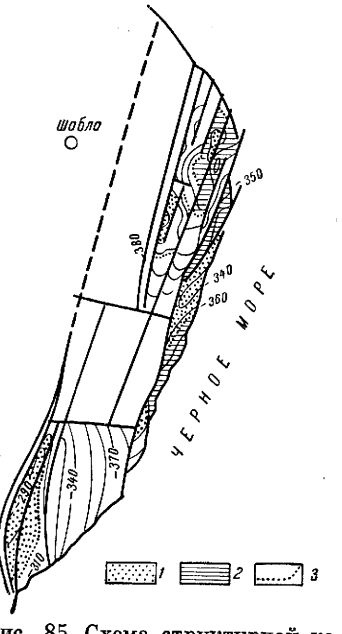


Рис. 85. Схема структурной карты кровли известняков валанжина месторождения Тюленево.

1 — газ; *2* — нефть; *3* — контур нефтеносности.

(рис. 83). На месторождении Долни Дъбник залежь массивная в структурном выступе; глубина ее 3300—3450 *м*.

Структура месторождения Тюленево состоит из ряда блоков, вытянутых с северо-востока на юго-запад и образованных продольными и

поперечными разрывами (рис. 85). Нефтяная залежь с газовой шапкой расположена в отдельных блоках. Глубина газо-нефтяного контакта залежи 305—354 *м*, водо-нефтяного 309—372 *м*. Залежь массивного типа.

В табл. 54 приведена характеристика нефтей некоторых месторождений.

Таблица 54

Характеристика нефтей Болгарии

Месторождение	Плотность, *г/см³*	Содержание, %				Начало кипения, °С	Выход фракций до 360° С, %
		сера	парафин	асфальтены	смолы		
Долни Дыбник	0,814	0,12	8,2	0,25	2,5 *	64	70
Тюленево	0,938	0,32	1,85	—	40 2*	240	48—50
Гиген	0,981	1—0,75	—	5,2	30 2*	270	24
Чирен	0,715	—	—	—	—	50	50 3*

* Силикагелевые. 2* Акцизные. 3* Конденсата, *см³/м³*.

ЛИТЕРАТУРА

Мандев П. Новые данные о нефтеносности Нижнедунайской впадины. Нефтегазовая геология и геофизика, вып. 4, 1963.

Мандев П. Перспективы нефтегазоносности Болгарии. Новости нефтяной техники. Геология, вып. 10, 1959.

Монахов И., Атанасов А. Геологическое строение Чиренского газоконденсатного месторождения. Карпато-Балканская геол. ассоциация, VII конгресс. Доклады, часть IV. София, 1965.

Николов Т. О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Северной Болгарии. Труды геол. ин-та, кн. IX, 1961.

§ 12. ВЕНГРИЯ

Территория Венгрии располагается в пределах большой части крупного Паннонского нефтегазоносного бассейна, представляющего межгорную впадину, заключенную между Восточными Альпами, Западными Карпатами и горами Апусени на севере и востоке и Динарскими Альпами на юге и западе. Крупным поднятием, протягивающимся с юго-запада на северо-восток через горы Бакони, Вертеш, Пилиш, Берзони, Черхат, Матра, Бюкк, Паннонский бассейн делится на две впадины: Западную, или Маловенгерскую, в пределах которой неизвестны нефтяные или газовые месторождения (кроме залежи углекислого газа в Михаий), и Восточную, Среднедунайскую, значительно превышающую первую по площади. Восточная впадина заключает все нефтяные и газовые месторождения страны (рис. 86). Месторождения группируются в трех основных нефтегазоносных областях: Юго-Западной с центром в г. Надьканижа, или Надьканижской, Восточной с месторождениями, расположенными восточнее р. Тиса, включая Сольнок, или Затисенской, и Северной, или Бюкской, примыкающей с юго-востока к горам Бюкка, южнее г. Мишкольца. Надьканижская область находится на юго-западном и южном погружении поднятия (горного массива) Бакони и содержит основные нефтяные месторождения. В Затисенской области развиты преимущественно газовые

и газонефтяные месторождения. В Северной области известны три месторождения нефти — Бюкксек, Демжьен, Мезекерестеш. В районе Будапешта имеются небольшие газовые месторождения Эрсентмиклош и Секешфехервер.

Поверхностные выходы нефти были известны только на месторождении Ловаси и в горах Бюкка, где обнажаются нефтенасыщенные песчаники олигоцена. В 1906 г. создана первая государственная организация по поискам нефти, однако буровые работы начаты только в 1922 г. В первой скважине, пробуренной в 1923 г. на месторождении Будафапуста, нефтеносных пластов не обнаружено. С 1935 г. для поисков структур начичает

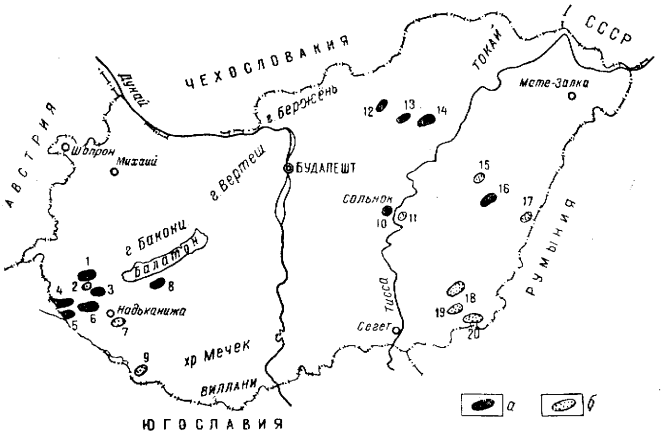


Рис. 86. Схематическая карта размещения основных нефтяных и газовых месторождений Венгрии.

Месторождения: *а* — нефтяные, *б* — газовые. *1* — Надьлендьел; *2* — Хахот-Эдерич; *3* — Хахот-Пустасентласло; *4* — Ловаси; *5* — Уйфалу; *6* — Будафапуста; *7* — Инке; *8* — Бужак; *9* — Гергетег-Бабоча; *10* — Сольнок; *11* — Ракошифальва; *12* — Бюкксек; *13* — Демжьен; *14* — Мезекерестеш; *15* — Хайдусобосло; *16* — Бихарнадьбайом; *17* — Керешсегопати; *18* — Пустафельдвар; *19* — Тоткомлош; *20* — Баттонья.

широко применяться гравиметрия, позволившая выявить ряд погребенных поднятий. Первое нефтяное месторождение Будафапуста открыто в 1937 г. В 1940 г. выявлено расположенное рядом с ним месторождение Ловаси, а в 1941—1942 гг. — Уйфалу и Хахот-Пустасентласло. В Затисенской области в это же время открыто и первое нефтяное месторождение Керешсегопати, а в 1946 г. — газонефтяное Бихарнадьбайом. Ко времени национализации нефтяной промышленности (1948 г.) в стране было выявлено только шесть месторождений. В 1950 г. составлена гравиметрическая карта Венгрии, на основании которой в дальнейшем проводилось поисковое бурение. В 1951 г. скважиной, заложенной на месте гравитационного максимума, открыто самое крупное в стране нефтяное месторождение Надьлендьел. В это же время установлена промышленная нефтеносность Северной области, где выявлено месторождение нефти Мезекерестеш. В последующие годы бо́льшая часть открытий сделана в Затисенской области, причем новые месторождения отличаются повышенной газоносностью. Нефтяные скопления часто представляют лишь оторочки газовых залежей. В 1958 г. в Затисенской области открыто самое крупное в стране по запасам газа (после Хайдусобосло) месторождение Пустафельдвар.

Всего в Венгрии установлена нефтегазоносность 45 структур, но существенное значение имеют 10—12 месторождений.

Таблица 55

Схематический литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность кайнозойских отложений нефтегазоносных областей Венгрии

Система	Отдел	Серия, ярус	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	—	—	Пески, песчанистые глины, галечники, лессовидные суглинки, прослои лигнита	2—170	—
Неоген	Плиоцен	Левантин	Пестроцветные песчанистые глины, глинистые пески, галечники, конгломераты, линзы бурого лигнита, местами вулканогенные породы	50—100	—
		Паннонская	Верхний: чередующиеся серые пески, глины, мергели, песчаники	400—1800	Газ в Затисенской области
			Нижний: пески, песчаники с прослоями глин, мергелей	300—1300	Нефть и газ в Надьканижской и Затисенской областях
	Миоцен	Сармат	Надьканижская область Глины, мергели с прослоями известняков, песков и песчаников Затисенская область Песчано-глинистая толща с прослоями туфов, известняков и конгломератов Бюккская область Андезиты, базальты, риолиты и их туфы	30—700	Нефть в Затисенской области
		Тортон	Надьканижская область Литотамниевые известняки или глины с прослоями мергелей и глауконитовых песчаников Бюккская область Риолиты, дациты, андезиты и туфы Затисенская область Конгломераты и песчаники, туфы или литотамниевые известняки	10—700	Нефть и газ в литотамниевых известняках в Надьканижской и Затисенской областях
		Гельвет	Бюккская область Вулканогенные породы, риолиты, дациты, андезиты, туфо-песчаники	200—700	Нефтегазопроявления

Продолжение табл. 55

Система	Отдел	Серия, ярус	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Палеоген	Олигоцен	Хатт	Бюккская область Пестроцветные песчанистые глины с прослоями песчаников и остатками рыб	До 350	Нефтегазопроявления
		Руппель	Тонкослоистые глины с остатками рыб или туфы, туфо-песчаники с прослоями глин	650—1500	Нефть и газ в песчаниках в Бюккской области
		Латторф	Красноцветные кварцевые песчаники, конгломераты, бурый уголь	50—380	То же
	Эоцен	—	Бюккская область Континентальные грубозернистые пески, конгломераты, прослои андезитовых туфов или фораминиферовые мергели и нуммулитовые известняки, угленосные прослои	40—400	—

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В разрезе осадочных пород нефтегазоносных областей четко выделяются два этажа, разделенные регионально выраженным перерывом: верхний, сложенный отложениями неогена, и нижний, включающий весьма неравномерно развитые отложения палеогена и мезозоя. Разрез отложений кайнозоя и их нефтегазоносность приведены в табл. 55. Среди отложений мезозоя в нефтегазоносных областях встречаются триасовые, реже верхнемеловые. В Средне-Венгерских (Бакони) и Южно-Венгерских (Мечек, Виллани) горах бассейна известен весь мезозойский разрез.

Породы триаса сложены известняками и кавернозными доломитами с весьма изменчивой мощностью. Они нефтеносны в Надьканижской области — месторождения Надьлендьел, Хахот-Пустасентласло, — где образуют вместе с покрывающими их маломощными слоями литотамниевых известняков тортона единый резервуар. Меловые отложения вскрыты на месторождении Надьлендьел и расчленяют здесь на три толщи (сверху вниз): глинисто-известковистую с *Inoceramus* и *Globotruncana* мощностью до 300 *м*, известняковую с гиппуритами мощностью до 220 *м* и известняково-мергелистую мощностью до 300 *м*. Меловые отложения вместе с подстилающими их доломитами триаса и известняками тортона образуют единый нефтеносный резервуар. Вдоль долины р. Тисса на юге и через г. Дебрецен на севере протягивается сравнительно узкая (до 70 *км* шириной) зона развития меловых и палеогеновых отложений флишевого типа, газоносных на месторождении Хайдусобосло. В разрезе кайнозоя и мезозоя коллекторами являются: в паннонских отложениях — песчаники линзовидного строения, часто выклинивающиеся в своде структур, с мощностью, редко превышающей 20 *м*, обладающие сравнительно высокой пористостью (до 25%), но весьма различной проницаемостью (4—1400 *мд*);

в сарматских и триасовых отложениях — известняки и доломиты (в триасовых карбонатах пористость микрокарстового происхождения); в палеогеновых отложениях — плотные песчаники с проницаемостью, не превышающей 30 *мд*; в породах флишевого типа мелового палеогенового возраста на коллекторские свойства влияет их трещиноватость.

В табл. 56 приведены данные по коллекторским свойствам продуктивных пластов паннонских и олигоценовых отложений по отдельным месторождениям. Для состава газа некоторых месторождений характерно большое содержание CO_2, достигающее иногда 70% (табл. 57).

Таблица 56

Характеристика отдельных месторождений нефти и газа Венгрии

Возраст	Литологический состав	Мощность отдельных пластов, *м*; количество основных продуктивных пластов	Месторождение	Коллекторские свойства	
				пористость, %	проницаемость, *мд*
Нижний паннон	Песчаники линзовидной формы	2—20, шесть	Будафапуста	17,8	90—188
		2—22, пять	Ловаси	7,4—28,6	22—131
		Два	Уйфалу	12,4—20,5	28—40
		Четыре	Пуста фельдвар	16,5—23	11,9—365
		Пять	Сандасоллош	20—22	4,4—66,5
		Два	Баттонья	25	40—1400
		Один	Сольнок	20—25	10—30
Олигоцен	Песчаники	Один-четыре	Мезекерестеш	16—20	0,8—24

Таблица 57

Характеристика газов некоторых газовых залежей с высоким содержанием CO_2

Месторождение	Возраст	Состав, %						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	N_2	O_2
Инке	Нижний паннон	30	—	—	—	70	—	—
Баттонья	То же	48,7	2,7	0,9	0,4	42,5	4,5	0,1
Пустафельдвар	Нижний паннон, пласт векеш	29,9	1,6	0,4	—	63,5	4,2	0,3
Хайдусобосло	Нижний паннон	76,5	2,7	0,9	—	10,5	9,3	—
Бихарнадьбайом	То же	74—94	—	—	—	0,5—17,8	5—8	—
Мезекерестеш	Олигоцен	12,8—25,2	—	—	—	48,7—83,3	3,9—15,2	0,5—1,7

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Среди нефтяных и газовых месторождений Венгрии выделяются четыре основные структурные формы, с которыми связана нефтегазоносность (табл. 58).

Таблица 58

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Венгрии

Структурные формы	Типы залежей	Примеры месторождений
Пологие брахиантиклинали	Пластовые сводовые, иногда нарушенные разрывами	Будафапуста, Ловаси, Уйфалу
	Литологически экранированные	Будафапуста, Ловаси
Купола и брахиантиклинали (структуры облекания)	Пластовые сводовые	Бихарнадьбайом, Пустафельдвар, Баттонья, Керешсегопати
	Массивные сводовые	Хахот-Пустасентласло
	Литологически экранированные	Сандашоллош, Пустафельдвар
Структурный нос или терраса		Татарюлеш, Хахот-Эдерич
Пологое поднятие, рассеченное на блоки	Тектонически экранированные	Мезекерестеш, Демжьен, Бюкксек
Погребенный эрозионный выступ, рассеченный на блоки	Массивные сводовые	Надьлендьел

1. Пологие купола и брахиантиклинали с углами падения крыльев, редко превышающими 10°, сложены отложениями плиоцена и миоцена, облекающими выступы донеогенового рельефа. Структуры весьма слабо нарушены разрывами. Наиболее характерны для Затисенской нефтеносной области, где эрозионные выступы образованы кристаллическими или метаморфическими породами, — месторождения Бихарнадьбайом, Керешсегопати, Тоткомлош, Пустафельдвар, Баттонья и др., или для Северной области, где развиты меловые палеогеновые породы флишевого облика — месторождения Хайдусобосло, Надудвар и др. Структуры облекания на кристаллическом фундаменте развиты также в южной части Надьканижской области — месторождения Гергетек, Бужак.

2. Поднятия, образованные системой блоков, сложенных отложениями мезозоя или палеогена, перекрыты породами неогена или выходят на поверхность. Погребенное под неогеновым покровом блоковое поднятие, сложенное отложениями мезозоя, имеется в месторождении Надьлендьел Надьканижской области. Такое же поднятие, сложенное палеогеновыми отложениями и также перекрытое неогеном, образует месторождение Мезекерестеш Бюккской области. Здесь же на месторождениях Бюкксек,

Демжьен и Эрсентмиклош блоки палеогеновых пород выходят на поверхность.

3. Антиклинали, сложенные неогеновыми отложениями с углами падения крыльев до 15°, слабо нарушенные разрывами, развиты на

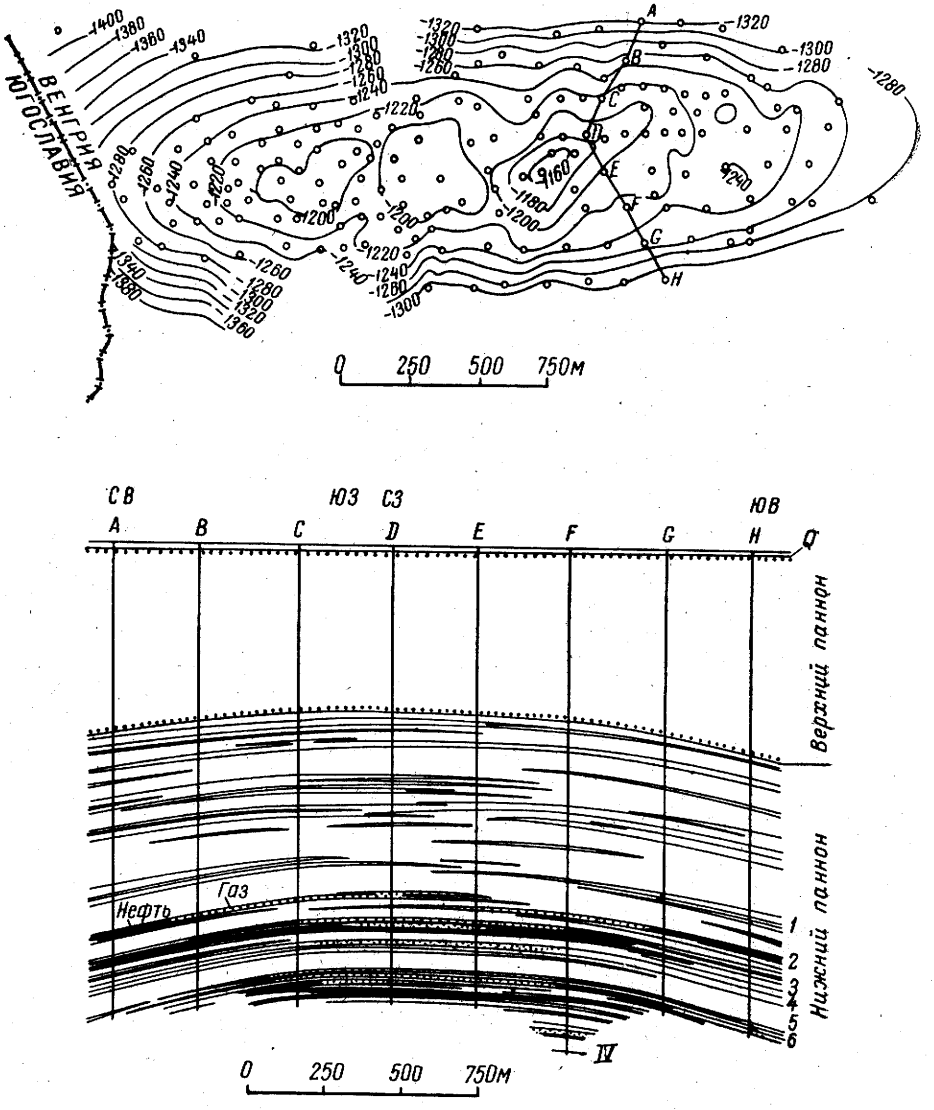


Рис. 87. Структурная карта кровли песчаников ловаси и разрез нефтяного месторождения Ловаси.

1 — песчаники пака; *2*, *3* — песчаники ратка: *2* — верхние, *3* — нижние; *4* — песчаники сигет; *5* — мергели ленти; *6* — песчаники ловаси.

севере Надьканижской области — месторождения Будафапуста, Ловаси, Уйфалу, Инке и др., в меньшей степени в других областях.

4. Месторождения Хахот-Эдерич и Татарюлеш представляют пример структурных форм, образованных террасами (Хахот-Эдерич) или «носами» (Татарюлеш) на склонах поднятий.

В этих структурных формах известны различные типы залежей. Для паннонских отложений всех структур характерно развитие литологически экранированных залежей (выклинивающихся на своде поднятий)

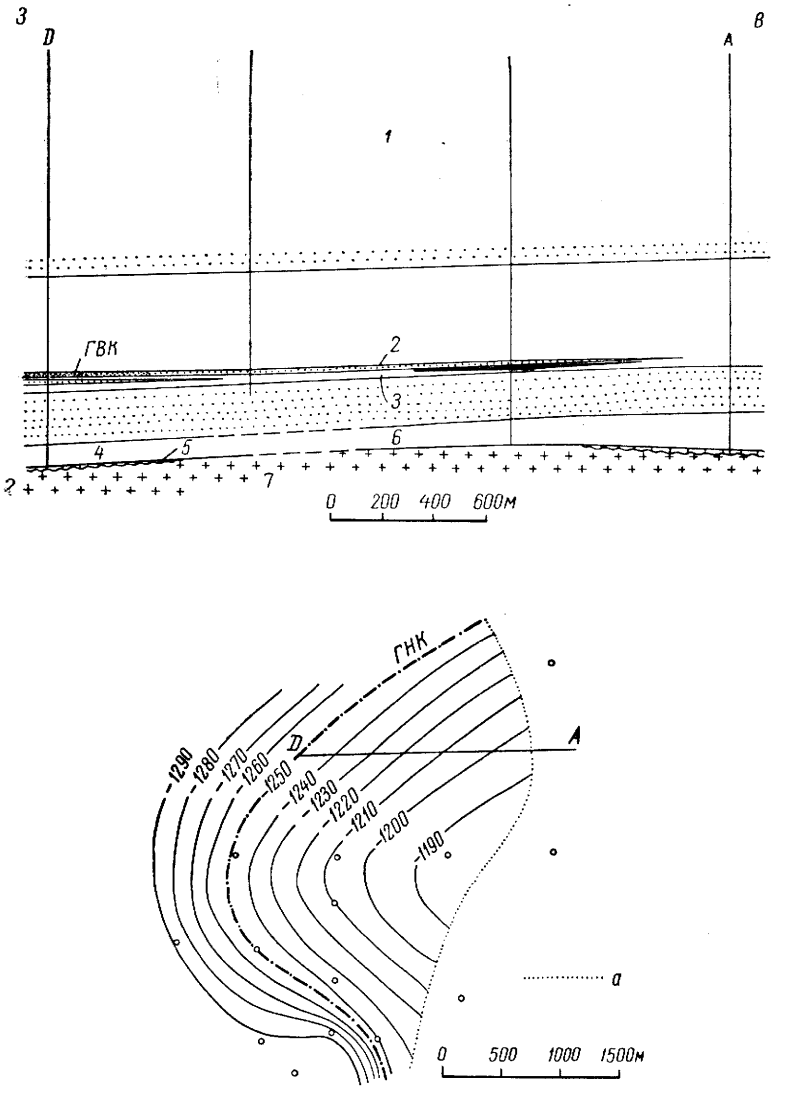


Рис. 88. Структурная карта кровли верхнего песчаника свиты нова и разрез газового месторождения Хахот-Эдерич.

1 — верхний паннон; *2*, *3* — нижний паннон: *2* — свита нова, *3* — свита тофей; *4* — мергели свиты хахот; *5*, *6* — миоцен, литотамниевые известняки; *7* — диориты и порфириты. *а* — линия выклинивания.

наряду с пластовыми сводовыми; в тортонских и триасовых известняках заключены массивные залежи.

В табл. 59 и на рис. 87—93 даны краткая характеристика, структурные карты и разрезы наиболее типичных или крупных нефтяных и газовых месторождений Венгрии.

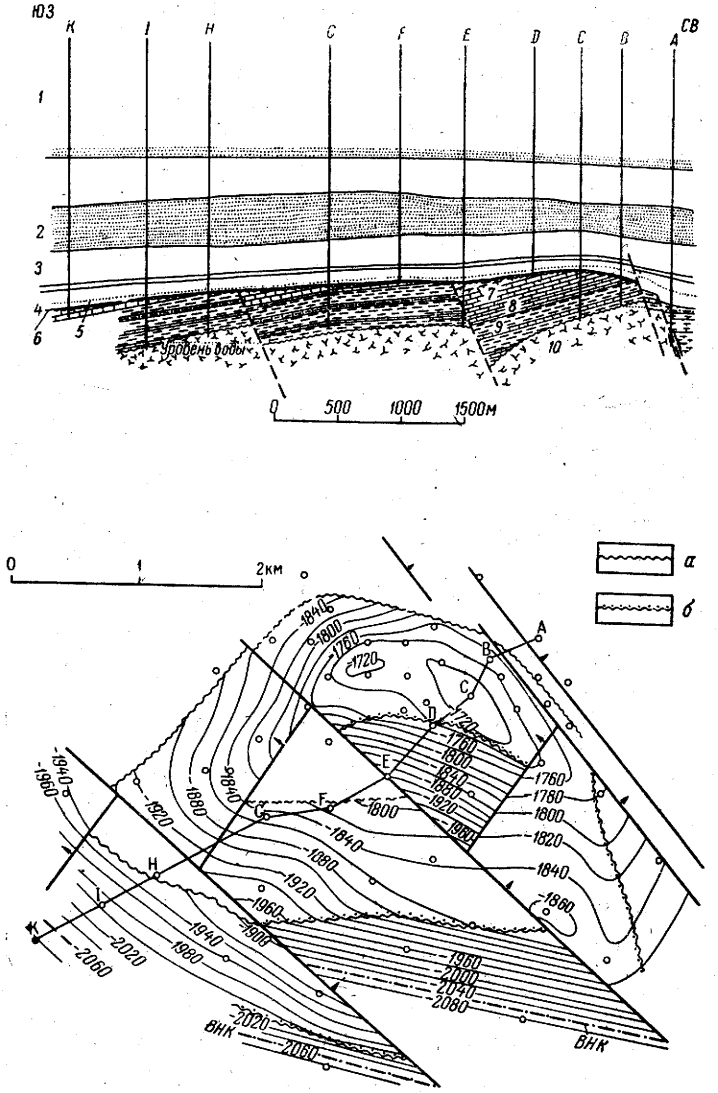


Рис. 89. Структурная карта кровли гиппуритовых известняков и разрез месторождения Надьлендьел.

1, *2* — паннон: *1* — верхний, *2* — нижний; *3* — сармат; *4—6* — тортон: *4* — нерасчлененный, *5* — глауконитовые песчаники, *6* — литотамниевые известняки; *7—9* — верхний мел: *7* — мергели с иноцерамами, *8* — гиппуритовые известняки, *9* — свита с *Gryphea*; *10* — триасовые доломиты. *а*, *б* — границы распространения: *а* — гиппуритовых известняков, *б* — мергелей с иноцерамами.

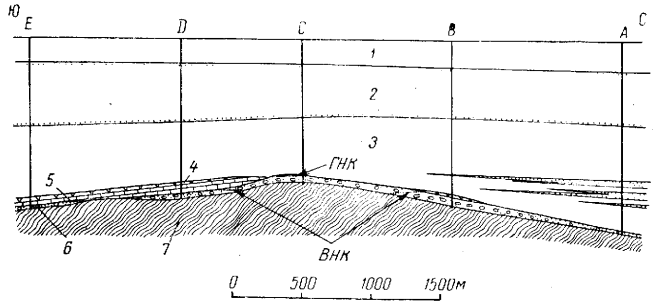


Рис. 90. Разрез нефтяного месторождения Бихарнадьбайом.

1 — левантин — плейстоцен; *2*, *3* — паннон: *2* — верхний, *3* — нижний; *4* — вулканические туфы; *5* — литотамниевые известняки, тортон; *6* — конгломераты; *7* — метаморфические породы фундамента.

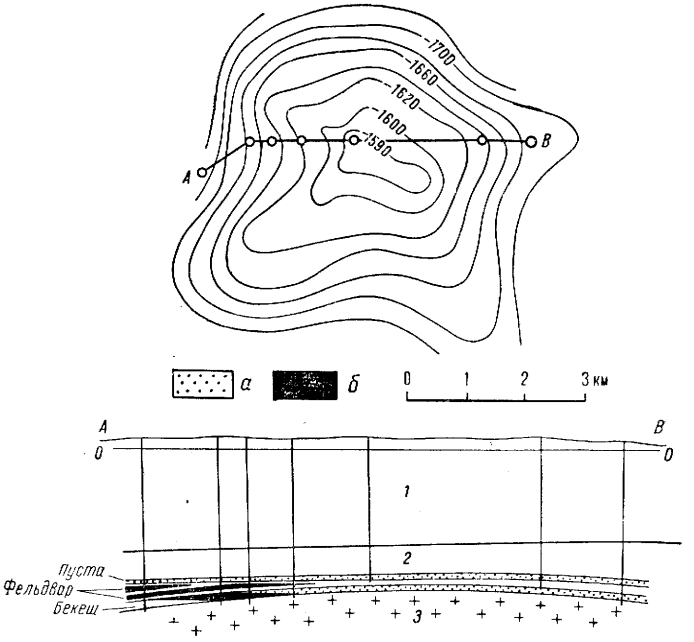


Рис. 91. Структурная карта кровли пласта бекеш и разрез месторождения Пустафельдвар.

1, *2* — паннон: *1* — верхний, *2* — нижний; *3* — метаморфические породы фундамента. *а* — газ; *б* — нефть.

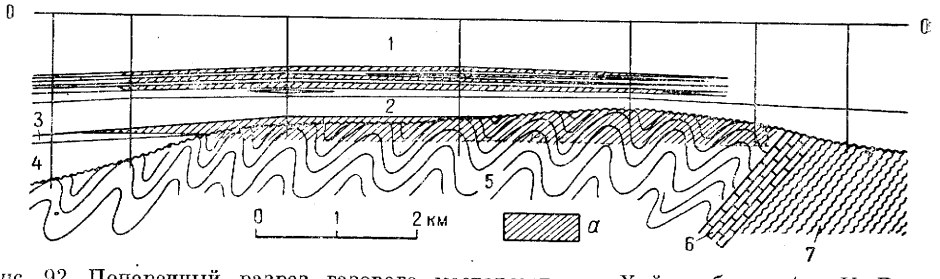


Рис. 92. Поперечный разрез газового месторождения Хайдусобосло (по У. Данк, 1962).

1 — верхний паннон и левантин; *2* — нижний паннон (газоносный); *3* — сармат (газоносный); *4* — тортон; *5* — палеогеновый и меловой флиш; *6* — юра; *7* — породы палеозойского фундамента. *а* — газ.

Таблица 59

Характеристика типичных месторождений нефти и газа Венгрии

Месторождение, год открытия	Строение	Нефтегазоносность (плотность нефти, *г/см³*; состав газа, %; глубина и мощность залежей, *м*)
Юго-Западная (Надьканижская) область		
Будафапуста, 1937	Брахиантиклиналь, углы падения крыльев 2—3°, увеличиваются с глубиной; сложена породами неогена	Продуктивны 6 пластов линзовидных песчаников нижнего паннона, залегающих на глубине 1000—1400 *м*: I — Будафа, II — Зала, III — Верхний Лиспе, IV — Нижний Лиспе, V — Керете, VI — Боршфа. Пласты I, II, III, IV содержат нефтяные залежи с газовой шапкой. Площадь нефтегазоносности 10×1,7 *км²*. Плотность нефти 0,833
Ловаси, 1940	Брахиантиклиналь с углами падения крыльев до 15°, увеличиваются с глубиной (западная периклиналь находится в Венгрии); сложена породами неогена	Продуктивны 5 линзовидных пластов нижнего паннона в интервале 1000—1600 *м*: I — Пака, состоит из 12 линз; газоносный, площадь 5 *км²*; II — Верхний Ратка; III — Нижний Ратка; IV — Сигет, V — Ловаси. Пласты II, III, IV, V содержат нефтяные залежи с газовой шапкой. Площадь нефтегазоносности 10×2 *км²*. Плотность нефти 0,822
Хахот-Пустасентласло (1942)	Пологий купол, сложенный породами неогена, облекающий эрозионный выступ известняков триаса, на востоке нарушен сбросом	Нефтеносны известняки и доломиты триаса и покрывающие их литотамниевые известняки тортона, залегающие на глубине 1400—1500. Плотность нефти 0,868
Хахот-Эдерич (Пустаэдерич)	Структурная терраса на западном склоне поднятия Хахот	Газоносны два линзообразных пласта нижнего паннона мощностью 12 и 16, выклинивающиеся по восстанию. Площадь газоносности 5,5 *км²*. Глубина залегания 1200—1300. Газ: CH_4 90,2; CO_2 1,4; N_2 8,4
Надьлендьел (1951)	Пологий эрозионный выступ, сложенный породами триаса и мела и рассеченный на ряд блоков. Перекрыт отложениями неогена	Нефтеносны доломиты триаса, мергели верхнего мела, в меньшей степени литотамниевые известняки тортона. Глубина залегания 1900—2500. Плотность нефти 0,948
Восточная (Затисенская) область		
Бихарнадьбайом (1947)	Пологая брахиантиклиналь, сложенная отложениями неогена, облекающими выступ метаморфических пород фундамента	Нефтяная залежь с газовой шапкой в базальных песках и конгломератах: на западном крыле нефтеносны литотамниевые известняки тортона; на периклинали газоносны нижнепаннонские пески. Плотность нефти 0,803

Продолжение табл. 59

Месторождение, год открытия	Строение	Нефтегазоносность (плотность нефти, *г/см*³; состав газа, %; глубина и мощность залежей, *м*)
Пустафельдвар (1958)	Пологий купол, сложенный плиоценовыми отложениями, облекающими поднятие в метаморфическом фундаменте	Продуктивные песчаники нижнего паннона — 4 пласта: I — Пуста, глубина 900—1250, залежь метана. II — Верхний фельдвар, глубина 1550—1650, газовая залежь; газ: CH_4 86,8, C_2H_6 2,2, C_3H_8 0,9, CO_2 3,2, N_2 6,5. III — Нижний фельдвар, глубина 1640—1740; газонефтяная залежь; плотность нефти 0,872. IV — Бекеш, глубина 1685—1800; газонефтяная залежь: плотность нефти 0,808; газ: CH_4 29,9, C_2H_6 1,6, C_3H_8 0,4, CO_2 63,5, N_2 4,2
Хайдусобосло (1958)	Пологий купол, сложенный плиоценовыми и сарматскими отложениями, облекающими поднятие, сложенное породами палеогена и мела флишевого типа	Газоносны: песчаник верхнего паннона, известняки и конгломераты сармата, мелопалеогеновый флиш
Северная (Бюккская) область		
Мезекерестеш (1951)	Поднятие, сложенное отложениями палеогена и триаса, рассеченное на блоки и перекрытое породами неогена	Газонефтеносные олигоценовые песчаники отдельных блоков. Глубина залегания продуктивных пластов от 1000 до 1400. Плотность нефти 0,870
Демжьен (1954)	Поднятие, сложенное отложениями палеогена, рассеченное на небольшие блоки	Нефтеносны песчаники олигоцена. Глубина залегания 150—350. Плотность нефти 0,885

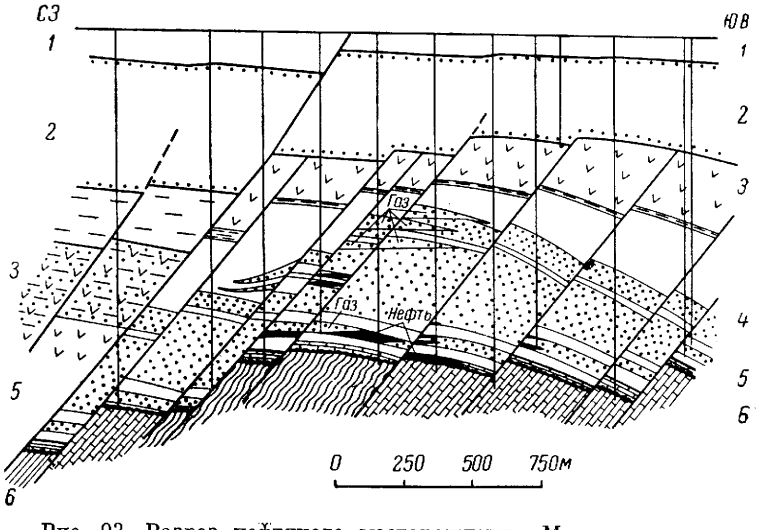


Рис. 93. Разрез нефтяного месторождения Мезекерестеш.

1 — плейстоцен; *2* — паннон; *3* — миоцен; *4* — олигоцен; *5* — эоцен; *6* — триас.

ЛИТЕРАТУРА

Кертаи Д. Месторождения нефти и газа Венгрии. XX Международный геол. конгресс. т. II. Гостоптехиздат, 1959.

Kertai G. Typen von Epdöl und Erdgaslogerstätten in den Ablagerungen des mesozoikums in Ungarn. Erdoel — Zeitschrift, Nr 77, September, 1961.

Dank V. Az uj mogyar földgazelordulasok földtani alkata Bànyàszati Lapok, Nr 11, 1962.

§ 13. ЮГОСЛАВИЯ

Нефтяные и газовые месторождения приурочены к юго-западной, Преддинарской периферии Паннонского нефтегазоносного бассейна [1], расположены в трех районах: в северо-восточных частях Словении, северо-восточнее г. Загреб, в Хорватии, юго-восточнее г. Загреб, и в юго-восточной Сербии, северо-восточнее г. Белград (рис. 94).

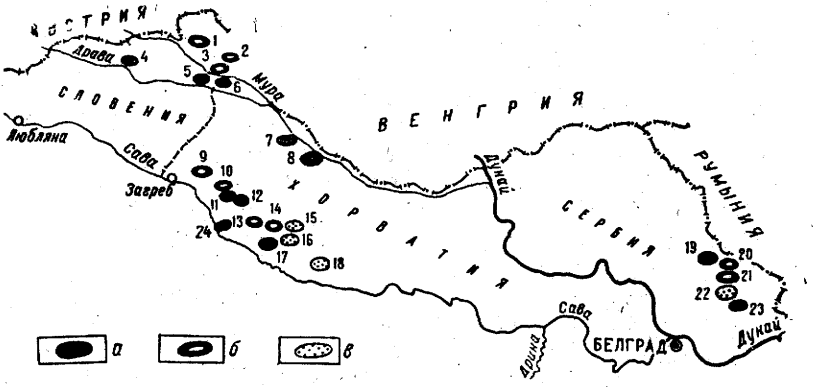


Рис. 94. Схематическая карта размещения нефтяных и газовых месторождений Югославии.

Месторождения: *а* — нефтяные, *б* — газонефтяные, *в* — газовые. *1* — Филовцы; *2* — Долина; *3* — Петешовцы; *4* — Долня Лендова; *5* — Селница; *6* — Пекленица; *7* — Копривница; *8* — Вировитица; *9* — Дуго Село; *10* — Клоштар Иванич; *11* — Шумецани; *12* — Буньяни; *13* — Мрамор Брдо; *14* — Гойло; *15* — Яна Липа; *16* — Буявица; *17* — Кутино; *18* — Ново Градишка; *19* — Бока; *20* — Велика Греда; *21* — Джерменовцы; *22* — Локве; *23* — Янозик; *24* — Стружец.

Поверхностные нефтепроявления впервые отмечались в 1788 г. в районе Пекленица (междуречье Драва и Мура). Здесь же с 1856 г. началась добыча нефти при помощи колодцев глубиной до 5 *м*, а с 1884 г. и промышленная разведка. Первоначально было пробурено три скважины; в самой глубокой (350 *м*) получены притоки легкой, а в двух других тяжелой нефти из отложений нижнего паннона. В 1885 г. при проведении буровых работ в районе Селница в этих же отложениях также выявляется ряд горизонтов с легкой нефтью. Однако месторождения оказались небольшими и давали не более 5 *т* нефти в сутки. В 1918 г. значительные газовые скопления найдены в Буявице. После первой мировой войны нефтепоисковые работы возобновились в 1930 г., когда на структуре Гойло был вскрыт мощный газоносный горизонт. В 1935 г. начали разрабатывать нефтяные месторождения Пекленица и Селница. В 30-х годах в районе Розани были вскрыты два малопродуктивных нефтяных горизонта; а в 1938 г. около г. Тузла получены незначительные притоки (до 400 *кг/сутки*) легкой нефти из эоценового флиша, а вблизи г. Сисак — притоки газа (со следами нефти) из паннонских отложений. В течение

[1] См. § 12. «Венгрия».

1941—1945 гг. пробурено 140 глубоких скважин. В отложениях нижнего паннона выявлены основные нефтяные залежи: Гойло (1941) *, Долина (юго-западное продолжение месторождения Ловаси, расположенного на территории Венгрии, 1942) *, Петешовцы и менее крупные — Шумецани, Долня Лендава и др., а также газовое месторождение Яна Липа (1943) *. Послевоенный период, особенно начиная с 1952 г., ознаменовался значительным ростом нефтегазопоисковых работ, приведших к открытию

Таблица 60

Литолого-стратиграфический разрез отложений нефтеносных районов югославской части Паннонского бассейна

Система	Отдел	Ярус	Горизонт, слои	Литологический состав	Мощность, м
Четвертичная				Лёсс, суглинки, глины, иногда песчаные, пески	>100
Неоген	Плиоцен	Левантин	Палюдиновые	Пески, песчаные глины и глины с углистыми остатками и прослоями лигнита. В верхней части преобладают пески и сильно песчанистые глины	500—900
		Паннон	Конгериевые (ромбоидеа)	Переслаивающиеся пески, глины и мергели. Встречаются тонкие прослои лигнитов	250—400
			Абихи	Мергелистые и песчаные глины с прослоями песков, известковистых песчаников и мергелей	300—900
			Белых мергелей	Светло-серые и белые мергели с прослоями глинистых известняков, а в Междумурье — серые известковистые глины с прослоями рыхлых песчаников	30—250
	Миоцен	Сармат		Битуминозные глинистые и песчанистые сланцы с прослоями песков и конгломератов	0—200
		Тортон и гельвет		Известковистые глины, пески и песчаники с прослоями битуминозных сланцев	0—800
		Бурдигал и аквитан		Мергели, глины, песчаники с прослоями туфов (андезитов), конгломератов, включения песчаников. В некоторых районах в основании толщи породы кристаллического фундамента	
Палеоген	Олигоцен			Глина, мергели, пески, песчаники, битуминозные сланцы и конгломераты с прослоями бурых углей	0—600
				Породы кристаллического фундамента	—

месторождений нефтяных: Мрамор Брдо (1950) *, Буньяни (1952) *, Локве (1953) *, Бока (1955) *, Копривница, Вировитица (1957) *, газовых — Бечей (1949) * и газонефтяных — Велика Греда (1949) *, Джерменовцы (1952) *, Клоштар Иванич и Дуго Село (1953); Стружец (1960) *, Иванич Град (1964) *, Липовляни (1964) * и др. Гравиметрическими исследованиями в югославской части Паннонского бассейна выявлено свыше 130 поднятий, причем более 30 из них нефтегазоносные.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Схематический разрез отложений, слагающих нефтегазоносные районы Югославии, и распределение нефтегазоносности по разрезу показаны в табл. 60 и 61.

Таблица 61

Распределение продуктивных отложений югославской части Паннонского бассейна

Отложения	Литологический состав; мощность, *м*; пористость, %	Состав залежи (плотность, *г/см*³; содержание, %)
Конгериевые (ромбоидеа)	Песчаники и пески	В месторождении Пекленица — нефть, плотность 0,927—0,948; асфальтовая; парафина 1,6, асфальтенов 0,3, смол 14%. Фракции, выкипающие до 150° С, отсутствуют
Абихи (горизонты: пака, ратка, сигет, илова, гойло и др.)	Пески, песчаники, по простиранию обычно замещаются глинами; до 900, отдельных пластов 2—100; пористость от 14 до 30	В месторождениях Гойило, Селница, Долина — нефть, плотность 0,827—0,890; высокое содержание бензиновых и керосиновых фракций. В месторождении Селница — нефть: парафина 4,8, асфальтенов 0,003, смол 3,5%. В месторождениях Долина, Петешовцы, Яна Липа, Филовцы и Гойло — газ: CH_4 88,04—99; тяжелых углеводородов 1—11,55
Белых мергелей (горизонт петешовцы)	Мергели; 5—17	В месторождении Петешовцы — нефть, плотность 0,89; парафинистая
Тортонские и сарматские	Конгломераты, известняки и песчаники; до 14; пористость до 20	В месторождении Велика Греда — нефть, плотность 0,935—0,948; парафина 7,13, асфальтенов 3,99, серы 0,77%. В месторождении Джерменовцы — нефть, плотность 0,928, парафинов 16,91, серы 0,67%. В месторождении Велика Греда — газ: CH_4 91,7—99,5; тяжелых углеводородов 0,6—5,1
	Песчаники и конгломераты	Нефтепроявления
	Песчаники, мергели и сланцы	Газопроявления и твердые битумы. В районе Тузла — нефть легкая

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения нефти и газа обычно приурочены к вытянутым асимметричным брахиантиклиналям, это — Петешовцы, Долина, Велика Греда, или к симметричным брахиантиклиналям — Яна Липа, или к купо-

лам — Буявица. Большинство структур нарушено продольными и поперечными сбросами (Гойло) или взбросами (Дуго Село). Простирание структур контролируется направлениями передовых хребтов Альп и Динарид, обрамляющих здесь Паннонский бассейн. Глубина залегания нефтегазоносных горизонтов изменяется от 200 до 2000 *м*. Размеры площади залежей различные. В Буявице, например, длина залежи 700 *м*, ширина 300 *м*, в Велика Греде соответственно 2400 и 1350 *м*.

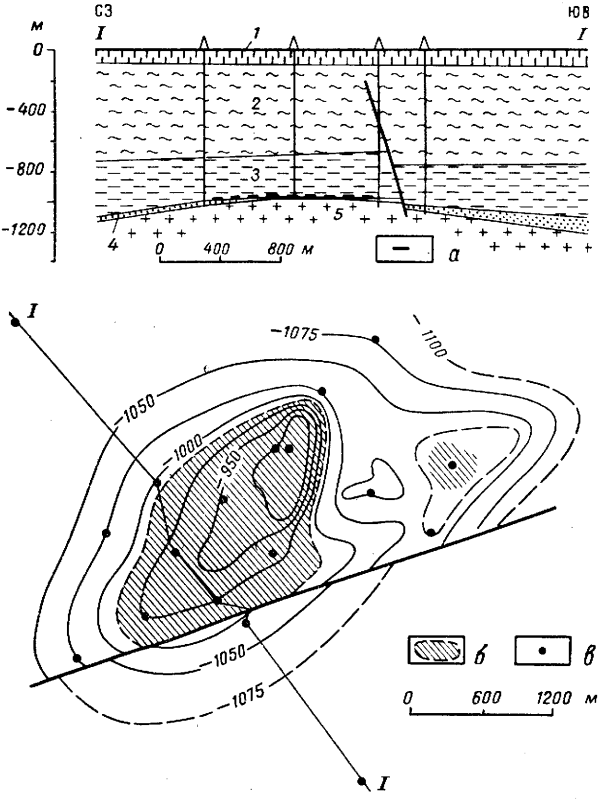


Рис. 95. Структурная карта кровли миоцена и поперечный разрез месторождения Велика Греда.

1 — четвертичные отложения; *2* — левантин; *3* — паннон; *4* — миоцен; *5* — породы кристаллического фундамента. *а*, *б* — залежи: *а* — в разрезе, *б* — в плане, *в* — скважины.

Месторождение Гойло газонефтяное, основное в Югославии. Приурочено к вытянутой почти широтно на 7 *км* антиклинали с углами падения до 20°, нарушенной сбросами, с амплитудой 30—40 *м*; сводовая часть осложнена небольшими локальными поднятиями. Нефтеносность приурочена к нижнеплиоценовым горизонтам илова и гойло. Горизонт гойло — основной объект разработки. Нефть здесь заключается в двух не выдержанных по простиранию пластах. Газоносность связана только с горизонтом илова, содержащим два высокопродуктивных пласта.

Месторождение Велика Греда газовое. Представлено двумя изолированными залежами, приуроченными к вторичным локальным поднятиям на почти широтно вытянутой пологой антиклинали площадью 5 × 2,5 *км*, нарушенной поперечным сбросом (рис. 95). Коллекторами являются конгломераты, песчаники и известняки тортона и нижнего сармата, залегающие непосредственно на габбро и перидотитах фундамента. Наиболее

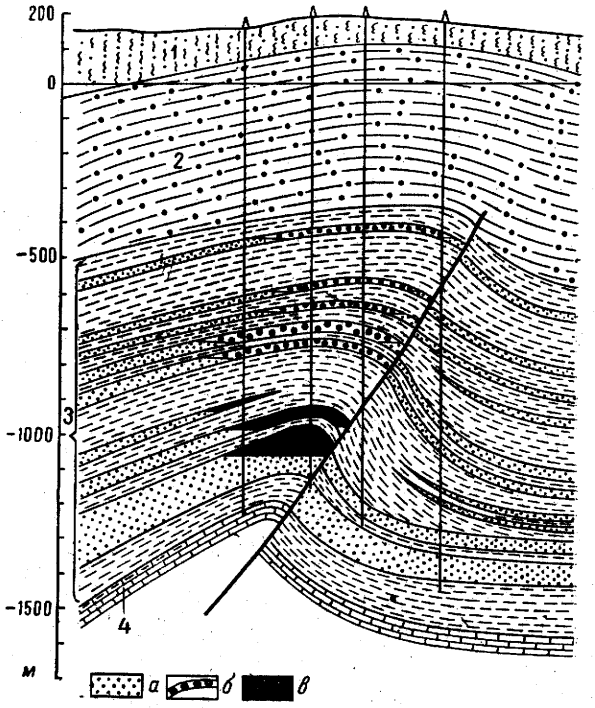


Рис. 96. Поперечный разрез месторождения Дуго Село.

1 — палюдиновые слои; *2* — конгериевые слои; *3* — слои абихи; *4* — слои белых мергелей. *а* — пески и песчаники; *б* — газ; *в* — нефть.

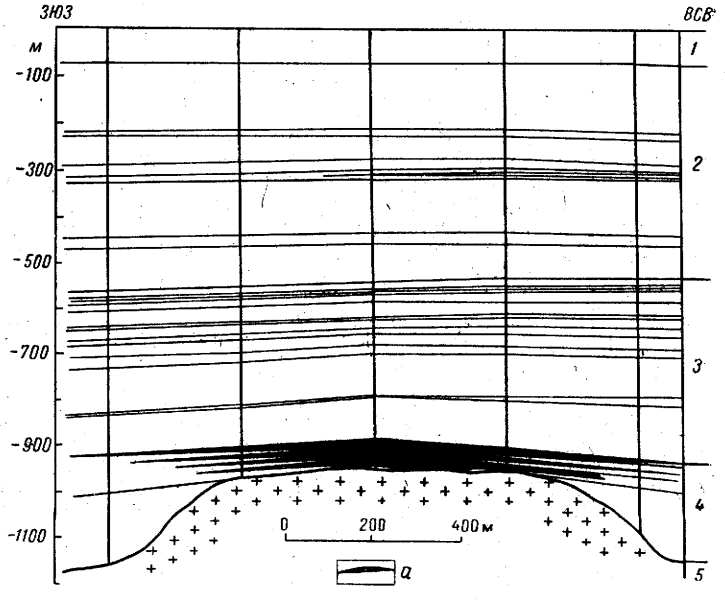


Рис. 97. Поперечный разрез месторождения Джерменовцы.

1 — четвертичные отложения; *2, 3* — плиоцен: *2* — верхний, *3* — нижний; *4* — миоцен; *5* — породы фундамента. *а* — нефть

Таблица 62

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа югославской части Панненского бассейна

Структурные формы месторождений	Типы залежей	Примеры месторождений
Антиклиналь, связанная с погребенными выступами кристаллического фундамента	Пластовые сводовые	Локве, Петешовцы, Яна Липа, Долина, Стружец
		Велика Греда, Джерменовцы
	Тектонически экранированные	Дуго Село, Бока, Мрамор Брдо
	Литологически экранированные	Дуго Село, Филовцы

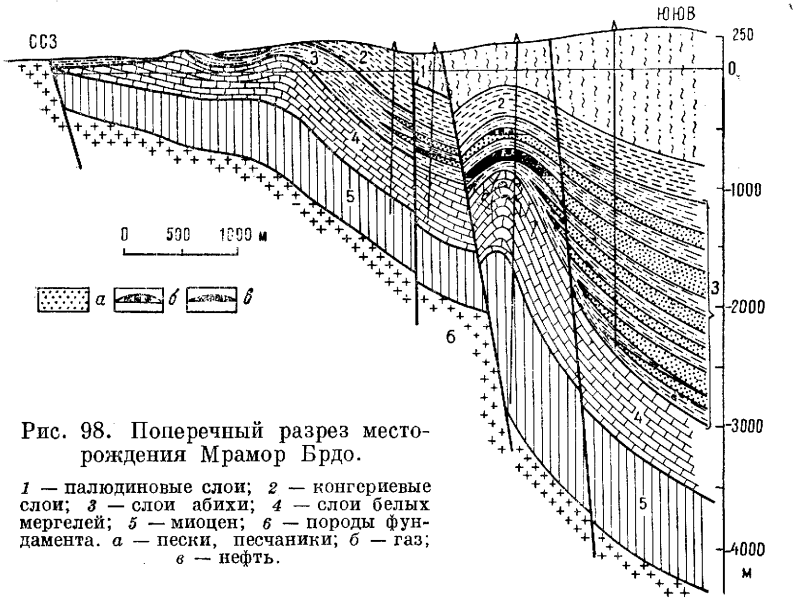


Рис. 98. Поперечный разрез месторождения Мрамор Брдо.

1 — палюдиновые слои; *2* — конгериевые слои; *3* — слои абихи; *4* — слои белых мергелей; *5* — миоцен; *6* — породы фундамента. *а* — пески, песчаники; *б* — газ; *в* — нефть.

крупная газовая залежь, связанная с западным поднятием, находится на глубине 829—900 *м*. Площадь ее 2,34 *км*^{2}. Залежь имеет небольшую нефтяную оторочку.

Месторождение Долина газонефтяное. Приурочено к периклинальной оконечности ненарушенной антиклинали, основная часть которой расположена на территории Венгрии (газонефтяное месторождение Ловаси). Основным нефтеносным горизонтом служат песчаники ловаси, разработка которых производится глубиннонасосным методом. Суточные дебиты нефти по скважинам 6—12 *т*. Газоносны песчаники горизонтов пака, ратка, сигет и мергели ленти, залегающие на глубине 1187—1282 *м*. Площадь газоносных пластов 4,56 *км*^{2}. Из залежей нефти и газа наиболее развиты пластовые сводовые и тектонически экранированные (табл. 62).

Старейшие месторождения страны Селница и Пекленица приурочены к прослеживающейся с запада на восток на расстояние более 100 *км* крупной антиклинали, разбитой многочисленными поперечными сбросами на отдельные приподнятые и опущенные блоки. В районе Селница

эта антиклиналь имеет несколько асимметричную форму с пологим (10—15°) южным и более крутым (15—25°) северным крыльями, причем углы их падения увеличиваются с глубиной, достигая в тортоне 50—60°. Нефтеносные горизонты связаны с нижней частью толщи абихи. С 1859 по 1946 г. из них добыто 20 тыс. *т* нефти.

В месторождении Пекленица, расположенном в 6 *км* к северо-востоку от Селницы, указанная антиклиналь характеризуется уже значительно меньшими углами падения пластов на крыльях — до 30° в пластах миоцена. Нефтеносность связана с конгериевыми слоями паннонского возраста.

Разрезы наиболее характерных месторождений нефти и газа приведены на рис. 96—98.

ЛИТЕРАТУРА

Askin V. Gasno polje Velika Greda. Nafta (Jugosl.), v. 9, No 11, 1958.

Galović S. Geološki odnosi strukture u Bujavici. Nafta (Jugosl.), v. 7, No 1, 1956.

La ripresa petrolifera Yugoslavia Riv. ital. Petrol., v. 22, No 6, 1954.

Pletikapic Živko. Lipovljani nafto i plinsko polje u Savskoj potolini Nafta., v. 15, No 6, 1964.

Tomasic J. Erdöl in Yugoslawien. Erdöl. Zeitschrift., v. 73, No 2, 3, 1957.

Una manifestazione petrolifera della Yugoslavia i bitumi di Vrgorac. Rivoluzione industr., v. 5, No 60, 1957.

Yugoslavia accelerates its exploration activity rate. World Oil, v. 143, No 3, 1956.

§ 14. АЛБАНИЯ

Нефтяные и газовые месторождения связаны с краевой юго-восточной частью Адриатического межгорного бассейна альпийской складчатой области (рис. 99).

Исторические сведения о проявлениях нефти и битумов относятся к периоду до нашего летосчисления. О древности разработок богатейшего месторождения битума в Селеницах свидетельствуют находки в заваленных штольнях кирок и лопат, относящихся ко времени древних римлян. В 1875 г. французское акционерное общество приступило к разработке месторождения битума Селеница, основываясь на данных геологических исследований 1867 г., проведенных французским геологом Коканом. В 1905 г. итальянский геолог Мартели исследовал районы Селеница и Влора, а в 1913 г. экспедиция итальянского общества «Прогресс науки» пришла к выводу о целесообразности постановки разведочного бурения на площади Кучево. Первая разведочная скважина пробурена в 1918 г. на площади Пенково. По некоторым сведениям в этой скважине до глубины 200 *м* вскрыто пять нефтеносных горизонтов (плотность нефти 0,934 *г/см*^{3}) и с глубины 100 *м* получен фонтан нефти дебитом до 100 *т*. В 1925 г. Англо-Иранской нефтяной компанией «АРОС» начато бурение первой скважины в Патосе, а в 1927 г. — на площади Арденица. В этот период на площади Пенково (Драшевица) буровые работы осуществляло итальянское общество «Ази».

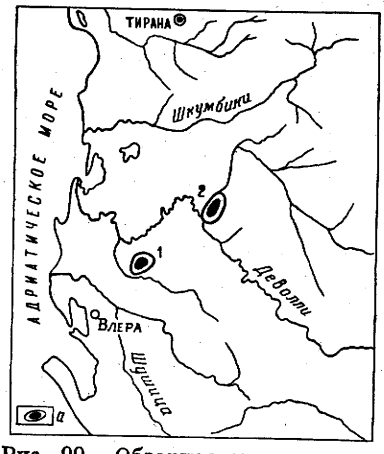


Рис. 99. Обзорная карта расположения нефтяных месторождений Албании.

а — месторождения: *1* — Патос, *2* — Сталино.

янское акционерное общество «SIMSA», а в 1928—1930 гг. — Албано-Французский синдикат. В 1928 г. итальянскими предпринимателями пробурена первая скважина в Кучево, давшая нефть. Промышленная эксплуатация месторождения началась в 1936 г., когда было добыто 45 тыс. *т* нефти. В 1939 г. начали эксплуатировать месторождение Патос. Перед второй мировой войной оба месторождения интенсивно разрабатывались. Так, в 1940—1942 гг. на Кучево (ныне Сталино) введено в эксплуатацию 900 скважин, на Патосе — 100 скважин. Патос до последнего времени являлось основным (до 80%) по добыче нефти в стране. В 1957 г. южнее г. Влона открыто нефтяное месторождение Мариизе, которое вскоре приобрело ведущую роль. Недавно открыты два газовых месторождения: Дивиаке в 60 *км* севернее Влоны и Бубулине в 40 *км* к северо-востоку от Влоны.

Таблица 63

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений нефтяных месторождений Патос и Сталино

Система	Отдел	Ярус	Свита	Литологический состав	Мощность, *м*
Неоген	Плиоцен	Астий		Песчаники, часто косослоистые, конгломераты, глины, реже мергели. По р. Шкумбини мощность около 1400 *м*	250—320
		Плезант		Глины светлые, известковистые, песчанистые. Мощность увеличивается в северо-западном направлении до 800 *м* и более	80—400
	Миоцен	Маотис	Половина	Песчаники и пески, местами с рассеянной галькой, разделенные глинами плотными, песчанистыми, мощностью 5—10 *м*, реже до 20 *м*. В других районах (к северу от р. Шкумбини) мощность верхнего миоцена с мощными пластами конгломератов достигает 1100 *м*	250—270
		Сармат	Кучево	Глины плотные, с редкими прослоями песчаников (пять прослоев), мощностью 3—8 *м*	170—190
		Тортон	Горани	В нижней части чередующиеся песчаники и пески мощностью от 8 до 22 *м*, с сильно песчанистыми глинами. В верхней части преобладают глины. Свита залегает несогласно на породах гельвета, а местами эоцена. Характеризуется резкой фациальной изменчивостью и увеличением мощности к северо-западу	200—250
			Дриза-патос	Чередующиеся пески и песчаники мощностью 6—15 *м* с песчанистыми известковистыми глинами. В основании песчаник с включениями глин и других пород (горизонт лавренце) достигает 25 *м* мощности	130
		Гельвет		Тонко чередующиеся глины, мергели, песчаники и литотамниевые известняки. В Адриатической впадине мощность гельвета с мощными пачками конгломератов и песчаников местами достигает 2500 *м*	110

Нефтегазоносность ограничивается отложениями неогена, лежащими резко несогласно на палеогеновых. В ряде мест синклинально залегающие породы неогена подстилаются размытыми сводами антиклиналей. Схематический разрез отложений неогена и нефтеносность их в районе нефтяных месторождений Патос и Сталино охарактеризованы в табл. 63 и 64.

Таблица 64

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений Албании

Свита	Литологический состав. Коллекторские свойства (пористость, %; проницаемость, *мд*)	Мощность, *м*: продуктивной толщи; отдельных пластов или горизонтов	Характеристика нефти (плотность, *г/см*³; содержание, %)
	Месторождение Патос		
Горани	Пески, песчаники средне- и мелкозернистые	160. Горизонты: I—8; II—18; III—22; IV—16	Окисленная
Дриза-патос	Пески, песчаники, средне- и крупнозернистые, местами с галькой и включениями комочков глин	130. Горизонты: V—15; VI—8; VII—5; VIII—18; IXа—6; IXб—25	Тяжелая, смолистая (плотность 0,953—1,10; серы 5,62; смол более 60)
	Месторождение Сталино		
Кучево-половина	Песчаники, пески. Пористость 14—31; проницаемость 12—400	125—300. От 0,2—0,5 до 5—7	Тяжелая, смолистая (плотность 0,945; серы 3,6; смол более 60). В нижней части свиты три нефтеносных горизонта — основные
Горани	То же	200—250. До 20—30	Тяжелая, смолистая (плотность 0,945; серы 3,6; смол более 60)
Дриза	Песчаники мелко- и среднезернистые	110	Окисленная, незначительные притоки

Месторождение Патос расположено на моноклинали, простирающейся от сел. Дранофорса (северо-запад) до сел. Крапес (юго-запад, на р. Гианица). Моноклиналь с наклоном пластов около 10° осложнена складчатостью типа структурных носов; наиболее крупный Патосский (длина его около 10 *км*) сложен отложениями тортона, сармата — мэотиса и плиоцена. Патос-Расковецкий нос в пределах отложений тортона — плиоцена осложнен сбросами северо-запад — юго-восточного простирания, амплитуда которых возрастает к северо-западу.

Залежи нефти относятся к группе литологически ограниченных; среди них могут быть выделены: а) полузамкнутые залежи, которые полностью или частично сообщаются с дневной поверхностью, — участки Масарейт, Маргалич, Русня и др.; залежи нарушены поперечными и продольными сбросами; б) замкнутые залежи на отдаленном погружении Патос-Расковецкого структурного носа — участки Ворат, Вербес, Дукас и др.; залежи такого типа связаны с песчаными пластами, которые по-

являются в разрезе в связи с увеличением мощности свиты в северо-западном направлении.

Залежи линзовидные и рукавообразные характеризуются сложными очертаниями контуров. Размер отдельных линз от 0,25 до 2—3 *км*². Ширина этих залежей 15—30 *м*, длина иногда достигает 250—300 *м*. Глубина залегания нефтеносных пластов колеблется от десятков метров до 1500—1700 *м*.

Месторождение Сталино (Кучево) приурочено к пологой, осложненной многочисленными разрывами синклинали, сложенной породами

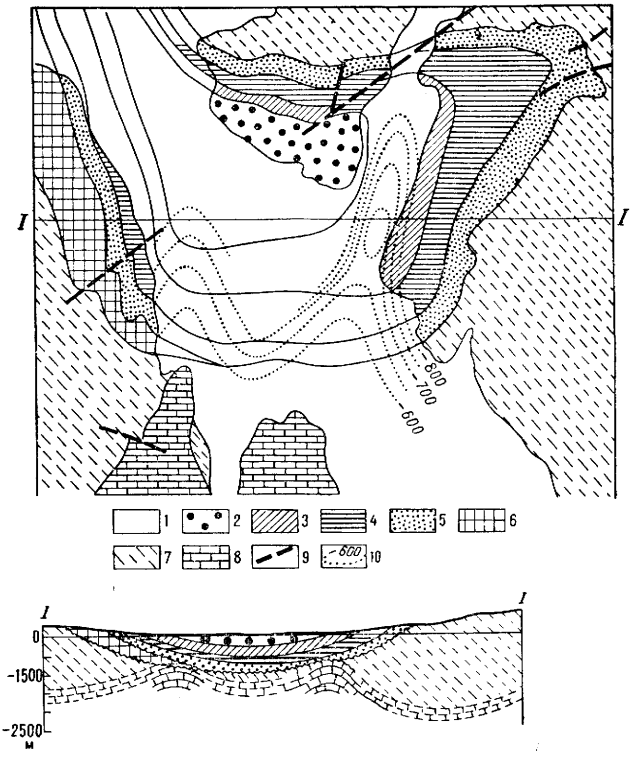


Рис. 100. Геологическая схема месторождения Сталино.

1 — четвертичные отложения; *2* — астийский ярус; *3* — плезанский ярус; *4* — верхний миоцен; *5* — тортонский ярус; *6* — гельветский ярус; *7* — олигоцен и верхний эоцен; *8* — средний и нижний эоцен и палеоцен; *9* — тектонические нарушения; *10* — изогипсы кровли среднего эоцена.

среднего и верхнего миоцена. Синклиналь имеет форму равнобедренного треугольника (рис. 100) со всех сторон оконтуривается отложениями олигоцена и на небольшом отрезке на юго-западе, в бассейне р. Осуми, — отложениями эоцена. На отложениях олигоцена и эоцена свита дриза, а местами и свита горани залегают резко несогласно. С севера и запада синклиналь осложнена системой продольных и поперечных нарушений в основном сбросового характера, вследствие чего контакт свит дриза и горани с олигоценом всюду тектонический.

Миоценовая синклиналь перекрывает две антиклинали, сложенные отложениями палеогена. Залежи нефти в свитах горани и кучево относятся к литологически ограниченным. Форма залежей линзовидная со сложными контурами. Некоторые из них разбиты густой сетью тектонических нарушений на многочисленные блоки, вследствие чего залежи

ограничиваются с одной стороны плоскостью выклинивающихся пластов, с другой — тектонически экранированным контуром. Губина залежей колеблется от десятков метров до 550—650 *м*, реже до 800—900 *м*.

ЛИТЕРАТУРА

Пашо С., Кочетов М. Н. Геологическое строение месторождения Сталино в Албании. Геология нефти и газа, № 2, 1960.

---

§ 15. ИСПАНИЯ

До 1964 г. промышленных скоплений нефти известно не было, хотя поиски их ведутся с конца XIX в. Первые исследования по существу сводились к выделению перспективных участков на основании более или менее обильных нефтепроявлений. Бóльшая часть нефтепроявлений приурочена к обширной зоне, охватывающей провинции Алава, Сантандер и Бургос. Первая скважина, пробуренная во время первой мировой войны в Робредо Аэдо провинции Бургос, дала приток нефти из нижнемеловых песчаников. В 1928 г. здесь же пробурена еще одна скважина, но притоков нефти не получено, хотя встречены три горизонта песчаников, пропитанных нефтью. В Валье-де-Самансасе провинции Бургос на антиклинали, сложенной с поверхности нижне- и верхнемеловыми отложениями, пробурен ряд скважин, прошедших породы нижнего мела и вскрывших лейас. Однако, несмотря на обильные нефтепроявления как в тех, так и в других отложениях, продуктивных притоков обнаружить не удалось. В районе Поланко провинции Сант-Андер в скважине на глубине 700 *м* получено около 0,5 *т* нефти из приконтактовой зоны нижнего мела и кейпера (верхний триас). Ряд нефтепроявлений отмечается в провинциях Лерида, Барселона и др., связанных с выходами эоценовых мергелей и триасовых известняков. Второй этап нефтепоисковых работ начинается с 1940 г. и знаменуется постановкой детальных геологических исследований, в большом объеме проводится бурение. С 1950 г. закладывается ряд скважин глубиной более 3000 *м*. При этом на площадях Лано, Виллануева в провинции Бургос, Баеда в провинции Хаэн, Альмаршаль и Оен в провинции Кадис и других получены непромышленные притоки нефти и газа. В 1962 г. на северо-востоке страны у подножья Пиренеев обнаружено небольшое газовое месторождение с дебитом 9,9 тыс. $м^3$. В 1964 г. многолетние поиски нефти увенчались успехом: в 60 *км* к северу от Бургоса компания «Калтекс» открыла промышленную залежь нефти (рис. 101).

Месторождение Айолуэнго приурочено к антиклинальной структуре, образованной соляным куполом, простирающимся с северо-востока на юго-запад; сводовая часть нарушена грабеном, протягивающимся параллельно оси складки. В первой скважине на глубине около 1346 *м* обнаружен 7-метровый пласт нефтеносного песчаника раннемелового возраста. Скважина пробурена до глубины 2397 *м* и закончена в толще триасовой соли. Следует отметить, что в этой же скважине получены притоки нефти из трещиноватых известняков нижней юры.

Стратиграфическое деление разреза, вскрытого скв. 1, следующее: 0—20 *м* — коньяк, 20—100 *м* — турон, 100—291 *м* — сеноман, 291—1815 *м* — нижний мел, 1815—2245 *м* — юра, 2245—2375 *м* — инфралейас, 2375 *м* и ниже — кейпер. Суточный дебит нефти в этой скважине около 17 *т*. Вторая скважина, пробуренная юго-западнее первой до 1439 *м*, дала приток нефти с дебитом 13,7 *т* с глубины 990 *м* из нижнемеловых

трещиноватых известняков, залегающих над песчаниками, продуктивными в первой скважине. Третья скважина располагается несколько юго-восточнее первой, выше по структуре, чем первая и вторая. Пробурена до 1503 *м*; дебит около 14—15 *т/сутки* нефти из нижнемеловых отложений. Эксплуатируется глубоким насосом. В четвертой скважине, законченной в январе 1965 г. на глубине 1420 *м*, продуктивный песчаник разделен глинистыми прослоями на три пачки мощностью 7, 2 и 3 *м*; суточный дебит 76 *м*. Пятая скважина приурочена к наиболее приподня-

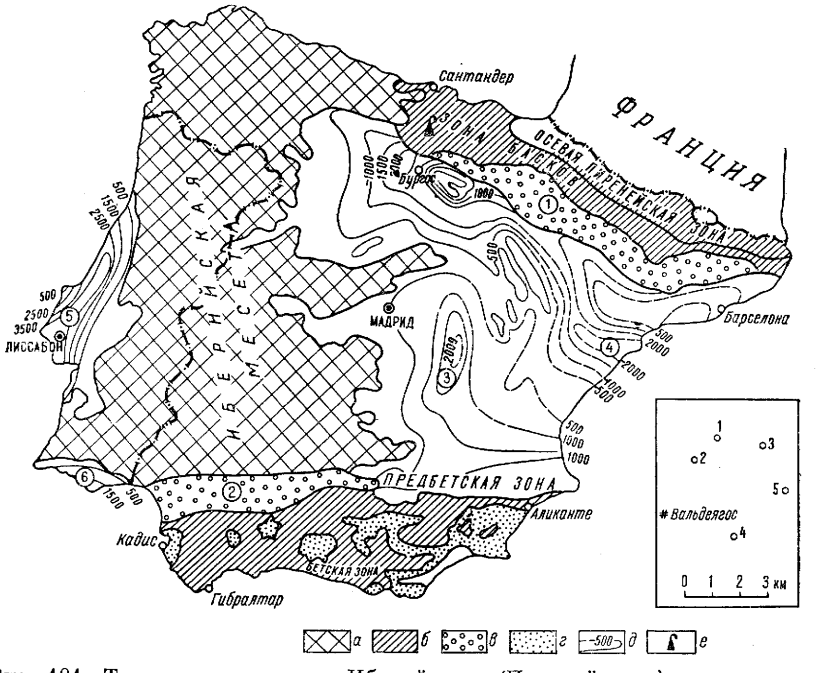


Рис. 101. Тектоническая схема Иберийского (Пиренейского) полуострова.

а — выходы герцинского фундамента на поверхность; *б* — области альпийской складчатости; *в* — краевые прогибы: *1* — Эброский, *2* — Гвадалквивирский; *г* — межгорные альпийские впадины; *д* — изогипсы поверхности фундамента; *е* — нефтяное месторождение Айолуэнго. *3—6* (на основной карте) — внутренние прогибы эпигерцинской платформы: *3* — Ла-Манча, *4* — Маэстрасго, *5* — Португальский, *6* — Алгарви. В рамке — схема расположения скважин на месторождении Айолуэнго (Oil and Gas J., № 10, 1965).

той части структуры. Пробурена до 1391 *м*. Вскрыла 11 песчаных горизонтов, многие из которых продуктивны. На глубине 750 *м* встречены нижнемеловые известняки, по-видимому, наиболее продуктивные в этой скважине. Максимальный суточный дебит достигает 90 *т*. Эксплуатация четвертой и пятой скважин ведется через 6-*мм* штуцер.

Открытие промышленной нефти в Испании дало новый толчок нефтепоисковым работам. В поисках нефти участвуют 23 крупные нефтяные компании. Предполагается проведение разведочных работ на пяти участках в провинции Бургос. В юго-восточной Испании (Уэльва) будут разведываться три участка; два из них расположены на побережье Кадисского залива. Впервые намечаются для разведки две площади на морской акватории.

ЛИТЕРАТУРА

Amoseas strikes oil on its thirdty near coast in nothern Spain. Oil and Gas J., No 24, p. 62—63, 1964.

Mc Mahon B. E., Curtis B. F. Petroleum possibilites in Spain. Part I. Oil and Gas international, v. 4, No 8, p. 50—53, 1964; part II, v. 4, No 9, p. 62—64, 1964.

Meyer C. 100 jahre Erdöl in Spanien. Erdöl und Kohle, No 6, 1960.
New permits herald revival en exploration activity (Spain). Oil and Gas international, v. 5, No 4, p. 76, 1965.

§ 16. ШВЕЙЦАРИЯ

На территории Швейцарии располагается юго-западная часть Предальпийского нефтегазоносного бассейна (см. § 3, «Федеративная Республика Германии»). Несмотря на обильные нефтепроявления, связанные преимущественно с отложениями мезозоя, промышленных залежей до 1964 г. обнаружено не было. В октябре 1964 г. в округе Люцерн, приблизительно в 60 *км* к юго-западу от Цюриха, в скважине на площади Пфафнау-Зюд вскрыт газоносный пласт. Продуктивны песчаники верхнего олигоцена, залегающие на глубине 600 *м*. Суточный дебит газа 42 тыс. $м^3$.

ЛИТЕРАТУРА к гл. I

Брод И. О., Васильев В. Г., и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. Изд-во «Недра», 1965.
Вер-Вибе В. А. Как находят нефть? Гостоптехиздат, 1959.
Высоцкий И. В. Основы геологии природного газа. Гостоптехиздат, 1954.
XX Международный геол. конгресс. Материалы по геологии нефти, т. I. Гостоптехиздат, 1956.
Леворсен А. И. Геология нефти. Гостоптехиздат, 1958.
Лисичкин С. М. Нефтяная промышленность капиталистических стран. Гостоптехиздат, 1954.
Лисичкин С. М. Нефтяная промышленность стран народной демократии. Гостоптехиздат, 1960.
Радченко О. А. Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. Гостоптехиздат, 1965.
Распространение нефти. Симпозиум амер. ассоц. геологов-нефтяников. Под редакцией Л. Г. Уикса, пер. с англ. под ред. И. О. Брода и В. Б. Оленина. Гостоптехиздат, 1961.
Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, No 7, 1960—1966.

ГЛАВА II

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АФРИКИ

На Африканском континенте известно более 150 нефтяных и газовых месторождений, находящихся в различных по форме, геотектоническому положению и истории геологического развития бассейнах.

Нефтегазоносные бассейны складчатых систем Рифа и Атласа располагаются на территории Марокко, Северного Алжира. В Марокко бóльшая часть месторождений приурочена к Предрифскому прогибу, два месторождения известны в небольшой платформенной Могадирской впадине, открывающейся в море и заключенной между Высоким Атласом на юге и Марокканской Месетой на севере. Несколько небольших нефтяных месторождений имеется на севере Алжира в межгорных впадинах Атласа.

Крупнейший по размерам и запасам нефти и газа Сахаро-Ливийский нефтегазоносный бассейн находится в краевой части Северо-Африканской платформы, на юге Алжира и в Ливии. Небольшая часть этого бассейна включает южную окраину Туниса.

Нефтегазоносный бассейн, связанный с грабеном Красного моря, расположен на стыке Африканской и Аравийской платформ и занимает территорию ОАР.

Единичные месторождения нефти и газа сосредоточены в бортовых частях внутригорных, межгорных и предгорных впадинах Атласской горной системы.

С отдельными частями Гвинейского нефтегазоносного бассейна, находящегося в пределах узкой прибрежной полосы залива, вдоль западного побережья Экваториальной Африки, связаны месторождения нефти и газа Нигерии, Камеруна, Габона, Анголы, Конго (со столицей Киншаса) и Конго (со столицей Браззавиль). Гвинейский бассейн приурочен к краевой части Африканской платформы, открывающейся в Атлантический океан.

§ 1. ОБЪЕДИНЕННАЯ АРАБСКАЯ РЕСПУБЛИКА

Месторождения нефти расположены на побережье Суэцкого залива и в его акватории (рис. 102). Геологически нефтеносная территория представляет Суэцкий грабен, центральная часть которого занята водами Суэцкого залива. Длина грабена около 350 *км*, ширина 50 *км*. Фундамент имеет докембрийский возраст и опущен в центральных частях впадины на глубину более 3000 *м*. Он отличается сильно расчлененным рельефом и по системе сбросов ступенчато поднимается к краям грабена. Фундамент трансгрессивно перекрыт толщей осадочных пород верхнего палеозоя, мезозоя и кайнозоя, среди которых выделяется несколько регионально нефтеносных комплексов.

Впервые поисково-разведочные работы начали проводиться с конца прошлого столетия. В начале XX в. (1908 г.) в южной части побережья

Суэцкого залива, в районе Гемзы, получена первая промышленная нефть. Несколько позже открыты месторождения Хургада (1913) * и Абу-Дурба (1918) *. В 30-е—40-е годы на восточном и западном побережьях Суэцкого залива открыт еще ряд нефтяных месторождений: Рас-Гариб (1938) *, Судр (1946) *, Асл (1948) *, Рас-Матарма (1948) *, Вади-Фейран (1949) *, что позволило довести добычу в 1953 г. до 2387 тыс. *т*; 50% всей нефтедобычи в стране обеспечивало месторождение Рас-Гариб. В последующие годы добыча падает. Однако в результате открытия и ввода в строй новых месторождений — Белаим (1955) *, Абу-Рудейс (1957) *, Рас-Бакр (1958) * и других — уже в 1960 г. добыча не только восстановлена, но возросла до 3118 тыс. *т*. С конца 50-х годов сейсмическими исследованиями охвачены береговая полоса Суэцкого залива и районы акватории. В 1961 г. в результате морской сейсморазведки и разведочного бурения в акватории залива открыто первое морское нефтяное месторождение в ОАР — Белаим-море, оказавшееся весьма богатым нефтью; из первой же скважины получен мощный фонтан нефти (дебит более 500 *т/сутки*). Открытие этого месторождения обусловило расширение нефтепоисковых и разведочных работ в акватории Суэцкого залива. С 1962 г. по 1965 г. разведан еще ряд морских площадей: Баба-море, Гар-море, крупная Эль-Моран, Амер и др.

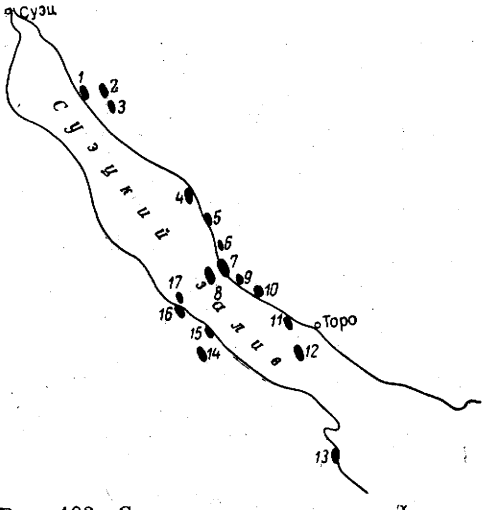


Рис. 102. Схема расположения нефтяных месторождений ОАР.

1 — Судр; *2* — Рас-Матарма; *3* — Асл; *4* — Баба-море; *5* — Абу-Рудейс; *6* — Вази-Фейран; *7* — Белаим; *8* — Белаим-море; *9* — Экма; *10* — Абу-Дурба; *11* — Тара; *12* — Эль-Моран; *13* — Гемза; *14* — Карим; *15* — Рас-Гариб; *16* — Рас-Бакр; *17* — Рас-Амир.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В геологическом строении Суэцкого грабена принимает участие мощная (более 2000 *м*) толща осадочных пород плейстоцена, миоцена, эоцена, верхнего и нижнего мела. Несмотря на литофациальную пестроту отложений, в нижней части разреза преобладают континентальные образования, в верхней (начиная с верхнего мела) — морские и лагунные. Причем для узкой прибрежной полосы, в пределах которой расположены месторождения нефти, характерны менее полные разрезы по сравнению с более погребенными участками грабена (табл. 65).

Таблица 65

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез Суэцкого бассейна

Система, отдел	Ярус	Серия, свита, слои (местное деление)	Литологическая характеристика	Мощность, *м*
Плейстоцен			Континентальные пески и глины; морские известняки и глины	50—100
Плиоцен			Известняки, глины, пески, преимущественно континентальные	50—60

Продолжение табл. 65

Система, отдел		Ярус	Серия, свита, слои (местное деление)	Литологическая характеристика	Мощность, *м*
Миоцен	Средний	Гельвет / Тортон	Лагунная	Ангидриты, гипсы, каменная соль, реже рифогенные известняки и глины	До 300
	Нижний	Бурдигал	Глобигериновая	Известняки и глобигериновые мергели	До 1000
			Базальные	Конгломераты и крупнозернистые песчаники	До 150
Эоцен				Известняки, часто кавернозные, развиты локально; песчаники, глины	До 400
Мел верхний			Эснасланец	Сланцеватые глины, песчаники; известняки, мел, мергели, глины	До 500—700
Мел, нижний — карбон			Нубийская	Пески и песчаники континентальные, разделенные пачками известняков, доломитов и глин	Несколько сотен
Докембрий				Граниты, гнейсы, сланцы	

Продуктивные горизонты приурочены к песчаникам нубийской серии, доломитизированным известнякам эоцена и терригенно-карбонатным отложениям миоцена (табл. 66).

Таблица 66

Распределение продуктивных отложений в разрезе Суэцкого бассейна

Возраст	Местное наименование	Литологический состав	Мощность, *м*	Плотность нефти, *г/см³*	Примеры месторождений
Средний миоцен	Лагунная серия	Рифогенные известняки, трещиноватые доломиты	До 100	0,880	Рас-Гариб, Вади-Фейран, Рас-Бакр, Карим
Нижний миоцен	Глобигериновая серия	Известняки	30—200	0,860—0,880	Судр, Абу-Дурба, Гемза
	Базальные слои	Песчаники, конгломераты	От нескольких до десятков *м*	0,910—0,920	Судр, Асл, Рас-Матарма, Сидри, Экма, Белаим, Абу-Рудейс, Белаим-море
Эоцен	—	Доломитизированные кавернозные известняки	140—180	0,920—0,940	Рас-Бакр, Карим, Судр, Асл, Рас-Матарма
Нижний мел — карбон	Нубийская серия	Пески и песчаники	До 700	0,900—0,950	Рас-Бакр, Белаим-море, Рас-Гариб, Хургада

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения приурочены к платформенным поднятиям, связанным с погребенными выступами фундамента. Отдельные блоки фундамента группируются в протяженные горстовые зоны или образуют тектонические ступени, погружающиеся от бортов грабена к его внутренней части. Тектонические нарушения обычно не затрагивают отложения осадочного чехла моложе миоценовых, а сами поднятия расположены среди горизонтально залегающих пластов.

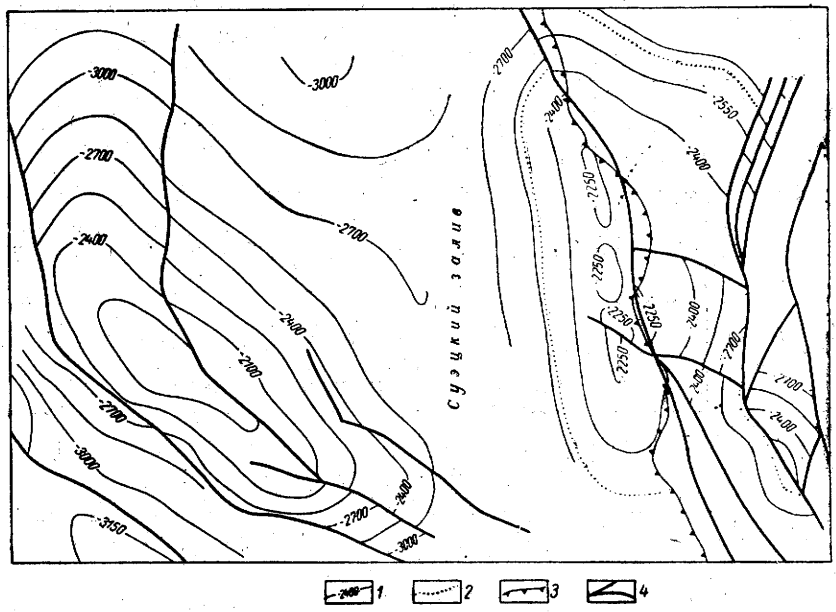


Рис. 103. Схематическая структурная карта месторождений Белаим и Белаим-море.

1 — стратоизогипсы по продуктивному горизонту; *2* — водо-нефтяной контакт; *3* — береговая линия; *4* — тектонические нарушения.

Антиклинальные зоны, связанные с выступами фундамента, протягиваются параллельно грабенообразующим сбросам или вдоль них по обеим сторонам Суэцкого залива и на территории его акватории. Все месторождения связаны с локальными поднятиями внутри этих зон.

Среди залежей значительное место занимают пластовые сводовые, разбитые на блоки; весьма часто встречаются пластовые тектонически экранированные и массивные сводовые; реже наблюдаются залежи, образовавшиеся в результате срезания продуктивного горизонта вверх по восстанию поверхностью несогласия и литологически экранированные (табл. 67). Размеры продуктивных площадей на месторождениях весьма различны: от 0,01 *км* (Гемза) до 3,9 *км* (Рас-Гариб) и до 5 *км* (Судр).

Месторождение Белаим (рис. 103) — самое значительное по добыче нефти и крупнейшее в ОАР по запасам. Расположено на восточном побережье Суэцкого залива, связано с весьма крупным, вытянутым в север-северо-западном направлении поднятием. Тектонические нарушения, по которым произошли подвижки блоков фундамента, затрагивают и осадочный комплекс пород, включая породы миоцена. Восточная часть

складки располагается на суше, западное крыло уходит под уровень Суэцкого залива. Продуктивные горизонты приурочены к грубозернистым песчаникам и конгломератам базальных слоев миоцена и трещиноватым и кавернозным миоценовым известнякам глобигеринового горизонта. Скопления нефти образуют пластовые сводовые залежи, разбитые на блоки, и тектонически экранированные залежи. Глубина залегания нефтеносных пород 1530—2260 *м*. Нефти тяжелые плотностью 0,910—0,920 *г/см*^{3}. Дебиты нефти по скважинам достигают 160—300 *т/сутки*. В 1964 г. на месторождении Белаим было добыто 2500 тыс. *т* нефти, т. е. больше 40%

Таблица 67

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Суэцкого бассейна

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Примеры месторождений
Платформенные поднятия блокового типа	Пластовые	Сводовые, литологически ограниченные	Судр, Белаим
		Сводовые, разбитые на блоки	Хургада, Асл, Белаим
		Тектонически экранированные	Рас-Гариб, Абу-Дурба, Судр, Гемза
		Стратиграфически экранированные	Рас-Гариб (залежи в «верхних нефтяных песках» карбона и в мелу)
		Литологически экранированные	Рас-Гариб (залежь в среднем миоцене)
	Массивные сводовые		Судр, Вади-Фейран, Рас-Матарма

от всей нефтедобычи ОАР. За время эксплуатации (начиная с 1957 г.) на месторождении получено 15 млн. *т* нефти.

Месторождение Белаим-море располагается западнее месторождения Белаим, отделяясь от последнего небольшим прогибом. Связано с крупной складкой северо-западного простирания. Построенная по сейсмическим данным структурная карта по опорному горизонту в миоцене указывает на малоамплитудные разрывы, рассекающие поднятие в северо-западном направлении. Промышленные притоки нефти получены из миоценовых базальных слоев и из песчаников нубийской серии меловой системы. Глубина залегания продуктивных горизонтов 2250—2850 *м*. Начальные дебиты нефти по скважинам достигают 500 *т/сутки*.

Месторождение Эль-Моран — крупнейшее в ОАР — открыто в самое последнее время. По-видимому, как и Белаим-море, оно связано с крупной брахиантиклиналью. Расположено на акватории Суэцкого залива в 17,6 *км* западнее Эль-Торо на глубине 33 *м*. При испытании двух скважин получены фонтаны нефти. Дебит одной скважины 80 *т/сутки*, нефть вскрыта с глубины 1800 *м*, плотность ее 0,825 *г/см*^{3}. Дебит нефти во второй скважине 1620 *т/сутки*, плотность 0,868 *г/см*^{3}. Возможно, скважинами вскрыты различные стратиграфические горизонты.

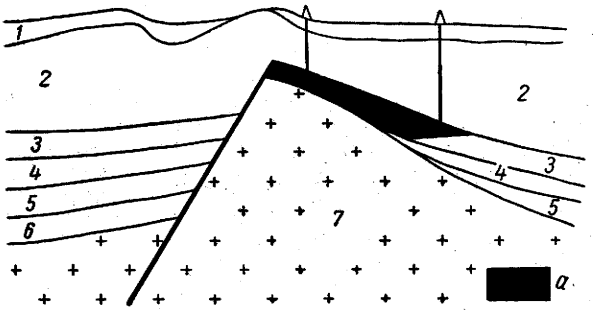


Рис. 104. Разрез месторождений Гемза [по Шата (Shata), 1951].

1 — постмиоцен; *2* — лагунная серия; *3* — глобигериновая серия; *4* — эоцен; *5, 6* — мел: *5* — верхний, *6* — нижний; *7* — граниты фундамента. *а* — залежь нефти.

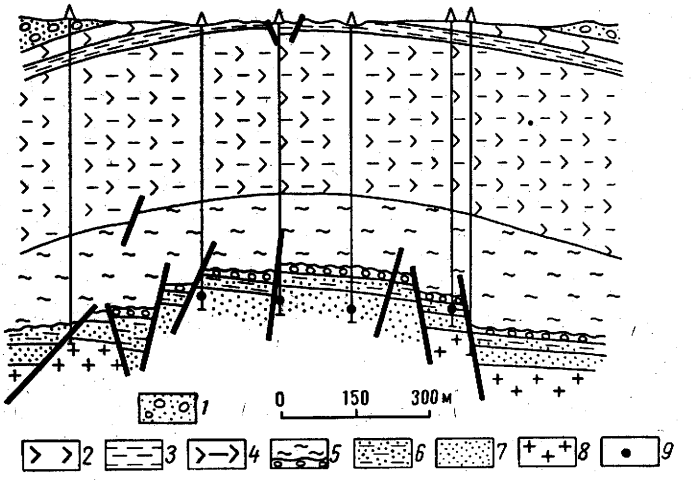


Рис. 105. Разрез месторождения Хургада.

1 — плиоцен, плейстоцен — гравелиты и конгломераты; *2—5* — миоцен; *2* — верхняя гипсовая серия, *3* — диатомовые сланцы, *4* — серия ангидритов и сланцев, *5* — глобигериновые мергели с базальными конгломератами; *6, 7* — нубийская серия: *6* — гранатовая зона, *7* — ставролитовая зона; *8* — докембрийские граниты; *9* — нефть.

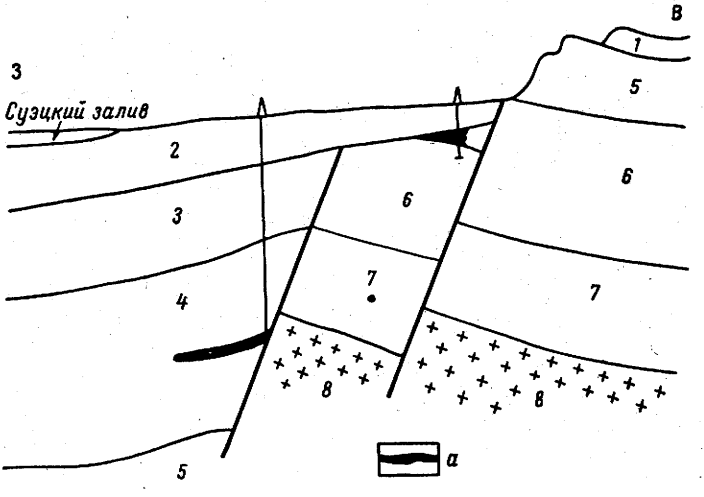


Рис. 106. Разрез месторождения Абу-Дурба (по Шата, 1951).

1 — нижний миоцен; *2* — постмиоцен; *3* — средний миоцен, лагунная серия; *4* — нижний миоцен, глобигериновая серия; *5* — эоцен; *6* — верхний мел; *7* — нижний мел — карбон; *8* — граниты фундамента. *а* — залежь нефти.

Месторождения Гемза, Абу-Дурба, Хургада приурочены к структурам блокового типа. На месторождении Гемза нефть получена из небольшой залежи в рифогенных известняках нижнего миоцена, перекрывающих домиоценовые отложения, а иногда и породы фундамента в приподнятом блоке (рис. 104). На месторождении Хургада нефть образует пластовые сводовые, разбитые на блоки залежи в песчаниках нубийской серии и породах миоцена (рис. 105). Серией ступенчато погружающихся блоков в западном направлении представлено месторождение Абу-Дурба. Небольшая залежь в миоценовых отложениях здесь контролируется плоскостью сброса, запечатывающей продуктивный пласт по восстанию (рис. 106).

Месторождение Рас-Гариб связано с моноклинально приподнятым блоком каменноугольных и меловых пород, несогласно перекрытых породами миоцена. Образование залежей нефти контролируется либо стратиграфическим, либо тектоническим экранированием продуктивных горизонтов (рис. 107).

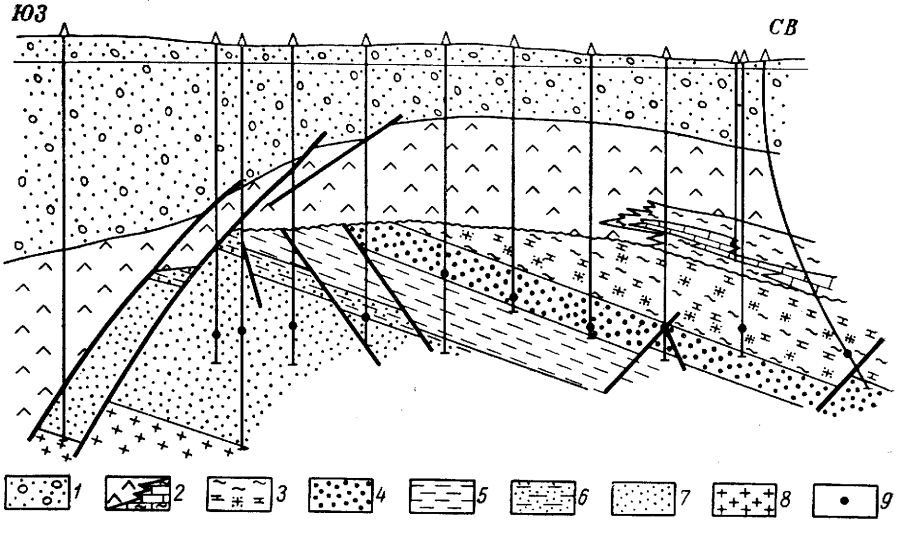


Рис. 107. Разрез месторождения Рас-Гариб.

1 — плиоцен, плейстоцен — гравелиты и конгломераты; *2* — миоцен — серия ангидритов и сланцев, частично замещаемая известняками; *3* — мезозой — мергели и известняки с прослоями песчаников; *4* — верхний карбон — верхние нефтяные пески; *5—7* — нижний карбон: *5* — серия черных сланцев, *6* — переслаивающиеся пески и сланцы, *7* — основные нефтяные пески; *8* — граниты фундамента; *9* — нефть.

Месторождение Судр расположено на восточном побережье Суэцкого залива. Приурочено к разбитой на блоки структуре типа горста. Нефтенасыщенным является в основном центральный приподнятый блок, несколько наклоненный к западу. Залежи нефти связаны с базальными нижнемиоценовыми песчаниками и конгломератами, известняками глобигериновой серии и доломитизированными кавернозными известняками эоцена. Две первые залежи могут быть отнесены к пластовым сводовым, тектонически ограниченным; в породах эоцена — массивная сводовая залежь.

В табл. 68 приведены некоторые сведения по наиболее изученным нефтяным месторождениям Суэцкого бассейна ОАР.

Таблица 68

Характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений ОАР

Месторождения	Год открытия	Количество продуктивных скважин	Возраст продуктивных отложений	Местное наименование продуктивных отложений	Литологический состав коллекторов	Глубина залегания, м	Плотность нефти, г/см³	Суточная добыча, т	Добыча в 1964 г., тыс. т	Суммарная добыча на 1/I 1965 г., тыс. т
Гемза [1]	1908	25	Миоцен	Глобигериновая серия	Известняки	120—160	0,820	—		200
Хургада [2]	1913	145	»	—	Песчаники, известняки	200—750	0,876—0,920 (миоценовая нефть легче)	80	20,2	5570
			Нижний мел—карбон	Нубийская серия	Пески, песчаники					
Абу-Дурба [3]	1921	28	Нижний миоцен	Глобигериновая серия	Известняки	210—300	0,860—0,910	—		12,3
Рас-Гариб [4]	1938	184	Средний миоцен	Лагунная серия	Рифогенные известняки, трещиноватые доломиты	360—750	0,898	1260 (начальные дебиты скважин до 280)	470	26 188
			Мел — карбон	Нубийская серия	Песчаники					
					Пески, песчаники несколько продуктивных горизонтов					
Судр	1946	40	Нижний миоцен	Базальные слои	Песчаники, конгломераты	750—930	0.910	До 400	125	5084
				Глобигериновая серия	Известняки					
			Эоцен	—	Доломитизированные кавернозные известняки					

Асл [5]	1948	29	Нижний миоцен	Базальные слои	Песчаники, конгломераты	540—1180	0,921	200	23	4529
			Эоцен	—	Доломитизированные кавернозные известняки					
Рас-Матарма	1948	7	Нижний миоцен	Базальные слои и глобигериновая серия	Песчаники, конгломераты, известняки	600—970	0,952	20	14	156
			Эоцен	—	Доломитизированные кавернозные известняки					
Вади-Фейран	1949	6	Средний миоцен	Лагунная серия	Трещиноватые доломиты	1980—2050	0,890	90,5	25,7	190
Белаим [6]	1955	107	Миоцен	Базальные слои и глобигериновая серия	Песчаники, известняки	2250	0,910—0,920	7398 (начальные дебиты скважин до 160—300)	2510	15 000
Абу-Рудейс	1957	7	Нижний миоцен	Базальные слои	Песчаники, конгломераты	2580	0,921	До 500	88,6	1485
Рас-Бакр	1958	66	Эоцен	—	Доломитизированные кавернозные известняки	750—1240	0,910—0,920	1123	541	1566
			Мел	Нубийская серия	Песчаники, пески					
Карим	1958	29	Миоцен	—	Известняки	540—640	0,946—0,952	280—300	13	353
			Эоцен	—	Кавернозные известняки					
			Мел	Нубийская серия	Пески и песчаники					
Сидри	1959	6	Нижний миоцен	Базальные слои	Песчаники, конгломераты	850—1180	0,910—0,927		72,6	394
Экма	1961	2	То же	То же	Песчаники, конгломераты	2560—2614	0,910		20,8	62
Белаим-море [6]	1961	12	Миоцен	—	Песчаники, известняки	2250—2850	0,870—0,950	5535 (начальные дебиты скважин >550)	194	2916
			Мел	Нубийская серия	Пески и песчаники					

[1] В 1927 г. эксплуатация прекращена. [2] Бо́льшая часть нефти получена из нубийской серии. В настоящее время залежи значительно обводнены. [3] В 1945 г. эксплуатация прекращена. [4] Одно из крупных месторождений ОАР, размер продуктивной площади 390 *га*. 1948 г.—максимальная добыча нефти 1312 тыс. *т*. [5] С 1955 г. добыча сократилась на 50% из-за обводнения. [6] Крупнейшие месторождения ОАР по добыче и запасам.

§ 2. ЛИВИЯ

Нефтяные месторождения Ливии расположены на территории трех провинций страны: Киренаики, Феццан и Южной Триполитании (рис. 108). Эти провинции входят в состав крупного Сахаро-Ливийского нефтегазоносного бассейна, представляющего обширную область прогибания на северной оконечности Северо-Африканской платформы. Бассейн, занимая на западе территорию Алжирской Сахары, продолжается на восток в пределы ОАР до плоскогорья Аравийской пустыни. Нефтеносные области Ливии связаны с крупными синеклизами, осложняющими строение Сахаро-Ливийского нефтегазоносного бассейна. Подавляющее большинство месторождений в провинции Киренаики приурочено к зонам платформен-

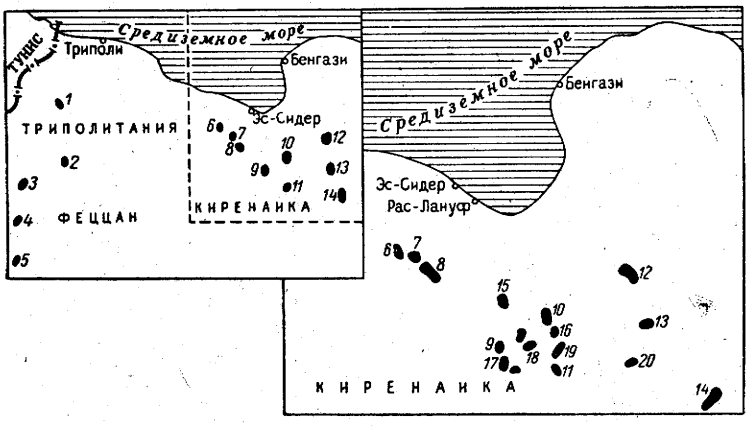


Рис. 108. Схема расположения нефтяных месторождений Ливии.

1 — Тлаксин; *2* — Эмгейт; *3* — Тахара; *4* — Ачан; *5* — Эль-Хаге; *6* — Мабрук; *7* — Дахра; *8* — Хофра; *9* — Беда; *10* — Зелтен; *11* — Дефа; *12* — Амал; *13* — Гиало; *14* — Серир; *15* — Ора; *16* — Джебел; *17* — Белхедан; *18* — Самах; *19* — Ваха; *20* — Галансио.

ных поднятий во впадине Сирт. Западные месторождения Ливии (провинция Феццан) и месторождения Южной Триполитании расположены в прибортовой части впадины Форт Полиньяк, в центральных и западных районах которой размещаются крупнейшие месторождения Алжира.

Поисково-разведочные исследования на нефть и газ начались в 50-е годы настоящего столетия. Резким толчком к усилению геологопоисковых, геофизических и буровых работ явилось открытие крупных нефтяных и газовых месторождений на территории Алжира. В середине 50-х годов значительные площади в западной и центральной частях страны (Киренаика, Феццан) явились ареной детальных геологических съемок с применением аэрометодов и геофизических, прежде всего сейсмометрических, исследований. Уже в 1957 г. на границе с Алжиром открыто месторождение Ачан, а 1959 г. знаменуется открытием серии месторождений в Киренаике: Беда, Ваха, Дахра и др., в том числе крупнейшего месторождения Африканского континента — Зелтен. В последующие годы объем поисково-разведочных работ непрерывно растет. В 1960 г. открыты месторождения Хофра, Дефа, Амал, Мабрук в Киренаике; Бахи, Тлаксин в Триполитании; Тахара в Феццане. В 1961—1962 гг. обнаружены месторождения Рагуба, Самах, Гиало, Белхедан, Загут и др. В 1963—1964 гг. промышленные скопления нефти получены еще на 17 площадях: Котла, Налут, Мегил, Эддиб и др.; в 1965 г. открыто 11 новых месторождений. К настоящему времени известно до 70 промышленно нефтеносных месторождений, из

которых лишь немногие полностью вошли в разработку. Добыча нефти непрерывно резко повышается: в 1961 г. добыто 882 тыс. *т*, в 1962 г. — 9,2 млн. *т*, в 1963 г. — 22,2 млн. *т*. В 1964 г. в Ливии получено 43,2 млн. *т* нефти, что позволило ей выйти на первое место по нефтедобыче среди других стран Африки. Основную нефтедобычу обеспечивают следующие месторождения: Зелтен (20,5 млн. *т*), Ваха (6,5 млн. *т*), Дахра (6,3 млн. *т*) Рагуба (3,5 млн. *т*), Хофра (2,3 млн. *т*), Самах (1,7 млн. *т*) и Гиало (1,3 млн. *т*).

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В геологическом строении нефтегазоносных территорий принимают участие отложения палеозоя, мезозоя и кайнозоя (табл. 69). Морские терригенные образования палеозоя (от кембрия до нижнего карбона) выходят на поверхность в южных районах Ливии и полого погружаются на север, образуя в общем гомоклинальный склон платформы, на фоне которого выделяются отдельные поднятия или целые группы поднятий. Верхнекаменноугольные и пермские отложения, преимущественно континентальные, залегают с резким угловым несогласием. В свою очередь они перекрыты несогласно залегающими породами мезозоя.

Таблица 69

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нефтеносных областей Ливии

Система, отдел	Серия, свита	Литологическая характеристика
Плиоцен — миоцен	—	Пески, глины, мелководные известняки
Олигоцен	—	Песчаники, сланцеватые глины
Эоцен	—	Верх толщи — пески, алевролиты, глины; низ — известняки, мергели, доломиты, ангидриты
Палеоцен	—	Известняки, глины
Мел верхний	—	Известняки, мергели
Мел нижний	Нубийская (возможно и юра)	Континентальные пески с прослоями глин и гипсов. Северо-запад — эвапориты и мелководные известняки
Триас	—	Песчаники, реже глины, развиты локально
Карбон	—	Чередующиеся глины, песчаники и известняки; внизу — базальные слои
Девон	Тадрарат	Верх толщи — чередующиеся сланцы, песчаники с маломощными прослоями известняков; низ — песчаники
Силур	Аканус	Верх толщи — песчаники и алевролиты; низ — граптолитовые сланцы, глины
Ордовик — кембрий	—	Обломочные породы, пески, песчаники, алевролиты, реже глины

Диапазон нефтеносности охватывает палеозойские (кембрий — ордовик, силур, девон и нижний карбон), мезозойские (верхний мел) и палеогеновые (палеоцен и эоцен) отложения (табл. 70).

Таблица 70

Распределение продуктивных отложений в стратиграфическом разрезе Ливии

Возраст продуктивных отложений	Литологический состав продуктивных отложений	Примеры месторождений
Эоцен	Известняки трещиноватые	Хофра, Дахра, Амал, Дефа, Гиало
Палеоцен	Известняки пористые и кавернозные	Беда, Зелтен, Дахра
Верхний мел	Песчаники	Тлаксин, Бахи
	Рифогенные известняки	Зелтен, Ваха, Рагуба, Самах, Гиало, Котла, Амал
Нижний карбон	Песчаники	Тахара
Девон	»	Эмгейт, Ачан
Силур	»	Тлаксин
Ордовик—кембрий	»	Белхедан, Рагуба, Самах, Амал, Тахара

В палеозойском комплексе пород природные резервуары сложены пачками песчаников, ограниченных в кровле и подошве практически непроницаемыми пелитовыми разностями пород. Песчаники обладают высокими коллекторскими свойствами, хорошо выдержаны по площади. Основной природный резервуар в верхнемеловых отложениях представлен рифогенными известняками, продуктивными на многих месторождениях, расположенных во впадине Сирта. Хорошая проницаемость рифогенных известняков обеспечивает высокие притоки нефти в скважинах. В северо-западной части Ливии (провинция Триполитания) в разрезе верхнего мела появляются песчаники, которые оказались локально нефтеносными на ряде площадей — Тлаксин и др. Палеоценовые трещиноватые и кавернозные известняки образуют массивный природный резервуар. Обладая значительной мощностью (до нескольких сотен метров), они содержат на месторождениях большие скопления нефти, образующие обычно массивные сводовые залежи.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтяные месторождения приурочены к платформенным поднятиям, развитым в прибортовых частях синеклиз. Поднятия имеют различные размеры и структурную выраженность. Иногда крупное платформенное поднятие объединяет ряд куполов и разделяющих их неглубокие седловины. Образование подавляющего большинства залежей обусловлено сводовым изгибом пластов. В зависимости от типа природного резервуара

и строения ловушки различаются пластовые сводовые залежи, массивные сводовые и массивные в биогенных (рифогенных) выступах (табл. 71).

Таблица 71

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти в Ливии

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Примеры месторождений	
Антиклинальные поднятия платформенного типа	Пластовые сводовые, дизъюнктивно нарушенные и ненарушенные		Белхедан, Амал, Рагуба, Самах, Тахара, Ачан	Залежи в песчаниках кембро-ордовика и девона
			Тлаксин, Бахи	Залежи в песчаниках верхнего мела
	Массивные	Сводовые	Зелтен, Загут, Мабрук, Хофра, Гиало, Беда	Залежи в палеоценовых известняках
		В биогенно-эрозионных (рифогенных) выступах	Зелтен, Ваха, Самах, Рагуба, Котла	Залежи в верхнемеловых рифогенных известняках

Подавляющее большинство нефтяных месторождений расположено в провинции Киренаика.

Месторождение Зелтен, крупнейшее в стране, открыто в 1959 г. Расположено в 175 *км* от побережья Средиземного моря. Связано с крупным куполовидным поднятием диаметром около 40 *км*. Поднятие выявлено в результате геологопоисковых работ с применением аэрофотосъемки и сейсмических исследований. Залежь нефти выявлена в известняках палеоцена. Мощность нефтеносного горизонта 50—73 *м*. Из первой скважины получен фонтан нефти с дебитом 2337,3 *т/сутки*. Эта скважина явилась первооткрывательницей крупнейшего месторождения Африки. Палеоценовый продуктивный горизонт вскрыт многими скважинами, которые оконтурили крупную нефтяную залежь, по-видимому, массивного сводового типа. Вторая залежь нефти обнаружена в рифогенных известняках верхнего мела и относится к массивному типу в биогенных (рифогенных) выступах. Площадь залежей превышает 0,6—0,8 *км*. Хорошие пористость и проницаемость продуктивных горизонтов обусловили весьма высокие и устойчивые дебиты нефти по скважинам: от 100—200 до 2000 *т*. В 1964 г. годовая добыча нефти на месторождении составила 20,5 млн. *т*, что равняется почти 50% нефтедобычи Ливии за 1964 г. Разведанные запасы достигают 1,5 млрд. *т*.

Из других месторождений этой области, обеспечивающих основную нефтедобычу в стране, следует отметить Ваха, Дахра, Хофра, Рагуба и др. Указанные нефтяные месторождения, как и месторождение Зелтен, располагаются во впадине Сирт и связаны с локальными платформенными поднятиями. Продуктивные горизонты приурочены к палеоценовым и верхнемеловым отложениям, а в месторождениях Рагуба и Амал нефтеносен еще и кембро-ордовикский комплекс пород.

Месторождение Рагуба связано с платформенным поднятием северо-западного простирания весьма расчлененной формы, расположенным в 75 *км* к запад-северо-западу от месторождения Зелтен. Нефтеносны рифогенные верхнемеловые известняки. Сильно кавернозные и пористые известняки характеризуются высокими коллекторскими свойствами и

Таблица 72

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений Ливии

Месторождение	Год открытия	Количество продуктивных скважин	Возраст	Литологический состав и свойства коллекторов	Глубина залегания, *м*	Суточные дебиты нефти, *т*	Плотность нефти, *г/см³*	Добыча в 1964 г., тыс. *т*	Суммарная добыча, тыс. *т*
Ачан	1957	—	Девон	Песчаники	700—1000	До 70—80			
Тлаксин	1958	—	Мел	»	800—900		0,825—0,840		
Эмгейт	1958	—	Силур	»	2700—2735	До 140			
			Девон	»	1250		0,849		
Зелтен[1]	1959	68	Нижний эоцен	Известняки пористые и трещиноватые	1100—1900	От нескольких сотен до 2500	0,833	20 459	30 198
			Верхний мел	Рифогенные известняки	2500		0,820—0,839		
Ваха[2]	1959	85	То же	То же	1600—1700	До нескольких сотен	0,840	6352	8474
Дахра[2]	1959	148	Палеоцен	Известняки трещиноватые и кавернозные	1000—1200	Высокие	0,836	6260	15 181
Беда	1959	43	Палеоцен	Известняки пористые и кавернозные	1200	Высокие, начальные до 500	0,835	651	651
Тахара	1960	—	Нижний карбон — ордовик	Песчаники	1300—1400	15—30	—	—	—
Дефа	1960	7	Кайнозой	Известняки	1100	—	0,835	7500	7500

Амал	1960	—	Эоцен	»	—	—	—	—	—
Хофра [2]	1960	61	Верхний мел	Рифогенные известняки	1900—3000	От нескольких десятков до первых сотен	0,850	—	—
			Кембрий—ордовик	Кварцевые песчаники					
			Кайнозой	Известняки	976—1128	Первые сотни	0,810	2298	2479
Самах [2]	1961	15	Верхний мел	Рифогенные известняки	1600	Сотни	0,830	1652	1900
			Кембрий—ордовик	Песчаники	2400				
Гиало [2]	1961	87	Кайнозой	Известняки трещиноватые	640—820	Высокие; начальные до 250—300	0,830—0,840	1323	1323
			Верхний мел	Рифогенные известняки	1920				
			То же	То же	1800—2500	До 600	0,830—0,840	3652	5841
Рагуба [2]	1961	44	Кембрий—ордовик	Песчаники, хорошо отсортированные, с высокими коллекторскими свойствами					
Загут	1962	12	Кайнозой	Известняки	1200	От нескольких десятков до первых сотен	0,833—0,835	321	356
Белхедан	1962	9	Кембрий—ордовик	Известняки				274	313
Котла	1963	13	Верхний мел	Рифогенные известняки	1600—1700		0,840	9300	9300

[1] Разведанные запасы 1,5 млрд. *т*. [2] Эти месторождения вместе с Зелтеном обеспечили в 1965 г. более 95% всей нефтедобычи в Ливии.

представляют массивный природный резервуар. Нефть образует массивную залежь в биогенно-эрозионном выступе. Ниже, на глубине 2500 *м*, скопление нефти в кембро-ордовике образует пластовую сводовую залежь.

В провинции Фецпан залежи нефти связаны с отложениями ордовика, девона и карбона. Первая промышленная нефть получена в конце 1957 г. на месторождении Ачан.

Месторождение Ачан расположено на границе с Алжиром в 75 *км* к юго-востоку от алжирского месторождения Эджеле. Связано с платформенным поднятием, строение которого осложняется наличием дизъюнктивных нарушений. Пластовая сводовая залежь нефти приурочена к песчаникам девонского возраста, залегающим на глубине 700—1000 *м*. Дебиты нефти в отдельных скважинах достигают 70—80 *т/сутки*.

Месторождение Тахара расположено севернее Ачана. Продуктивные горизонты нефти приурочены к отложениям ордовика и нижнего карбона, залегающим на глубине 1300—1400 *м*.

Месторождение Тлаксин открыто в 1959 г. в южной Триполитании, в 200 *км* юго-западнее г. Триполи. Залежи нефти выявлены в силурийских и меловых отложениях. К песчаникам силура приурочена пластовая сводовая залежь. Мощность продуктивного горизонта 28 *м*. Дебиты скважин колеблются от 80 до 140 *т/сутки*; плотность нефти 0,825 *г/см*^{3}. Пластовая сводовая залежь в меловых отложениях также связана с природным резервуаром, сложенным песчаниками.

Некоторые сведения по отдельным месторождениям, открытым к 1965 г., представлены в табл. 72.

§ 3. АЛЖИР

Подавляющее большинство месторождений нефти и газа расположено в пределах Алжирской Сахары. Лишь несколько месторождений, частично или полностью разработанных, концентрируются в северных районах, тяготеющих к побережью Средиземного моря (рис. 109). Различие в геотектоническом положении северной (складчатая область Атласа) и южной (платформенная область Алжирской Сахары) территорий страны обусловило особенности их геологического строения и формирование в их пределах различных типов месторождений и свойственных им залежей нефти и газа, рассматриваемых в связи с этим отдельно по нефтегазоносным территориям Алжира.

СКЛАДЧАТАЯ ОБЛАСТЬ АТЛАСА

В северных районах Алжира на территории складчатого Атласа нефтяные месторождения расположены в межгорных впадинах Шелиф, Ходна и Константинойс. Впадины выполнены отложениями мезозоя и кайнозоя, залегающими на дислоцированных и метаморфизованных породах палеозоя.

Первые нефтепоисковые исследования на севере Алжира известны с конца прошлого столетия. Эти работы тяготели к районам, где были установлены многочисленные поверхностные нефтегазопрявления. С 1880 по 1915 г. на севере Алжира открыты три небольших нефтяных месторождения: Аин-Зефт, Сиди-Браим и Тлиуанэ, расположенные к юго-востоку от г. Оран (впадина Шелиф). К настоящему времени они истощились и не разрабываются. Из эксплуатируемых месторождений в Северном Алжире известны Вад-Гэтерини, открытое в 1949 г., и Джебел-Онк — в 1960 г., приуроченное соответственно к впадинам Ходна и Константинойс.

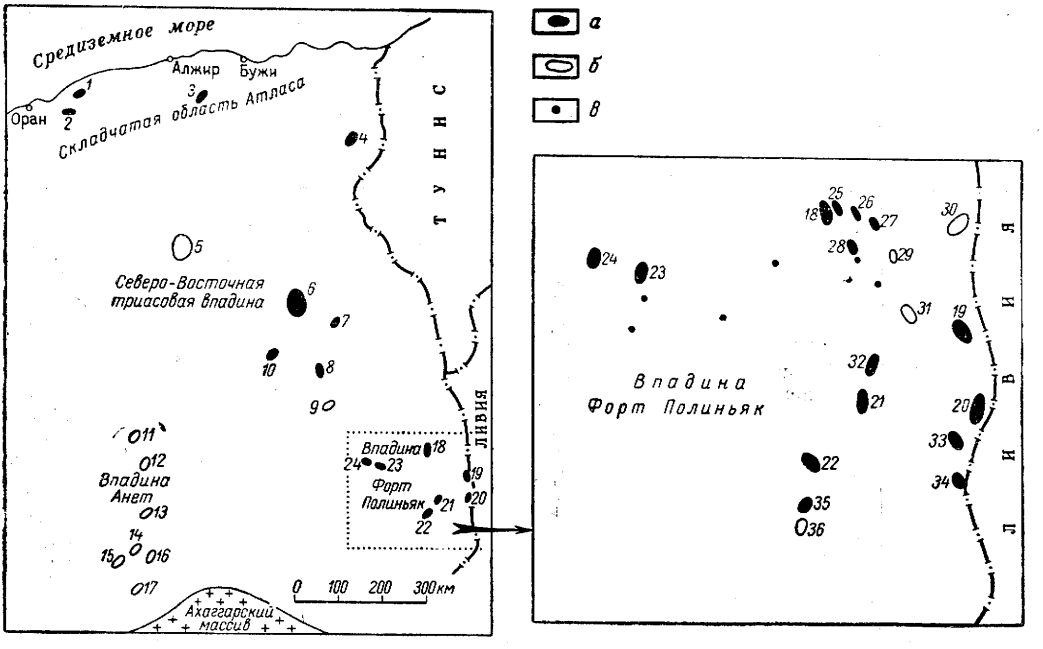


Рис. 109. Схема расположения месторождений Алжира.

а — нефтяные: *1* — Аин-Зефт, *2* — Тлиуанэ, *3* — Вад-Гэтерини, *4* — Джебел-Онк, *6* — Хасси-Мессауд, *7* — Рурд-эль-Багуэл, *8* — Хасси-Тоуил, *10* — Эль-Хасси-эль-Агреб, *18* — Оанет, *19* — Зарзаитин, *20* — Эджеле, *21* — Тигуэнтурин, *22* — Эль-Адеб-Лараш, *23* — Хасси-Мезаула, *24* — Ти-Фуэ, *25* — Аскарене, *26* — Гуэлта, *27* — Тамаданет, *28* — Тимедратин, *32* — Ля-Рекуле, *33* — Эмелел, *34* — Доум Колениас, *35* — Ассекайфаф-северный; *б* — газовые: *5* — Хасси-Р'Мел, *9* — Рурд-Нус, *11* — Кребша, *12* — Тиненьджайет, *13* — Ин-Салах, *14* — Вади-Джаред, *15* — Джебел-Берга, *16* — Тирешумин, *17* — Тибарадин, *29* — Ин-Акамил, *30* — Алрар, *31* — Ин-Аменас, *36* — Ассекайфаф-южный; *в* — скважины, давшие нефть.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ

Осадочная толща, участвующая в строении нефтеносной территории складчатого Атласа, образована преимущественно морскими толщами юры, мела, палеогена и неогена, залегающими на метаморфизованных, резко дислоцированных породах палеозойского фундамента, опущенного на глубину до 1500 *м* и более (табл. 73). Толща пород, за исключением

Таблица 73

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений северных районов Алжира (складчатая область Атласа)

Система, отдел	Ярус	Литологическая характеристика	Мощность, *м*
Плиоцен	—	Терригенные породы	—
Миоцен	—	Мергели, песчаники, сланцы, иногда гипсы	
Эоцен	Лютет	Вверху мергели с прослоями песчаников; в средней части — известняки и песчаники; внизу — песчаные мергели и мергелистые известняки	360
	Ипр	Известняки, песчанистые известняки, трещиноватые и кавернозные	120

Продолжение табл. 73

Система, отдел	Ярус	Литологическая характеристика	Мощность, м
Палеоцен		Мергели с включением глауконитовых песчаников	30—40
Мел верхний	Маастрихт	Мергели и мергелистые известняки	До нескольких сотен
	Кампан	Мергели, известняки и сланцы	
	Турон коньяк сантон	Мергели, сланцы, известняки, редко кремнистые породы	
	Сеноман	Светло-серые, серые, массивные известняки и мергели	
Мел нижний	Альб	Сланцы, реже песчаники	До 500
	Апт	Сланцы, известняки	
	Баррем	Сланцы, реже известняки	

самых верхних подразделений, интенсивно смята в системы протяженных антиклинальных и синклинальных зон, в общем простирающихся субширотно. Складки осложнены тектоническими нарушениями.

Промышленные притоки нефти получены из кавернозных и трещиноватых известняков верхнего мела, известняков и песчаников эоцена и песчаников миоцена (табл. 74).

Таблица 74

Распределение продуктивных отложений в разрезе северных районов Алжира (складчатая область Атласа)

Возраст	Литологический состав	Коллекторские свойства		Примеры месторождений
		пористость, %	проницаемость, мд	
Миоцен	Песчаники	—	—	Аин-Зефт, Сиди-Браим, Тлиуанэ
Эоцен, лютетский ярус	Известняки и песчаники	14—21	20—50	Вад-Гэтерини
Эоцен, ипрский ярус	Трещиноватые кавернозные известняки	9—11	Неравномерная	Вад-Гэтерини
Верхний мел, коньякский ярус	Различные известняки (органогенные, рифовые, кавернозные и трещиноватые)	8—12	До 40	Джебел-Онк

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения связаны либо с антиклиналями, часто нарушенными разрывами, либо со складками надвинутых покровов (табл. 75).

Таблица 75

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа северных районов Алжира (складчатая область Атласа)

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Примеры месторождений
Антиклинальные складки, нарушенные и не нарушенные разрывами	Пластовые	Сводовые нарушенные и ненарушенные; тектонически экранированные	Джебел-Онк, Аин-Зефт, Сиди-Браим, Тлиуанэ
Складки чешуй	Пластовые	Сводовые; тектонически экранированные	Вад-Гэтерини
	Массивные сводовые		

Месторождение Джебел-Онк расположено в южной части впадины Константинойс. Приурочено к широтно вытянутой асимметричной антиклинали размером 7 × 3,5 *км*. Установлено несколько продуктивных

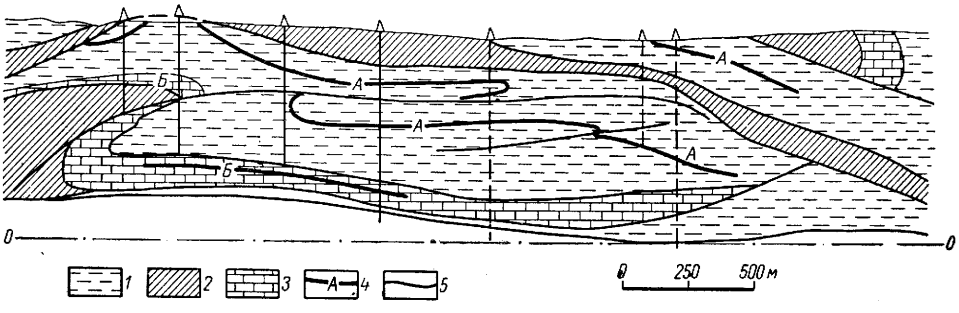


Рис. 110. Геологический разрез месторождения Вад-Гэтерини.

1, 2 — эоцен: *1* — лютетские слои, *2* — ипрские слои; *3* — верхний мел; *4* — эоценовые продуктивные горизонты: *А* — лютетский, *Б* — ипрский; *5* — разрывные нарушения.

горизонтов, связанных с известняками верхнего мела, в которых нефть образует пластовые сводовые (нарушенные и ненарушенные) и пластовые тектонически экранированные залежи. Запасы нефти оцениваются в 5—10 млн. *т*.

Месторождение Вад-Гэтерини, расположенное во впадине Ходна, связано с покровом Берегового Атласа. Чешуи образованы меловыми, эоценовыми и олигоцен-миоценовыми отложениями. Залежи нефти связаны с пластовыми и массивными природными резервуарами. Их формирование контролируется либо сводовым изгибом пластов-коллекторов, либо экранированием продуктивных горизонтов вверх по восстанию плоскостью тектонического нарушения (рис. 110).

Характеристика месторождений северных районов Алжира приведена в табл. 76.

Таблица 76

Распределение и характеристика продуктивных отложений некоторых нефтяных месторождений северных районов Алжира

(складчатая область Атласа)

Месторождение	Год открытия	Возраст	Литологический состав	Мощность, *м*	Свойства коллекторов		Глубина залегания, *м*	Плотность нефти, *г/см³*; содержание серы, %	Данные эксплуатации
					пористость, %	проницаемость, *мД*			
Аин-Зефт, Сиди-Браим, Тлиуанэ	С 1880 по 1915	Миоцен	Песчаники	—	—	—	200—400	—	Не разрабатываются
Вад-Гэтерини	1949	Эоцен, лютетский ярус	Известняки и песчаники	30—35	14—21	До 20—50	300—600	0,830; 0,28	Добыча нефти в 1964 г. — 31 тыс. *т*
		Эоцен, ипрский ярус	Трещиноватые и кавернозные известняки	120	9—11	Неравномерная			
Джебел-Онк	1959	Верхний мел, коньякский ярус	Различные известняки (органогенные, рифовые), кавернозные и трещиноватые	От 7—8 до 25—38	8—12	0—400	1100—2000	—	Добыча нефти в 1962 г. — 5,5 тыс. *т*, в 1954 г. — 1,3 тыс. *т*. Ориентировочные запасы — до 10 млн. *т*

АЛЖИРСКАЯ САХАРА

Территория Алжирской Сахары представляет обширную область прогибания в краевой части Северо-Африканской платформы, расположенную между Сахарским Атласом на севере и Ахаггарским докембрийским массивом на юге. Эта область может рассматриваться в качестве западной части крупного Сахаро-Ливийского нефтегазоносного бассейна. Породы фундамента, выведенные на поверхности на Ахаггарском массиве, к северу от него опущены на глубину нескольких тысяч метров. В современной структуре Алжирской Сахары выделяется ряд частных впадин — синеклиз, изученных крайне неравномерно. Эти синеклизы именуются бассейнами: Анет, Форт Полиньяк, Северо-Восточный триасовый и др. В бортовых и центральных частях впадин развиты поднятия платформенного типа (иногда зоны поднятий), нередко нарушенные разрывами. Нефтяные и газовые месторождения связаны с этими поднятиями.

Геологопоисковые работы в Алжирской Сахаре начались сравнительно недавно, в 1951—1952 гг. Аэрофотосъемочные и сейсмические иссле-

дования в 1953 г. позволили выбрать наиболее благоприятные площади для постановки разведочного бурения. В 1954 г. получен первый промышленный фонтан газа у Джебел-Берга (впадина Анет), а в 1956 г. открыты нефтяные месторождения Эджеле (впадина Форт Полиньяк) и Хасси-Мессауд (Северо-Восточная триасовая впадина). В этом же году в 300 *км* к северо-западу от Хасси-Мессауд открыто крупнейшее газовое месторождение Хасси-Р'Мел.

Успешные результаты поисков нефти и газа послужили толчком для интенсивного развития разведочных работ. Открыты многочисленные газовые и особенно нефтяные месторождения. Во впадине Анет вслед за Джебел-Берга открыто до десяти газовых месторождений: Ин-Салах, Тибарадин, Эн-Базен и др. Во впадине Форт Полиньяк разведаны нефтяные месторождения Зарзаитин (1958) *, Тигуэнтурин (1957) *, Эль-Адеб-Ларош (1959) *, Тин-Фуэ (1961) *, Хасси-Мезаула (1961) *, Тамаданет (1961) * и др., а также газовые — Алрар (1963) * и Ан-Акамил (1962) *. В Северо-Восточной триасовой впадине, кроме указанных, открыты месторождения нефти Эль-Хасси-эль-Агреб (1959) *, Хасси-Тоуил (1961) *, Рурд-эль-Багуэл (1962) *, Рурд-Нус (1962) * и др. и очень крупное газовое месторождение Рурд Хамра (1962) *. В 1963 г. впервые обнаружена залежь нефти в Западной Сахаре, на площади Хасси-Менкел, расположенной в 90 *км* к юго-западу от месторождения Хасси-Р'Мел. За 90 *мин* испытания получено 3,4 *т* легкой нефти из отложений силура — девона с глубины 2135 *м*.

В настоящее время в Алжирской Сахаре находятся в эксплуатации 30 нефтяных месторождений.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Осадочный чехол Алжирской Сахары образован породами палеозоя и мезозоя. Отложения палеозоя обнажаются по периферии Ахаггарского нагорья, в Угартском поднятии и на востоке территории, где смяты в складки различной интенсивности. На палеозойские слои с несогласием ложатся так называемые «промежуточные континентальные отложения», сопоставляемые с серией нубийских песчаников, развитых на территории ОАР. Их стратиграфический диапазон, по-видимому, для отдельных районов различен. На севере Алжирской Сахары они датируются нижнемеловыми. В других районах они охватывают интервал от триаса до нижнего мела включительно. Верхний мел и эоцен представлены морскими отложениями. Более молодые кайнозойские отложения развиты в континентальных фациях (табл. 77). Разрез осадочного комплекса, участвующего в строении Алжирской Сахары, характеризуется весьма широким диапазоном нефтегазоносности. Продуктивные горизонты приурочены к отложениям кембро-ордовика, силура, девона, карбона и триаса (табл. 78).

Таблица 77

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Алжирской Сахары

Система, отдел	Ярус	Литологическая характеристика	Мощность, *м*
Четвертичная	—	Песчаные дюны, лавовые покровы	100
Плиоцен — миоцен	—	Континентальные пески и глины с прослоями известняков	До 200

Система, отдел	Ярус	Литологическая характеристика	Мощность, м
Эоцен	—	Известняки, мергели, ангидриты, глины	100
Мел верхний	—	Известняки, мергели, ангидриты, реже глины и песчаники	До 1000
Мел нижний	Альб—апт	Морские песчаники (на севере)	До 200
	—	Континентальные пески с прослоями глин и гипсов, конгломераты	До 1100
Юра	—	Мергели, глины, доломиты (ограниченное распространение)	Несколько сотен
Триас	—	Песчаники, глины, соленосные образования	До 1000
Карбон верхний	—	Континентальные красноцветные глины и аркозовые песчаники (ограниченное распространение)	До 700
Карбон средний	—	Известняки, морские или континентальные песчаники и сланцы (ограниченное распространение)	До 2000 и больше
Карбон нижний	Намюр	Песчаники, глины, мергели, гипсы	До нескольких сотен
	Визе	В верхней части разреза — известняки, в средней — мергели и песчаники, в нижней — преимущественно глинистые сланцы и известняки	1000
	Турне	Глины с прослоями известняков и песчаников. В основании базальный горизонт песчаников	100—400
Девон верхний	—	Глины с прослоями известняков и песчаников	1000—1500
Девон средний	—	На западе — рифовые известняки, на востоке — сланцы и песчаники	До 200
Девон нижний	—	Массивные песчаники, пористые известняки	150—300
Силур	—	Черные глинистые граптолитовые сланцы	150—600
Ордовик—кембрий	—	Грубозернистые кварцевые песчаники и кварциты	50—500
		Кристаллические сланцы, граниты, гнейсы докембрия	

Таблица 78

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе нефтегазоносных областей Алжирской Сахары

Возраст	Литологический состав	Свойства коллекторов		Плотность нефти, г/см³	Примеры месторождений
		пористость, %	проницаемость, мд		
Триас	Пески и песчаники (несколько горизонтов)	17—20	До 800—1000	0,804—0,820	Хасси-Р'Мел, Рурд-Нус, Хасси-Тоуил, Рурд-Хамра
Нижний карбон	Известняки, песчаники, мергели	—	—	0,815—0,830	Эджеле, Зарзаитин, Тигуэнтурин
Нижний девон	Песчаники (несколько горизонтов)	17	Несколько сотен	0,820—0,850	Зарзаитин, Эджеле, Тигуэнтурин, Оанет, Тин-Фуэ, Хасси-Мезаула и др.
Силур	Песчаники	—	—	—	Хасси-Менкел, Рурд-Нус
Кембрий — ордовик	Песчаники (несколько горизонтов)	12—22	Сотни	0,802—0,810	Хасси-Мессауд, Рурд-эль-Багуэл, Эль-Хасси-эль-Агреб, Эль-Адеб-Лараш

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтяные и газовые месторождения связаны с платформенными поднятиями типа куполов или брахиантиклиналей. Многие поднятия — Хасси-Мессауд, Эджеле, Зарзаитин, Тигуэнтурин и др. — осложнены разрывами. В ряде случаев в пределах единого поднятия выделяется ряд приподнятых и опущенных участков — Тигуэнтурин, Ин-Аменас и др. Углы падения пород на крыльях обычно невелики (2—4°); однако иногда встречаются асимметричные складки с падением слоев на одном из крыльев до 12—18°. Простирание складок обычно меридиональное или близкое к нему. Залежи нефти и газа в основном пластовые сводовые, реже массивные сводовые. В ряде случаев известны пластовые сводовые, разбитые на отдельные блоки, тектонически экранированные и стратиграфически экранированные залежи (табл. 79).

Месторождение Хасси-Мессауд — одно из наиболее крупных в Сахаре — расположено в Северо-Восточной триасовой впадине, в 650 *км* к юго-востоку от г. Алжир. Связано с пологим поднятием куполовидной формы неясно выраженного северо-северо-восточного простирания. В пределах единого поднятия площадью 45 × 35 *км* выделяются два купола, разделенные тектоническим нарушением с амплитудой 100 *м*. Скважины вскрывают фундамент, который перекрыт отложениями кембро-ордовика. На их размытой поверхности почти горизонтально залегают триасовые, юрские и нижнемеловые породы. Нефтеносны песчаники кембро-ордовика, выше которых залегают соленосные отложения триаса, являющиеся хорошей покрышкой. Выделяются четыре продуктивных горизонта: горизонт I (нижний) мощностью около 200 *м*, горизонт II — 100 *м*, горизонт III — 128 *м*; горизонт IV (верхний) присутствует не во всех скважинах и имеет

Таблица 79

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Алжирской Сахары

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Примеры месторождений
Куполовидные и антиклинальные поднятия	Пластовые	Стратиграфически экранированные	Хасси-Туарег
		Тектонически экранированные	Рурд-Нус
		Сводовые ненарушенные и разбитые на блоки	Хасси-Мессауд, Хасси-Р'Мел, Зарзаитин, Тигуэнтурин, Эджеле и др.
	Массивные сводовые		

мощность до 25 *м*. Коллекторские свойства меняются по площади, однако в общем характеризуются высокими значениями: проницаемость достигает нескольких сотен миллидарси. На месторождении на 1965 г. пробурено 156 скважин. Суточные дебиты нефти по скважинам колеблются в широких пределах: десятки — сотни тонн. Добыча нефти в 1965 г. составила 12,7 млн. *т* (в 1964 г. — 12,5 млн. *т*). За время разработки месторождения получено около 62,7 млн. *т* нефти. Нефть высокого качества, плотность 0,802—806 *г/см*^{3}; содержание серы 0,15%. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 480 млн. *т*.

Месторождение Зарзаитин, открытое в 1958 г., расположено во впадине Форт Полиньяк, на границе с Ливией. Связано с четко выраженным крупным поднятием, занимающим площадь 110 *км*^{2}. Под кайнозойскими отложениями залегают породы каменноугольного возраста. Промышленно нефтегазоносна песчано-мергелистая толща визейского яруса нижнего карбона, заключающая несколько продуктивных горизонтов. Крупная нефтяная залежь установлена также в песчаниках нижнего девона. На месторождении пробурено 148 скважин, из них 12 инжекционных (нагнетательных). В 1965 г. добыча нефти составила около 6 млн. *т*. Общее количество нефти, добытое за время разработки месторождения, — 32,7 млн. *т*. Разведанные запасы составляют 90 млн. *т*.

Месторождение Эджеле расположено на границе с Тунисом. Приурочено к антиклинальному поднятию меридионального простирания размером 30 × 6 *км* (впадина Форт Полиньяк). Западное крыло более пологое (4°), восточное круче и осложнено продольным сбросом. В каменноугольных отложениях известны пластовые сводовые нарушенные залежи нефти. В породах нижнего девона — нефтегазовые залежи пластового сводового, тектонически ограниченного типа (рис. 111). Разведанные запасы нефти оцениваются в 100 млн. *т*.

Месторождение Хасси-Р'Мел является вторым по запасам газа в мире и наиболее крупным газовым месторождением Алжира. Расположено в 250—300 *км* к северо-западу от Хасси-Мессауд и приурочено к крупному куполовидному поднятию размером 45 × 80 *км*. Поднятие выражено весьма слабо; углы падения не превышают 1—2°. На поверхности обнажаются породы сенона. На отложениях кембро-ордовика несогласно залегают мезозойские образования общей мощностью 2000—2550 *м*. Газоносны пески и песчаники триаса. Пористость песчаников до 20—22%, проницаемость до 800 *мд* и более. Разведанные запасы газа оце-

ниваются в 950 млрд. $м^3$, конденсата — в 150 млн. $м^3$. Геологические запасы газа 2 триллиона $м^3$, конденсата 400 млн. $м^3$. Газ жирный.

Месторождения Хамра и Рурд-Нус, крупные, газовые, открыты недавно: первое на северо-западе впадины Форт Полиньяк, второе — в 220 *км* к юго-востоку от месторождения Хасси-Мессауд.

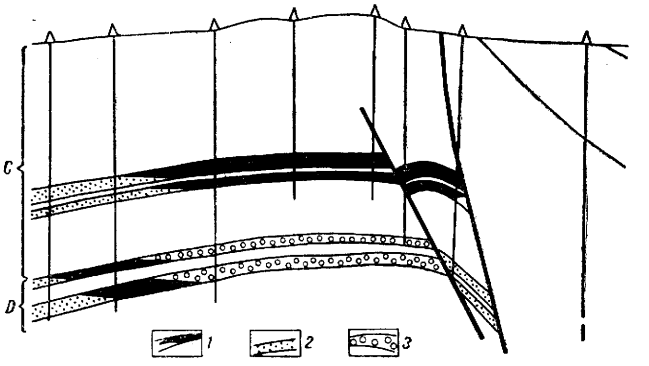


Рис. 111. Геологический разрез месторождения Эджеле.
1 — нефть; *2* — газ; *3* — водоносный песок.

Рурд-Нус приурочено к резко выраженной брахиантиклинали, связанной, по-видимому, с выступом фундамента. Крутые углы падения слоев в присводовой части поднятия сменяются на более пологие в периферийных участках структуры. Глубокими разведочными скважинами вскрыты отложения кембро-ордовика, условия залегания которых осложняются дизъюнктивным нарушением. Породы силурийского и девонского возраста развиты локально и отсутствуют в сводовой части структуры. Девонские и силурийские образования несогласно перекрыты триасовым комплексом пород. Выше залегают юрские и меловые отложения. Общая мощность вскрытой части разреза достигает 3500 *м*. В разрезе кембро-ордовика, силура и триаса выделяется ряд пластовых природных резервуаров, образованных песчаниками, с которыми на месторождении связаны залежи газа (рис. 112). В породах верхнего триаса залежь нефти пластового сводового типа приурочена к песчаникам мощностью до 72 *м*. В этих же отложениях газовая залежь имеет небольшую нефтяную оторочку. В породах нижнего триаса скопления газа и конденсата также образуют пластовую залежь. Условия залегания газовой залежи в кембро-ордовике (песчаники хамра) еще неясны. Однако большая мощность пласта-коллектора (около 200 *м*) позволяет предполагать наличие крупной залежи газа и конденсата.

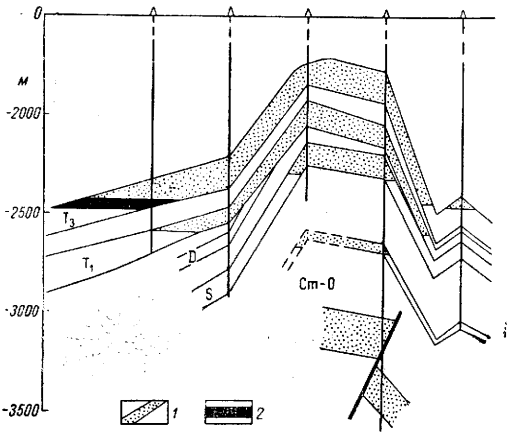


Рис. 112. Геологический разрез продуктивной толщи месторождения Рурд-Нус.
1 — газ; *2* — нефть.

Некоторые данные, характеризующие нефтегазоносность отдельных, наиболее типичных нефтяных и газовых месторождений, приведены в табл. 80.

Таблица 80

Распределение и характеристика продуктивных отложений основных месторождений нефти и газа в Алжирской Сахаре

Месторождение	Год открытия	Возраст	Литологический состав и свойства коллекторов		Количество горизонтов (мощность, *м*)	Глубина залегания, *м*	Суточные дебиты нефти, *т*; газа, млн. или тыс. *м*³	Состав залежи (плотность, *г/см*³; содержание, %)	Добыча нефти в 1964 г., млн. *т*	Суммарная добыча нефти, млн. *т*	Разведанные запасы нефти, млн. *т*; газа, млрд. *м*³; конденсата, млн. *м*³
			пористость, %	проницаемость, *мд*							
Северо-Восточная триасовая впадина											
Хасси-Мессауд	1956	Кембрий—ордовик	Песчаники		Четыре (от 25 до 200 каждый)	3200—3800	Нефти 50—1500	Нефть, плотность 0,802	13,2	52,8	Нефти 480
			До 22	Сотни							
Хасси-Р'Мел	1956	Триас	Песчаники		Три (от 25 до 110 суммарная)	2100—2250	Газа несколько млн. *м*³	Газ метановый с большим содержанием этана и других тяжелых углеводородов; конденсат, плотность 0,756	—	—	Газа 950; конденсата 150
			До 20—22	До 800 и более							
Эль-Хасси-эль-Агреб	1959	Кембрий—ордовик	Песчаники		Один	3175—3250	Нефти 300 (начальные, в процессе эксплуатации падают)	Нефть легкая, бессернистая	0,8	3,3	
Рурд-эль-Багуэл	1962	То же	Песчаники		Один (230)	2400—2700	Нефти сотни *т*	То же	>1	1,26	Нефти 85
			10—12	До 100							
Хасси-Тоуил	1961	Триас	Песчаники		Один	1600—1800	Нефти до 370	Газ, метана 86; нефть, плотность 0,804; серы 0,06	0,25	0,3	Газа 100; нефти 40
	1963	»	»		»	1950					

Рурд-Нус	1962—1963	Верхний триас	Песчаники	Один (72)	1750 (на своде)	Нефти 645; газа 1,5 млн.	Газ, метана 88,6; нефтяная оторочка, плотность нефти 0,830	—	—	—
			20 — 500							
		Нижний триас	Песчаники	Один (30)	1900—2000 (на своде)	Газа до 1 млн.	Газ, метана 88; конденсат, плотность 0,741	—	—	—
			17 — 200							
		Кембрий — ордовик	Песчаники	Два (один до 200, разбит сбросом)	3000 (на своде)		Газ, метана 79,3; конденсат, плотность 0,775			
Впадина Форт Полиньяк										
Эджеле	1956	Нижний карбон	Чередующиеся известняки, песчаники, мергели с высокими коллекторскими свойствами	До трех	420—490	Нефти 20—80	Нефть, плотность 0,829; серы 0,06	1,9	7,7	Нефти 100
		Нижний девон	Песчаники	Два	690—770	Нефти до 100	—	—	—	—
Тигуэнтурин	1957	Нижний карбон	Песчаники, мергели		700—800	Нефти до 100, изменчивы по площади	Нефть, плотность 0,820	0,6	1,5	—
		Нижний девон	Песчаники		1000					
		Ордовик	»		1770—1970	—	—	—	—	Газа 200

Продолжение табл. 80

Месторождение	Год открытия	Возраст	Литологический состав и свойства коллекторов		Количество горизонтов (мощность, *м*)	Глубина залегания, *м*	Суточные дебиты нефти, *т*; газа, млн. или тыс. *м*³	Состав залежи (плотность, *г/см*³; содержание, %)	Добыча нефти в 1964 г., млн. *т*	Суммарная добыча нефти, млн. *т*	Разведанные запасы нефти, млн. *т*; газа, млрд. *м*³; конденсата, млн. *м*³
			пористость, %	проницаемость, *мд*							
Зарзаитин	1958	Нижний карбон	Чередующиеся известняки, песчаники, мергели		Несколько	1000—1200	Нефти до 440 (начальные)	Нефть, плотность 0,815—0,830	~7	28,8	Нефти 90
		Нижний девон	Песчаники		Один	1230—1370	Нефти до 10 и более				
Эль-Адеб-Лараш	1959	Нижний девон / Кембрий—ордовик	»		Несколько	2250—3480		Нефть, плотность 0,760—0,850; серы не содержит	>0,5	~1,4	> 10
Оанет	1960	Нижний девон	»		Три	2300—2378	Нефти 270 (начальные)	Нефть, плотность 0,809	~1	2,86	8
Тин-Фуэ	1961	Нижний девон / Кембрий—ордовик	»		Два				1,3	>2	—

Тимедратин	1964	Девон, карбон						—	—	
Хасси-Мезаула	1964	Нижний девон	Песчаники с хорошими коллекторскими свойствами				Нефть, плотность 0,820—0,850	0,04	0,4	
Уэд-Зенани	1963							1,26	1,91	
Гуэлта	1962		17	До сотен				1,34	2,42	
Аскарене	1962							0,03	1,10	
Тамаданет	1961							—	—	
Рурд Хамра	1962	Верхний триас	Пески, песчаники		Суммарная мощность песков 82 *м*	1813—1920	Газа до 2,8 млн.	Газ, метана 86,8			Газа 840
		Нижний триас	Песчаники			2800		Нефть, плотность 0,829			
			—	50—100							
Алрар	1963	Нижний девон	Песчаники					Газ	—	—	—
Ин-Акамил	1962										
Впадина Анет											
Джебел-Берга	1956	Нижний девон	Песчаники			2000	Газа 500 тыс.				Газа 100

§ 4. ТУНИС

На территории Туниса известны два месторождения, приуроченные к различным по геологическому строению территориям страны (рис. 113).

Месторождение Кап-Бон, расположенное на побережье Средиземного моря, связано с локальной складкой, вытянутой в северо-восточном направлении. На поверхности, в сводовой части складки, выходят отложения эоцена на крыльевых участках — олигоцена и миоцена. Ниже по разрезу скважины проходят породы палеоцена, верхнего и нижнего мела и юры. Размер складки 25 × 9 *км*. В пределах единого поднятия выделяется ряд приподнятых участков; амплитуда поднятия достигает 100 *м*. Пластовая сводовая газовая залежь связана с песчаниками нижнемелового возраста. В 1964 г. на месторождении получено 7,5 млн. $м^3$ газа, в 1963 г. — около 6,7 млн. $м^3$. За время эксплуатации добыто 63,5 млн. $м^3$ газа.

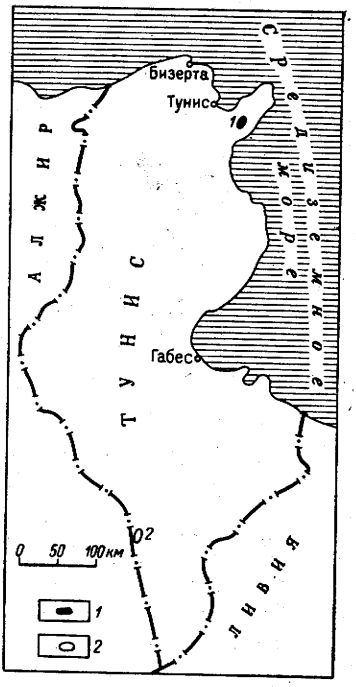


Рис. 113. Схема расположения месторождений Туниса.
1 — газовое Кап-Бон; *2* — нефтяное Эль-Борма.

Месторождение Эль-Борма, расположенное вблизи границы с Алжиром, связано с Сахаро-Ливийским нефтегазоносным бассейном, занимающим в основном территорию Алжира и Ливии. В геологическом строении Тунисской части бассейна участвуют отложения мезозоя и кайнозоя мощностью 2500 *м* и более, несогласно залегающие на палеозойском комплексе пород. Блоковое строение фундамента обусловило образование в осадочной толще пород крупных платформенных поднятий. С одним из таких поднятий связано месторождение Эль-Борма. Нефть насыщает пластовый природный резервуар, сложенный песчаниками триаса. Глубина залегания продуктивного горизонта 2400 *м*. Нефть легкая, плотностью 0,825 $г/см^3$.

§ 5. МАРОККО

Месторождения нефти и газа концентрируются в пределах двух областей: на севере страны, восточнее г. Рабат, и на побережье Атлантического океана, в районе г. Могадор (рис. 114). Геологически площади нефтяных и газовых месторождений приурочены к Предрифскому прогибу (северная область страны) и Могадорской впадине (Атлантическое побережье), являющимися составными частями Марокканского (Западно-Атласского) нефтегазоносного бассейна.

Предрифский прогиб расположен между Рифом, Средним Атласом и Месетой. На южном борту прогиба на поверхность выходят палеозойские метаморфизованные и дислоцированные породы, погружающиеся в северном направлении. Прогиб выполнен осадочными образованиями от пермотриасового до плиоценового возраста общей мощностью в несколько тысяч метров. Строение Предрифского прогиба весьма сложное. Дислокации сопровождаются значительными нарушениями сбросовой и надвиговой

природы. Северо-восточнее г. Тифлет проходит региональная зона разломов и несогласного залегания кайнозойского и мезозойского комплексов пород на палеозойском фундаменте. Бортовые участки прогиба также осложнены многочисленными разрывными нарушениями. Могадорская впадина является западной частью более крупного Марракешского прогиба на участке, где последний открывается в сторону Атлантического океана. Мезо-кайнозойские отложения выполняющие впадину, смяты в складки, крутизна которых возрастает к югу. Поднятия группируются в протяженные антиклинальные зоны субширотного простирания. Складки

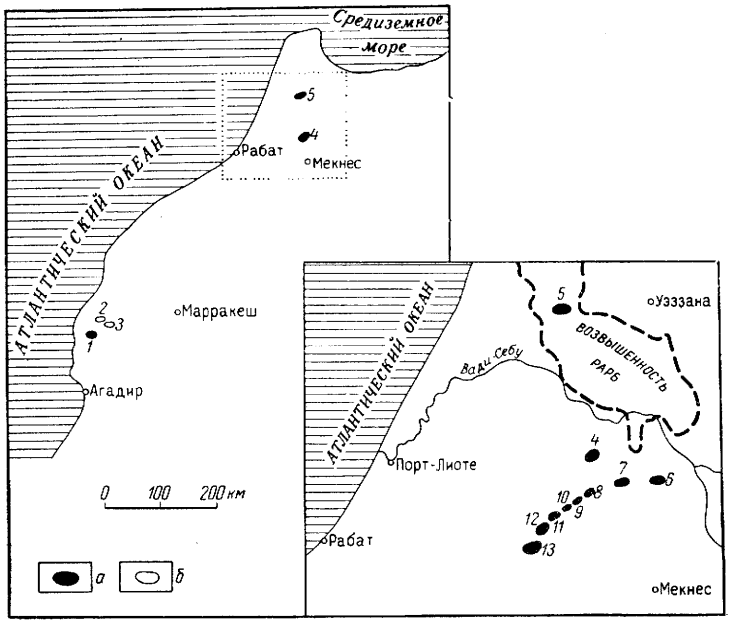


Рис. 114. Схема расположения месторождений нефти и газа Марокко.

а — нефтяные: *1* — Сиди-Рхадем, *4* — Харича, *5* — Аин-Хамра, *6* — Тзельфат, *7* — Бу-Драа, *8* — Црар, *9* — Блед-Катара, *10* — Блед-эд-Доум, Сиди-Фили, *11* — Мерз-Эль-Кхарез, Блед-эд-Дефаа, *12* — Батон, Тиссеран, *13* — Уэд-Мелла; *б* — газовые: *2* — Кешула, *3* — Джиир.

осложняются сбросами. Впадина с поверхности выполнена грубообломочными образованиями плиоценового и четвертичного возраста, маскирующими ее глубинное строение.

Нефтепоисковые исследования начали осуществляться в первой четверти настоящего столетия. Они сосредоточивались на севере страны (Предрифский прогиб), где были издавна известны поверхностные нефтегазопроявления. В 1918 г. открыто месторождение Аин-Хамра, в котором из песчаников миоцена с глубины 120—300 *м* получена промышленная нефть. В 1932—1936 гг. к югу от него открыты нефтяные месторождения Тзельфат и Бу-Драа. Последние оказались связаны с антиклиналями, интенсивно нарушенными сбросами, расположенными на стыке покровных структур Рифа и надвигов Среднего Атласа. В течение 1947—1954 гг. поисково-разведочные работы в пределах этой зоны дислокаций позволили выявить еще ряд нефтяных месторождений: Батон, Тиссеран, Уэд-Мелла, Нижний Сиди-Фили, Верхний Сиди-Фили, Нижний Блед-эд-Доум, Верхний Блед-эд-Доум, Верхний Блед-Катара, Нижний Блед-Катара и др., в которых продуктивными оказались песчаники и известняки нижней юры

Таблица 81

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Предрифского прогиба

Группа, система, отдел	Ярус	Литологическая характеристика	Мощность, м
Плиоцен		Песчаники, известняки; озерно-речные отложения. Развиты не повсеместно	До 300—600
Миоцен		Пески, песчаники, мергели, глины. Во многих районах отсутствуют	Многие сотни
Олигоцен		Пески и мергелистые песчаники. В промысловых районах, за исключением Аин-Хамра, отсутствуют	До 200
Эоцен		Мергели, известняки. То же	До 250
Мел		Известняки, мергели и реже терригенные породы	До нескольких сотен
Юра верхняя		Доломитовые известняки, мергели. Развиты не повсеместно	До 300—500
Юра средняя	Байос и аален	Песчаники, известковистые мергели и известняки. В южных районах и в зоне разлома на контакте палеозоя и более молодых эти отложения отсутствуют	До 700
Юра нижняя	Тоар	Серые мергели; в средней части разреза проходит пласт трещиноватого оолитового известняка	310—315
	Домер	Чередующиеся мергели и мергелистые известняки; внизу — органогенные известняки, часто трещиноватые и кавернозные	До 430
	Лотаринг и плинсбах	Монотонная серия доломитизированных детритусовых и оолитовых известняков и мергелей. В южных районах мощность сокращается	300—350
	Рэт и геттанг	Доломиты, ангидриты, а в зоне разлома — массивные песчаники	60—300
Пермо-триас		Соленосные отложения, ангидриты. В южных районах появляются мергели и базальты. В подошве встречаются брекчии	150—2000
Палеозой		Метаморфизованные породы; сланцы, кварциты и кислые интрузии (граниты, реже сиениты)	—

и сильно трещиноватые породы фундамента. В 1957 г. открыто наиболее крупное месторождение в Предрифском прогибе — Харича, в котором нефть приурочена к песчаникам средней юры. Нефтепоисковые и разведочные работы на побережье Атлантического океана (Могадорская впадина) начали проводиться значительно позднее. В 1957—1958 гг. в этом районе открыты два газовых месторождения — Кешула и Джиир. В непосредственной близости от последних в 1961 г. разведано крупное нефтяное месторождение Сиди-Рхалем. Газ и нефть здесь насыщают трещиноватые оксфордские известняки.

Несмотря на значительное количество месторождений, разведанные запасы нефти в Марокко невелики. По данным на конец 1961 г. наиболее продуктивны месторождения Харича, где годовая добыча составила 50 964 *т*, Верхний Блед-эд-Доум — 165 *т/год*, Верхний Блед-Катара — 5206 *т/год*, Нижний Блед-эд-Доум — 4221 *т/год* и Нижний Сиди-Фили — 2877 *т/год*. На остальных месторождениях годовая добыча нефти колебалась от 220 до 2100 *т*. Месторождения Аин-Хамра, Бу-Драа, Тзельфат и Тиссеран не разрабатываются.

К настоящему времени на территории Марокко известно 18 нефтяных и 2 газовых месторождений.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Осадочный чехол нефтегазоносных территорий Марокко образован толщей мезозойских и кайнозойских пород, отличающихся непостоянством литологического состава и изменчивой мощностью (табл. 81, 82).

Таблица 82

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Могадорской впадины

Система, отдел	Подотдел, ярус	Литологическая характеристика	Мощность, *м*
Плиоцен, эоцен		Известняки, грубозернистые песчаники	50—150
		Известняки, мергели. Развиты не повсеместно	0—150
Мел верхний	Сенон	Фосфоритовая серия, мергелистые известняки, песчаные мергели	До 150
	Турон	Трещиноватые мергелистые известняки	40
	Сеноман	Мергели, глины, известняки	100
Мел нижний		Мергели и глины с песчанистыми банками	Несколько сотен
Юра верхняя		Доломитовые известняки с мергельными прослоями в верхней части	500
Юра средняя и нижняя		Красные мергели и песчаники, реже глины	Несколько сотен
Триас		Красные и коричневые засолоненные глины; потоки долеритовых базальтов	500

Нефтегазоносные горизонты заключены в отложениях миоцена, верхней, средней и нижней юры и в породах палеозойского фундамента (табл. 83).

Таблица 83

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе нефтегазоносных территорий Марокко

Возраст	Ярус	Литологический состав	Коллекторские свойства		Примеры месторождений
			пористость, %	проницаемость, *мд*	
Миоцен	—	Пески, песчаники	До 50	100	Аин-Хамра
Верхняя юра, оксфордский ярус	—	Известняки трещиноватые и кавернозные, доломитизированные	Неравномерная		Кешула, Джиир, Сиди-Рхалем
Средняя юра	—	Песчаники	15—20	До первых сотен	Харича
Нижняя юра	Тоар	Известняки трещиноватые и кавернозные	Неравномерная		Тзельфат, Бу-Драа
	Домер	Известняки трещиноватые	»		
	Плинсбах и лотаринг	Известняк кавернозный, доломитизированный	»		Верхний Сиди-Фили, Верхний Блед-эд-Доум, Верхний Блед-Катара,
	Геттанг и рэт	Песчаник массивный, аркозовый	15—20	До 100—150	Верхний Црар
Палеозойский фундамент	—	Сланцы трещиноватые и кварциты; породы коры выветривания гранатов	Неравномерная		Уэд-Мелла, Батон, Мерз-эль-Кхарез, Нижний Сиди-Фили, Нижний Блед-эд-Доум, Нижний Блед-Катара

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Наблюдается весьма большое разнообразие структурных форм месторождений и связанных с ними типов залежей нефти и газа (табл. 84).

Большинство месторождений Предрифского прогиба связано с региональной зоной разломов и несогласного залегания кайнозойских и мезозойских пород на палеозойском фундаменте.

Месторождения Уэд-Мелла, Блед-эд-Дефаа, Тиссеран, Мерз-эль-Кхарез, Батон приурочены к горстовым выступам палеозойского фундамента, перекрытым несогласно залегающими миоценовыми или юрскими

Таблица 84

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа нефтеносных территорий Марокко

Структурные формы месторождений	Типы залежей	Примеры месторождений
Горстовые выступы фундамента, перекрытые мезокайнозойскими отложениями	Стратиграфически экранированные в эродированных блоках фундамента; иногда тектонически ограниченные	Уэд-Мелла, Блед-эд-Дефаа, Тиссеран, Батон, Нижний Сиди-Фили, Нижний Блед-эд-Доум, Нижний Блед-Катара, Нижний Црар
Складки покровов мезозойских пород	Массивные в структурно-эрозионных выступах	Верхний Сиди-Фили, Верхний Блед-эд-Доум, Верхний Блед-Катара, Верхний Црар
Антиклинали, в различной степени разбитые сбросами	Пластовые сводовые, нарушенные и не нарушенные тектонически. Массивные сводовые	Бу-Драа, Харича, Кешула, Джиир, Сиди-Рхалем
Моноклинали, осложненные разрывами	Пластовые, тектонически экранированные	Аин-Хамра

отложениями (рис. 115). Нефть содержится в трещиноватых и кавернозных сланцах и коре выветривания гранитов палеозойского фундамента. Ловушки образованы плохо проницаемыми отложениями юры или миоцена, несогласно перекрывающими выступы палеозойских пород. Иногда залежи ограничиваются разрывами.

Месторождения Сиди-Фили, Блед-эд-Доум, Блед-Катара, Црар приурочены к зоне регионального разлома. Наблюдаются два этажа нефтеносности, каждому из которых соответствует особая структурная форма. Это и обусловило выделение «нижних» и «верхних» одноименных месторождений. Так, залежи месторождений Нижний Блед-эд-Доум, Нижний Црар, Нижний Блед-Катара, Нижний Сиди-Фили контролируются блоковым строением фундамента. Здесь, так же как и в описанной выше группе, нефть насыщает сильно трещиноватые палеозойские породы и кору выветривания гранитов, образуя стратиграфически экранированные залежи в эродированных блоках фундамента.

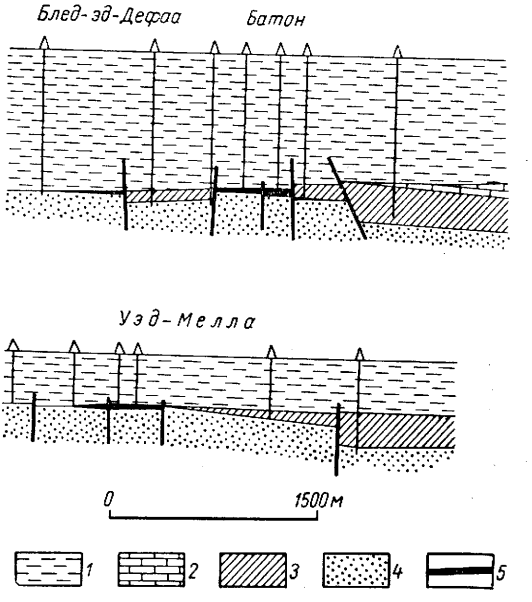


Рис. 115. Разрезы месторождений Батон, Блед-эд-Дефаа и Уэд-Мелла.

1 — миоцен; *2* — лейас; *3* — пермо-триас; *4* — палеозой; *5* — нефтяные скопления.

В одноименных «верхних» месторождениях известны залежи нефти массивного типа в структурно-эрозионных выступах, образованных надвигами мезозойских пород. Нефть насыщает нижнеюрские песчаники и кавернозные известняки, трансгрессивно перекрытые мергелисто-глинистыми отложениями миоцена. Залежи массивные стратиграфически и тектонически экранированные (рис. 116).

Месторождение Аин-Хамра́, расположенное на отдаленном северном борту Предрифского прогиба, приурочено к моноклинально залегающим слоям, разбитым системой сбросов. Нефть насыщает песчаники мио-

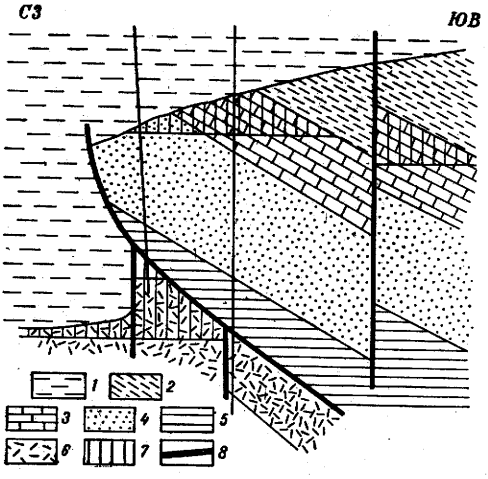


Рис. 116. Разрез месторождения Сиди-Фили.

1 — миоцен; *2* — домер; *3* — лотаринг и плинсбах; *4* — рэт и геттанг; *5* — пермо-триас; *6* — палеозойский фундамент; *7* — скопления нефти; *8* — тектонические нарушения.

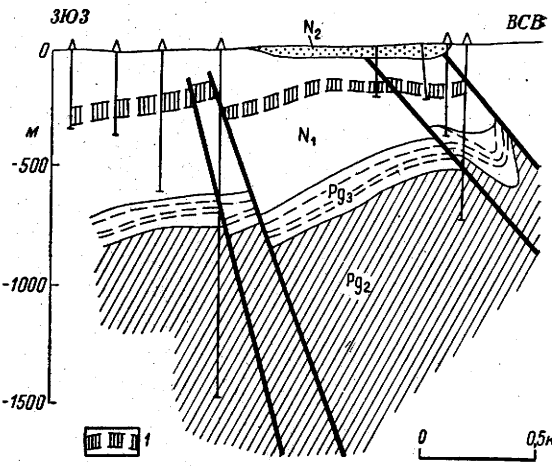


Рис. 117. Разрез месторождения Аин-Хамра́.

1 — нефть в песчаниках миоцена.

цена, которые по восстанию экранируются плоскостью дизъюнктивных нарушений. Залежи пластовые, тектонически экранированные (рис. 117).

С антиклиналями, интенсивно разбитыми сбросами, связаны месторождения, расположенные в бассейне Рарб: Бу-Драа, Харича, Тзельфат, и месторождения, приуроченные к Могадорской впадине: Кешула, Джиир, Сиди-Рхалем. В месторождениях Бу-Драа и Тзельфат нефтеносны нижнеюрские трещиноватые и кавернозные известняки, образующие массивные и пластовые сводовые залежи, в той или иной степени нарушенные разрывами. На месторождении Харича залежь нефти в песчаниках средней юры может быть отнесена к пластовому сводовому типу. Высокие коллекторские свойства (пористость до 20%, проницаемость несколько сотен *мд*) обусловили значительные притоки нефти в скважинах.

Месторождение обеспечивает основную нефтедобычу в Марокко. Месторождение Сиди-Рхалем характеризуется весьма высокой производительностью. Дебиты нефти по скважинам достигают 130—150 *т/сутки*.

В табл. 85 приведены основные данные по известным нефтяным и газовым месторождениям Марокко.

Таблица 85

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений Марокко

Месторождение	Год открытия	Возраст	Литологический состав	Глубина залегания, м	Размер продуктивной площади, км²	Плотность нефти, г/см³	Добыча в 1961 г., т	Суммарная добыча на 1/I 1962 г., тыс. т
Аин-Хамра	1918	Миоцен	Песок, песчаники	120—300	1,2	0,844	Разработка прекращена в 1956 г.	
Тзельфат	1932	Нижняя юра, тоарский ярус	Известняки трещиноватые и кавернозные	60—120	0,35	0,829—0,830	Разработка прекращена в 1959 г.	
		Нижняя юра, домерский ярус	Известняки трещиноватые	300	0,05			
Бу-Драа	1936	Нижняя юра, тоарский ярус	Известняки трещиноватые и кавернозные	120—450	1,15	0,830	Разработка прекращена в 1958 г.	
		Нижняя юра, домерский ярус	Известняки трещиноватые					
Батон	1947	Палеозой	Сланцы трещиноватые и кварциты; кора выветривания гранитов	1000	0,62	0,885	1405	127
Тиссеран	1948	»	Трещиноватые сланцы и кварциты; кора выветривания гранитов	900	0,05	—	Разработка прекращена в 1958 г.	
Уэд-Мелла	1948	»	Трещиноватые сланцы и кварциты; кора выветривания гранитов	575—600	1,04	0,887	2192	66
Нижний Сиди-Фили	1950	»	Трещиноватые сланцы и кварциты; кора выветривания гранитов	1400	1,20	0,845	2740	153
Мерз-эль-Кхарез	1951	»	Трещиноватые сланцы и кварциты; кора выветривания гранитов	1350	0,30	0,844	1380	85
Верхний Сиди-Фили	1952	Нижняя юра, рэтский, геттангский и лотарингский ярусы	Массивные аркозовые песчаники и доломитизированные известняки	1200	—	0,829	1507	42

Продолжение табл. 85

Месторождение	Год открытия	Возраст	Литологический состав	Глубина залегания, м	Размер продуктивной площади, км²	Плотность нефти, г/см³	Добыча в 1961 г., т	Суммарная добыча на 1/I 1962 г., тыс. т
Верхний Блед-эд-Доум	1952	Нижняя юра, рэтский, геттангский и лотарингский ярусы	Массивные аркозовые песчаники и доломитизированные известняки	1200	—	0,829	6165	116
Нижний Блед-эд-Доум	1952	Палеозой	Трещиноватые сланцы и кварциты; кора выветривания гранитов	1300	0,40	0,840	4521	128
Блед-эд-Дэфаа	1952	Палеозой	Трещиноватые сланцы и кварциты; кора выветривания гранитов	1700	0,52	—	227	9,9
Верхний Блед-Катара	1953	Нижняя юра, плиенсбахский и лотарингский ярусы	Трещиноватые доломитизированные известняки	1400	—	0,829	5060	115
Нижний Блед-Катара	1954	Палеозой	Трещиноватые сланцы и кварциты; кора выветривания гранитов	1550	—	0,825	464	22
Верхний Црар	1955	Нижняя юра, плиенсбахский и лотарингский ярусы	Трещиноватые доломитизированные известняки	1500	—	0,840	365	3
Нижний Црар	1955	Палеозой	Трещиноватые сланцы и кварциты; кора выветривания гранитов	1700	—	0,849	1360	20
Харича	1957	Средняя юра	Песчаники	800	—	0,825	51 000	198
Сиди-Рхалем	1961	Верхняя юра, оксфордский ярус	Трещиноватые и кавернозные доломитизированные известняки	1650—1700	—	0,830	4984	5

§ 6. НИГЕРИЯ

Месторождения нефти Нигерии расположены на побережье Атлантического океана и в основном группируются в районе Порт-Харкорта и в дельте р. Нигер. В последние годы открыт ряд нефтяных месторождений в акваториальных водах Гвинейского залива (рис. 118).

Месторождения приурочены к полузамкнутой впадине краевой части Северо-Африканской платформы. Впадина входит в состав крупного Гвинейского нефтегазоносного бассейна и может рассматриваться в качестве его нефтегазоносной области. Она открывается в сторону Гвинейского залива и является одной из самых крупных на побережье залива. С востока впадина ограничивается разломом, фиксируемым молодыми вулканическими породами массива Камерун, а на западе продолжается на территорию Дагомеи. Максимальную ширину впадина имеет на участке

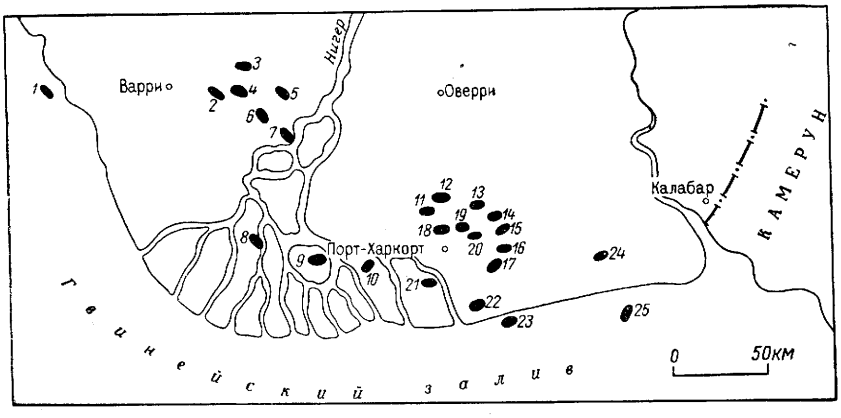


Рис. 118. Схема расположения нефтяных месторождений Нигерии.

1 — Окан; *2* — Угхели; *3* — Кокори; *4* — Ериему; *5* — Огини; *6* — Оломоре; *7* — Узере; *8* — Нун-Ривер; *9* — Олоибири; *10* — Соку; *11* — Агбада; *12* — Умуэчем; *13* — Имо-Ривер; *14* — Оза; *15* — Афам, *16* — Коро-Коро, *17* — Бому; *18* — Апара; *19* — Элелевна; *20* — Эбубу; *21* — Кракама; *22* — Бонни; *23* — Тубу; *24* — Аката; *25* — Робертскири.

впадения Нигера в океан. Дельтовые выносы реки образуют далеко вдающийся в океан мыс (авандельту). По-видимому, долина нижнего течения Нигера располагается в депрессионных участках фундамента, где мощность осадочного чехла максимальная. Фундамент имеет докембрийский возраст. Системы сбросов, рассекающие фундамент, обусловливают его ступенчатое погружение в сторону Атлантического океана.

Отложения осадочного чехла образуют в общем пологую гомоклиналь, погружающуюся в сторону океана; строение гомоклинали осложнено линейными зонами поднятий, образование которых, по-видимому, связано с блоковым строением фундамента. В дельте Нигера отмечаются антиклинальные структуры, содержащие в ядре соляные массивы.

Поисковые работы в Нигерии в районе дельты Нигера начались в 1937 г., глубокое разведочное бурение — в 1953 г. В 1953 г. на площади Аката получена первая промышленная нефть. Успешные результаты бурения обеспечили расширение разведочных работ. В 1956 г. разведаны крупные месторождения Олоибири, Афам, в последующие годы Бому (1958), Эбубу (1958), Имо-Ривер (1959), Умуэчем (1959), Апара (1960), Оза (1962), Коро-Коро (1962), Нун-Ривер (1962) и многие другие. Эти месторождения расположены в районе Порт-Харкорта и дельты Нигера в восточной части побережья страны (Восточная провинция). С 1960 г. поисковыми и разведочными работами охватывается территория,

расположенная западнее долины Нигера (Западная провинция), где также разведан ряд нефтеносных площадей: Угхели, Кокори, Эрлен и др. Сейсморазведочные работы проводятся на акватории Гвинейского залива. Сейсмической съемкой охвачены отдельные блоки в полосе, протягивающейся вдоль побережья Нигерии на 416 *км*. В 1963 г. на ряде морских площадей получены первые крупные фонтаны нефти. Скважина, пробуренная на морской площади у дельты Нигера и расположенная в 11,2 *км* от берега, при глубине моря 13,7 *м* дала нефть с дебитом 82 *т/сутки* (глубина залегания продуктивного горизонта 3434 *м*). В 4 *км* восточнее этой скважины с глубины 2071 *м* получена промышленная нефть (дебит 76 *т/сутки*). За два года на акватории Гвинейского залива открыто шесть нефтяных месторождений: Окан, дельта Нигера, Робертскири, Меджи, Тубу, Робертсон. В конце 1964 г. новое морское месторождение Окан вступило в разработку с начальной среднесуточной добычей нефти 3,6 тыс. *т*.

В Нигерии открыто более 70 нефтяных месторождений, из которых эксплуатируется только 31. К концу 1964 г. среднесуточная добыча нефти по восьми основным месторождениям на суше — Бому, Эбубу, Имо-Ривер, Умуэчем, Олоибири, Афам, Апара, Коро-Коро — составляла 16,1 тыс. *т*.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Осадочное выполнение бассейна образовано породами верхнеюрского?, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возраста суммарной мощностью до 6000 *м* (табл. 86).

Таблица 86

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносной области Нигерии

Отдел	Ярус	Литологическая характеристика	Мощность, *м*
Плиоцен	—	Пески, глины	Увеличивается на юг до нескольких сотен
Миоцен	—	Глауконитовые пески и песчаники, переслаивающиеся с глинами	От нескольких сотен до 1500 и более
Олигоцен	—	Песчанистые известняки, глины, мергели	200
Эоцен—палеоцен	—	Глины с прослоями песчаников в верхней части разреза	Иногда более 1000
	Монт, дат	Глины с углистыми прослоями и углями	Несколько сотен
Верхний мел	Маастрихт	Глины, переходящие по площади в известняки	До 2000
	Турон Сеноман	Известняки, переходящие по площади в известковистые глины	
Нижний мел	Альб	Песчаники, глины, алевролиты, мергели	От 500 до 1500
		Терригенные и эвапоритовые отложения	

Нефтеносны разнозернистые, иногда глауконитовые песчаники миоцена мощностью от нескольких метров до 30 *м*. Некоторые месторождения содержат 2—3 и более нефтеносных пластов. Глубина залегания продуктивных горизонтов меняется от 1700 (на суше) до 3700 *м* (в море).

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтяные месторождения приурочены к локальным брахиантиклинальным поднятиям, связанным, по-видимому, либо с соляными массивами, либо с дифференцированными блоками фундамента. Размеры поднятий от 10—15 — до нескольких километров. Поднятия часто ориентированы с запада на восток. Иногда имеют куполовидное строение.

Нефтеносные горизонты на месторождениях образуют пластовые сводовые залежи.

Месторождение Бому наиболее крупное. Расположено в 50 *км* к юго-востоку от Порт-Харкорта. Связано с относительно просто построенной брахиантиклиналью почти широтного простирания. Положение нефтяной залежи контролируется сводовым изгибом пласта — залежь пластового сводового типа. Высокие коллекторские свойства песчаников обусловили значительные дебиты нефти по скважинам, которые изменяются в пределах от нескольких десятков до 200—300 *т/сутки*. Среднесуточная добыча нефти 7300 *т*. За время разработки (по 1964 г. включительно) на месторождении получено более 10 млн. *т* нефти.

Месторождение Имо-Ривер расположено в 40 *км* севернее месторождения Бому. Открыто в 1959 г. Связано с брахиантиклиналью, вытянутой в широтном направлении, по-видимому, так же как и Бому, отвечающей блоковому строению фундамента. Нефтеносные миоценовые породы заключают пластовые сводовые залежи.

Месторождение Олоибири открыто в 1956 г. Располагается в дельте Нигера и приурочено к крупной складке широтного простирания. Длина

Таблица 87

Характеристика нефтяных месторождений Нигерии[1]

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивных отложений, *м*	Плотность нефти, *г/см³*	Добыча нефти в 1962 г., тыс. *т*	Суммарная добыча нефти на 31/XII 1962 г., тыс. *т*	Суточная добыча за 1/VI 1964 г., *т*
Аката	1953	1670—2100	0,788	—	—	—
Олоибири	1956	2400—2940	0,890	77,8	845,2	550
Афам	1956	2400—2900	0,800	99,5	494,7	328
Бому	1958	2010—2250	0,862—0,878	26450,5	4998,3	7288
Эбубу	1958	2460—2550	0,880	76,6	360,3	327,5
Имо-Ривер	1959	1740—2300	0,855	348,7	410,3	2535
Коро-коро	1959	2400—2970	0,820	20,4	21,2	170,5
Умуэчем	1959	1740—2210	0,825	—	—	1510
Элелевна	1959	2500—2600	0,840	22	23,6	—
Бонни	1959	3000—3200	0,840	0,1	0,4	—
Оза	1960	—	—	22 7	23	—
Апара	1960	2880—2970	0,834	66.5	66,5	190
Кракама	1962	3000—3100	0,840—0,860	—	—	—
Робертскири	1963	3540	0,833	—	—	—
Окан	1963	1860—1960	0,844	—	—	—
Тубу	1964	3658	0,840	—	—	—

[1] Возраст продуктивных горизонтов — миоцен; литологический состав — песчаники.

складки 12—15 *км*, ширина 5—7 *км*. Продуктивный миоценовый комплекс сложен среднезернистыми глауконитовыми песками и песчаниками, залегающими на глубине 2400—2940 *м*. Залежь нефти пластового сводового типа.

Месторождение Окан открыто в 1963 г., расположено в пределах Западной провинции Нигерии, в 9 *км* от берега Гвинейского залива. Связано с платформенным поднятием, которое хорошо прослеживается по кайнозойским отложениям. Размеры его достигают более 10 *км*. К концу 1964 г. на месторождении пробурено 12 скважин, из которых две оказались сухими. Потенциальные дебиты нефти по скважинам колеблются от 285 до 428 *т/сутки*. В конце 1964 г. месторождение начало разрабатываться; среднесуточный дебит 3,6 тыс. *т*.

Весьма близки по своему геологическому строению к описанным выше и другие месторождения Нигерии (табл. 87).

§ 7. КАМЕРУН

Небольшие месторождения известны в Камеруне в районе г. Дуала. Они приурочены к впадине, расположенной к востоку от Нигерийской впадины и отделенной от последней зоной разлома и поясом интрузий. Камерунская впадина входит в состав Гвинейского нефтегазоносного бассейна.

Проведенное в 50-х годах бурение в районе г. Дуала в местах выходов легкой нефти, сопровождающихся выделением горючего газа, позволило

Таблица 88

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносной области Камеруна

Отдел, подотдел	Ярус, свита	Литологическая характеристика	Мощность, м
Плиоцен и постплиоцен	—	Пески, глины	600—1000
Миоцен	—	Глины, песчаники, алевролиты	
Олигоцен — верхний эоцен	—	Песчанистые известняки, мергели, глины	
Средний и нижний эоцен	—	Известняки и мергели с пачками и линзами песчаников	400
Палеоцен	Бонга	Мергели и известняки, переходящие в косослоистые песчаники	До 600
Верхний мел	Маастрихт	Песчаники, глины, мергели	100
	Кампан	Известняки, мергели	400
	Сантон	Песчаники, мергели, глины, известняки	
	Коньяк	Мергели, известняки, туфы и пеплы	
	Турон	Песчаники	
Нижний мел	—	Песчаники, конгломераты, глины	600

вблизи от этих выходов выявить нефте- и газосодержащие линзовидные пласты песчаников эоцена. Несколько позже открыты месторождения Логбаба и Суэллаба. Месторождения не разрабатываются. В 1963—1964 гг. наблюдается рост геофизических, в первую очередь сейсмических, исследований. Объектом поисковых работ является акватория Гвинейского залива. Здесь, в районах Рио-дель-Рей и Санага, проведены сейсмическая и аэромагнитная съемки.

Камерунская впадина выполнена меловыми палеогеновыми и неогеновыми отложениями суммарной мощностью до 3000 *м* (табл. 88). Осадочный чехол характеризуется моноклинальным залеганием слоев, наклоненных в сторону Гвинейского залива. Дифференцированное строение фундамента проявилось в нарушенности осадочных отложений системой сбросов в основном юго-западного и юго-восточного простирания. Иногда сбросы затрагивают не только нижние горизонты осадочного чехла, но и более молодые отложения. Предполагается, что на глубине могут быть обнаружены антиклинальные поднятия.

На месторождении Логбаба получен промышленный приток газа из песчаников маастрихта. Запасы газа оцениваются в 400 млн. $м^3$.

Месторождение Суэллаба открыто в 1958 г. Нефть обнаружена в песчаниках среднего эоцена, залегающих на глубине 1148 *м*. Пористость продуктивного горизонта 25—30%, мощность 7,5 *м*. Дебиты нефти составили 14 *т/сутки*, плотность нефти 0,870 $г/см^3$. На глубине 1725 *м* в маастрихтских отложениях вскрыт газоносный песчаник, по техническим причинам не опробованный.

§ 8. ГАБОН

Нефтяные и нефтегазовые месторождения расположены на побережье Атлантического океана и в его акватории (рис. 119).

Геологически нефтегазоносная территория представляет полузамкнутую область прогибания в краевой части Северо-Африканской платформы и входит в состав Гвинейского нефтегазоносного бассейна. Докембрийский фундамент, сложенный кристаллическими сланцами, гранитами и гнейсами, разбит системами субмеридиональных и субширотных сбросов, по которым ступенчато погружается в сторону океана. На фоне общего погружения выделяется горстовая зона Ламбарене, разделяющая рассматриваемую территорию на два прогиба: Восточный и Западный, или Атлантический.

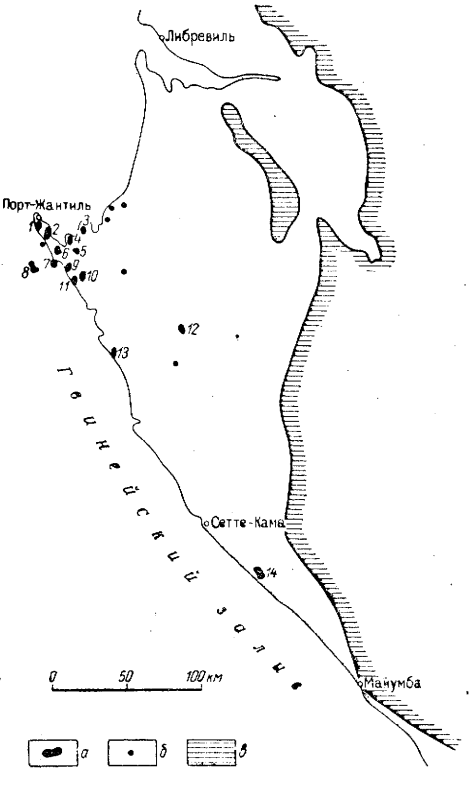


Рис. 119. Схема расположения нефтяных месторождений Габона.

а — месторождения: *1* — Кап-Лопез; *2* — Пуэнт Кларетт, *3* — Симани, *4* — Алевана, *5* — Илли-гоуе, *6* — Ченгу, *7* — Ченгу-океан, *8* — Ангуил-океан, *9* — М'Бега, *10* — Озоури, *11* — Анимба, *12* — Рембо-Котто, *13* — Батанга, *14* — Гамба; *б* — отдельные скважины, давшие нефть; *в* — выходы пород фундамента на поверхность.

Восточный прогиб асимметричен. Его пологий северо-восточный борт выполнен осадочной толщей в основном мелового возраста, осложненной серией разрывов, связанных с разломами в кристаллическом фундаменте. Западный прогиб имеет моноклинальное строение с наклоном слоев (8—15°) в сторону Атлантического океана и с постепенным выполаживанием более верхних горизонтов разреза. Общее моноклинальное падение пород осложняется складчатостью, которая обусловливается как блоковыми движениями кристаллического фундамента, так и солянокупольной тектоникой.

С Западным прогибом связаны все известные в стране месторождения нефти и газа.

Геологическое изучение территории Габона в связи с поисками нефти начато в 50-е годы. В 1953—1954 гг. по данным буровой скважины в районе Порт-Жантиля изучен разрез верхнемеловых и кайнозойских отложений, выявлены возможные коллекторские горизонты и сделано заключение о наличии соленосных отложений, которые могут контролировать образование солянокупольных поднятий. В 1955 г. на солянокупольном поднятии Порт-Жантиль на глубине 1275 *м* в отложениях сенона вскрыт 4-метровый песчаный пласт, содержащий тяжелую нефть (плотность 0,910 *г/см*^{3}). Суточный дебит нефти оказался весьма незначительным. В эти же годы в результате сейсморазведочных работ установлен ряд поднятий; разведочное бурение позволило открыть группу месторождений сначала в районе Порт-Жантиля: Пуэнт-Кларетт (1956)*, Озоури (1956)*, М'Бега (1957)*, Анимба (1957)*, Кап-Лопез (1958)*, Ченгу (1958)* и др., а затем в более южных районах побережья: Рембо-Котто (1959)*, Батанга (1960)*, Гамба (1963)*. С конца 50-х годов сейсмические исследования начинают проводиться в акватории Атлантического побережья в непосредственной близости от районов с уже доказанной нефтегазоносностью. В результате разведочного морского бурения в 1961 г. установлена промышленная нефтеносность верхнего сенона на площади Ангуил-океан; в 1962 г. открыто морское месторождение Ченгу-океан; в 1963 г. — месторождение Порт-Жантиль-океан (нефть в свите пуэнт-кларетт); в 1965 г. — месторождение Боните (между месторождениями Ченгу-океан и Ангуил-океан) с нефтью в песчанике нижнего миоцена на глубине 1725 *м*.

На территории Габона открыто более 16 месторождений.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В строении осадочного чехла нефтегазоносной территории Габона принимает участие толща мезозойских и кайнозойских пород, мощность которых резко возрастает в сторону Атлантического океана (табл. 89).

Таблица 89

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Западного (Атлантического) прогиба Габона

Система, отдел	Ярус	Серия, свита (местное подразделение)	Литологический состав	Мощность, *м*
Плейстоцен, плиоцен			Пески, песчанистые глины, глины речные и дельтовые, реже доломиты	До 100—200

Продолжение табл. 89

Система, отдел	Ярус	Серия, свита (местное подразделение)	Литологический состав	Мощность, м
Миоцен	Верхний	Ченгуа	Мергели, алевролиты, глины	До 1000—1500
	Нижний	М'бега, мандоров	Глины с прослоями алевролитов и линзами песчаников; реже карбонатные породы	
Эоцен		Н'гола анимба, озоури	Глины, песчанистые глины, трещиноватые глинистые сланцы и алевролиты	До 450
Палеоцен		Икандо	Глины, фациально замещающиеся песчаниками и алевролитами	До нескольких сотен
Мел верхний	Дат Маастрихт	Портжантиль	Глины, алевролиты, мергели	До 1000—1200
	Сенон: Кампан Сантон Коньяк	Пуэнт-кларетт	Глины, песчаники, алевролиты, битуминозные известняки	
	Турон	Известняки сибанга	Известняки, доломитовые известняки, мергели, известковистые песчаники	До 1000
	Сеноман	Красноцветная	Красноцветные пески и песчаники и глины с гипсом и ангидритом	
Мел нижний	Альб	Мадиела	Переслаивающиеся песчаники, глины, алевролиты, мергели и известняки (песчанистые и оолитовые)	Многие сотни
	Апт	Соленосная	Каменные, калийные соли, гипсы, глины	Несколько сотен
	Неоком ?	Кокобич	Сланцы, ленточные мергели, известняки; чередующиеся песчаники и конгломераты. В основании базальные образования	100—1600
Юра ?				

В разрезе кайнозойских и меловых отложений выделяется ряд нефтегазоносных комплексов, из которых наиболее ценными являются продуктивные горизонты верхнего мела и эоцена (табл. 90).

Таблица 90

Распределение продуктивных отложений нефтегазоносной территории Габона

Возраст	Местное наименование (свита)	Литологический состав	Примеры месторождений
Нижний миоцен	Мандоров	Линзовидные прослои песчаников	Ченгу, Бонite
Нижний эоцен	Озоури	Трещиноватые кремнистые сланцы и алевролиты	Пуэнт-Кларетт, М'Бега, Озоури, Анимба
Палеоцен	Икандо	Песчаники	Симани
Верхний сенон	Пуэнт-кларетт	»	Пуэнт-Кларетт, Пуэнт-Вез, Батанга, Ангуил-океан, Ченгу-океан, Иллигоуе, Порт-Жантиль-океан
Сеноман	Кап-лопез	Песчаники, хорошо отсортированные	Рембо-Котто
Апт-альб	—	Прослои доломитов в кепроке	Алевана, Ингуэсси

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Все нефтяные и газонефтяные месторождения в той или иной степени связаны с солянокупольными поднятиями, весьма различными по морфологии и глубине залегания соли; иногда они связаны с погребенными массивами соли, над которыми надсолевые отложения образуют пологую складку, осложненную в той или иной степени нарушениями; в других случаях соляные штоки, внедряясь в толщу надсолевых отложений, приводят либо к выклиниванию ряда горизонтов мезо-кайнозойской толщи, либо к их срезанию несогласно перекрывающими отложениями миоцена и плиоцена. Формирование соляного массива способствует образованию различных типов залежей. Встречаются пластовые сводовые, нарушенные и не нарушенные разрывом залежи, пластовые тектонически и стратиграфически экранированные залежи, а также реже литологически ограниченные со всех сторон залежи (табл. 91).

Месторождение Пуэнт-Кларетт (рис. 120) — типичный представитель месторождений, связанных с солянокупольными поднятиями, в которых соляной массив не прорывает расположенный выше надсолевой комплекс. На глубине 800—1200 *м* в эоценовых отложениях выделяются два продуктивных пласта, связанных с трещиноватыми кремнистыми сланцами и алевролитами. Залежи газонефтяные. Нефтяная залежь расположена ниже; связана с песчаниками верхнего сенона. Хорошие коллекторские свойства обусловили высокие дебиты скважин (начальные — до 490 *т/сутки* и более). Залежь пластовая сводовая, разбитая на блоки. Добыча нефти на месторождении в 1962 г. составила 176 тыс. *т*. Всего с начала эксплуатации добыто около 2 млн. *т* нефти.

Месторождение Ченгу может служить примером месторождений, связанных с соляными куполами прорванного типа. Расположено в 15 *км*

к югу от месторождения Пуэнт-Кларетт. Внедрившийся соляной шток здесь прорывает толщу отложений, начиная с верхнего мела, и вместе с последними оказывается перекрытым почти горизонтально залегающими миоценовыми и плиоценовыми отложениями (рис. 121). На месторождении обнаружено до десяти литологически ограниченных залежей нефти и газа, связанных с линзами песчаников, заключенных в глинистых

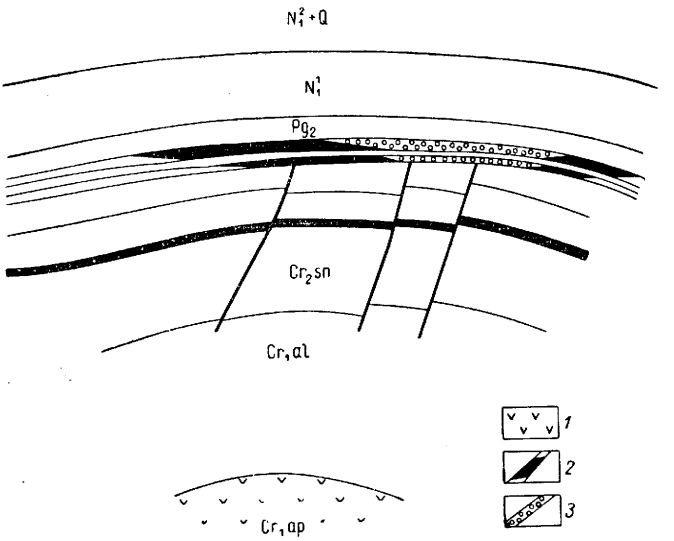


Рис. 120. Разрез месторождения Пуэнт-Кларетт.

1 — соленосные отложения; *2* — скопление нефти; *3* — скопление газа.

Таблица 91

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа нефтегазоносной территории Габона

Структурная форма	Типы залежей		Примеры месторождений
Соляно-купольные поднятия	Пластовые	Сводовые	Пуэнт-Кларетт (залежь в породах эоцена), Анимба, М'Бега и др.
		Сводовые, разбитые на блоки	Пуэнт-Кларетт (залежи в породах сенона), Батанга, Ченгу-океан, Рембо-Котто и др.
		Стратиграфически экранированные	Озоури
		Тектонически экранированные	Озоури, Ангуил-океан, Пуэнт-Кларетт
	Литологически ограниченные	В линзах песчаников	Ченгу, Пуэнт-Вез ?, Алевана, Ингуэсси
		В доломитах кепрока	

Таблица 92

Распределение продуктивных отложений нефтяных месторождений Габона

Месторождение	Год открытия	Возраст	Наименование	Литологический состав и свойства коллекторов	Глубина залегания, *м*	Плотность нефти, *г/см³*	Суточные дебиты нефти, *т*	Добыча нефти в 1962 г., тыс. *т*	Суммарная добыча нефти на 1/XII 1962 г., тыс. *т*	Суточная добыча в перерыве 6 месяцев 1964 г., *т*
Озоури	1956	Нижний эоцен	Озоури	Трещиноватые кремнистые сланцы и алевролиты	600—650	0,930	До 100—200	47,5	489,5	90,5
Пуэнт-Кларетт	1956	То же	»	То же, два горизонта	1200—1500	0,860—0,880	До 400 (начальные)	176	1680	500
		Верхний сенон	Пуэнт-кларетт	Песчаники, высокие коллекторские свойства						
М'Бега	1957	Нижний эоцен	Озоури	Трещиноватые кремнистые сланцы, алевролиты	850—950	0,892	До 360 (начальные)	141	870	292
Анимба	1957	То же	»	То же	500—540	0,900	20—25	15,2	73,5	—
Кап-Лопез	1958	Верхний сенон	Пуэнт-кларетт	Песчаники	1800	0,860	До 100—180	123,5	414	473
Ченгу	1959	Нижний миоцен	Мандоров	Линзы песчаников	850—1235	0,865	—	207,2	721,5	562

Рембо-Котто	1959	Сеноман	Каплопез	Песчаники, хорошо отсортированные	2220	0,860	—	12	18	—
Алевана	1959	—	—	Доломиты кепрока над соляным штоком	970	—	Первые десятки	4,7	30	—
Симани	1960	Палеоцен	Икандо	Песчаники	—	0,858	30	8,4	13	—
Пуэнт-Вез	1960	Верхний сенон	Пуэнт-кларетт	Песчаники, мощность 6—9 *м*	—	0,880	30—35	—	0,5	—
Батанга	1960	То же	То же	Песчаники	1800	0,820	—	93	130	260
Ангуил-океан	1961	»	»	Песчаники и алевролиты	2490	0,860	8—165	7,9	7,9	315
Иллигоуе	1962	»	»	Песчаники	1200	0,850	35	1,5	1,5	—
Ченгу-океан	1962	»	»	»	1860	0,860	—	—	—	153,5

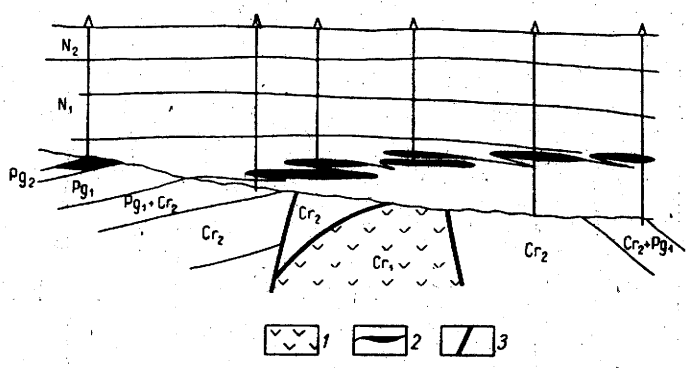


Рис. 121. Разрез месторождения Ченгу.

1 — соленосные отложения; *2* — нефтяные скопления; *3* — тектонические нарушения.

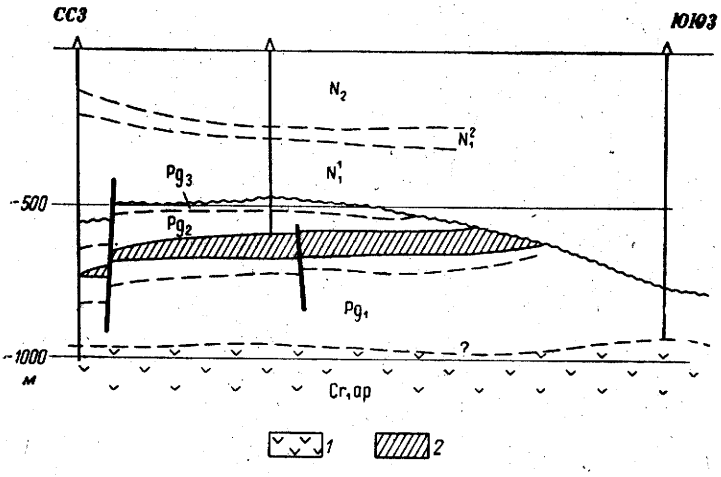


Рис. 122. Разрез месторождения Озоури.

1 — соленосные отложения; *2* — скопления нефти.

породах нижнего миоцена (свита мандров). Непромышленная стратиграфически экранированная залежь нефти находится в породах нижнего эоцена под поверхностью несогласия. На месторождении в 1962 г. получено свыше 207 тыс. *т* нефти. Суммарная добыча нефти на 31/XII 1962 г. составила 721,5 тыс. *т*.

Месторождение Озоури приурочено к солянокупольному поднятию, шток соли в котором, по-видимому, прорвав меловые отложения, лишь несколько нарушил вышезалегающий комплекс кайнозойских отложений. Кроме пластовой стратиграфически экранированной залежи в эоценовых отложениях, вследствие экранирования продуктивного горизонта поверхностью несогласия образовалась тектонически экранированная залежь (рис. 122).

Очень близки к рассмотренным по своему геологическому строению и другие месторождения Габона (табл. 92).

§ 9. КОНГО (БРАЗЗАВИЛЬ)

На рассматриваемой территории открыто нефтегазовое месторождение Пуэнт-Индиен, расположенное на побережье Гвинейского залива, севернее г. Пуэнт-Нуар.

Нефтепоисковые исследования относятся к 50-м годам настоящего столетия. Геологические и геофизические работы сначала были сосредоточены на побережье Атлантического океана к югу и северу от р. Коилоу. Месторождение Пуэнт-Индиен открыто в 1958 г. в результате бурения. С 1958—1959 гг. параллельно с поисково-разведочными работами на суше

Таблица 93

Литолого-стратиграфический разрез отложений нефтеносной территории Конго (Браззавиль)

Система, отдел	Ярус	Литологический состав	Мощность, *м*
Плиоцен—плейстоцен	—	Пески, песчаники, песчанистые глины	До 100
Миоцен—палеоген	—	Преимущественно терригенные породы: глины, алевролиты, песчаники. В виде прослоев мергели, известняки, доломиты (значительно изменчивы в мощности)	0—300
Мел верхний	Дат? маастрихт?	Глины, алевролиты, мергели	—
	Сенон	Песчаники, алевролиты с глинистыми прослоями, мергели	
Мел нижний	Альб	Переслаивающиеся глины, песчаники	360—930
	Апт	Каменная соль, ангидриты, гипсы, глины	
Юра?		Песчаники и глины. Сланцы ленточные, мергели, известняки (реже). В основании — конгломераты	2000

проводятся геофизические исследования шельфовой зоны. Объемы разведочных работ невелики. В 1964 г. поисково-разведочные работы резко сокращаются.

По своему геологическому строению прибрежные районы имеют близкое сходство с нефтегазоносной территорией Габона и входят в состав Гвинейского нефтегазоносного бассейна. Как и в Габоне, фундамент ступенчато погружается в сторону океана, перекрыт толщей пород мезокайнозойского возраста (табл. 93).

Месторождение Пуэнт-Индиен связано с локальным поднятием, образование которого обусловлено блоковым строением фундамента. Промышленно нефтегазоносны подсолевые отложения нижнего мела, представленные переслаивающимися песчаниками, алевролитами и известняками, образующими пластовый тип природного резервуара. Мощность продуктивных отложений изменяется от нуля до 60 *м*. Ловушка образовалась в результате выклинивания коллектора вверх по восстанию пород к сводовой части структуры. На северо-востоке складки распространение коллектора ограничивается плоскостью дизъюнктивного нарушения (литологически экранированная залежь). Плотность нефти 0,836 *г/см*^{3}. Добыча нефти началась с мая 1960 г. В 1965 г. она составила 71 тыс. *т* (в 1963 г. — 112,5 тыс. *т*). Суммарная добыча нефти к концу 1965 г. достигла более 543 тыс. *т*. На месторождении добывается газ, запасы которого составляют 459 млн. *м*^{3}. Ниже продуктивного комплекса в разрезе вскрыты песчаники и конгломераты мощностью до 5—8 *м*. При испытании их получены непромышленные притоки газа.

§ 10. КОНГО (КИНШАСА)

Впервые нефтепоисковые работы (геологические, магнитометрические, сейсмометрические и гравиметрические) начали проводиться в 50-х годах настоящего столетия. Исследования были весьма неравномерны и имели небольшие объемы, сосредоточивались в районах дельты р. Конго и к северу от нее. Приток нефти впервые получен в 1964 г. из скважины Линда 1, пробуренной вблизи границы с Кабиндой.

Нефтеносная территория связана с одной из полузамкнутых впадин, расположенных на побережье Гвинейского залива, с наиболее погруженной частью в дельте р. Конго. Она входит в состав Гвинейского нефтегазоносного бассейна. Фундамент залегает на глубине более 4000 *м*. К востоку он постепенно поднимается, выходя на поверхность. В южном и северном направлениях фундамент также воздымается. В скважине Линда 1, расположенной к северу от дельты р. Конго, он вскрыт на глубине 1900 *м*.

Осадочный комплекс сложен терригенно-карбонатными отложениями кайнозойского и мезозойского возраста. Общее моноклинальное падение слоев в сторону Атлантического океана осложняется отдельными поднятиями. С одним из них, расположенным на северном борту впадины, по-видимому, и связана нефтеносная площадь Линда. Нефть получена из нижнемеловых подсолевых песчаников, залегающих на глубине 1854 *м*. Плотность нефти 0,873 *г/см*^{3}. Месторождение не эксплуатируется.

§ 11. АНГОЛА

Нефтяные месторождения расположены на побережье Атлантического океана и приурочены к полузамкнутой впадине, открывающейся в сторону океана (рис. 123). Впадина является частью Гвинейского нефтегазоносного бассейна.

Нефтепоисковые работы начались в 50-х годах настоящего столетия. Проведение геофизических исследований и разведочного бурения позволило в 1955 г. открыть первое нефтяное месторождение страны — Бенфика. Вслед за ним открыты месторождения Луанда (1957) * и Какуако (1958) *. Расширение поисково-разведочных работ в районах, примыкающих к уже известным нефтеносным площадям, позволило в 1959—1961 гг. открыть месторождения Галинда, Бом-Жезюс, Ваконго и весьма крупное Тобиас. Как и первые три, эти месторождения расположены во впадине Кванза, к северу от района Квиссама. Разведочное бурение во впадине Лонга не дало положительных результатов. В 1964 г. на площади Пуако, несколько западнее месторождения Тобиас, открыто газоконденсатное месторождение; дебиты конденсата составили 62 *т/сутки*. Начиная с 1962 г., проводятся сейсмические исследования континентального шельфа Анголы. Основная добыча нефти в Анголе падает на месторождение Тобиас.

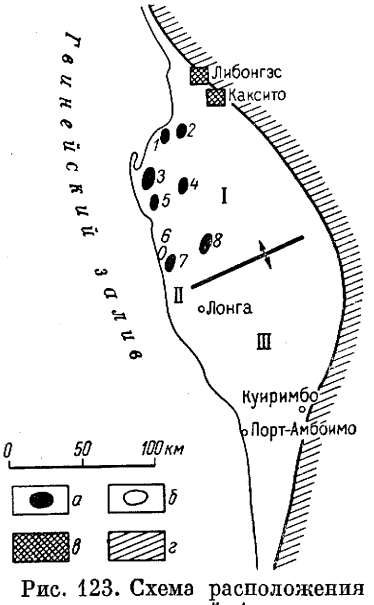


Рис. 123. Схема расположения месторождений Анголы.

а — нефтяные: *1* — Луанда, *2* — Какуако, *3* — Бенфика, *4* — Бом-Жезюс, *5* — Ваконго, *6* —Пуако; *7* — Тобиас, *8* — Галинда; *б* — газовое: *в* — площади разрабатываемых асфальтовых пород; *г* — выходы пород фундамента на поверхность. *I—III* — основные структурные элементы: *I* — впадина Кванза, *II* — Квиссамский вал, *III* — впадина Лонга.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Обрамляющие впадину с северо-востока, востока и юго-востока глыбовые горы сложены гранитами, гнейсами и сланцами докембрийского возраста. По системе разрывов породы погружаются во впадину, образуя ее фундамент. На фундамент трансгрессивно с базальными горизонтами ложится осадочная толща, мощность которой увеличивается в сторону океана до 3500—4000 *м*. Осадочный бассейн Анголы выполнен отложениями мелового, палеогенового и неогенового возраста в основном морского и реже континентального происхождения. Четвертичные и верхнекайнозойские отложения образуют моноклиналь, полого погружающуюся в сторону океана (углы падения 2—6°). Моноклиналь осложнена сбросами, протягивающимися параллельно береговой линии или реже перпендикулярно к ней. Палеогеновые и меловые породы смяты в протяженные параллельные антиклинали и синклинали, простирающиеся с северо-северо-запада на юго-юго-восток (на севере и в центральных частях территории) или меридионально (на юге территории). Размеры антиклиналей обычно составляют по длине 30—40 *км*, по ширине 12—18 *км* при амплитуде поднятия до 200 *м*.

В пределах осадочного бассейна Анголы представляется возможность выделить два относительно погруженных участка: впадину Кванза (на севере) и впадину Лонга (на юге) и разделяющий их поперечный Квиссамский вал. Складкообразование в бассейне сопровождалось движением соляных масс, что привело в ряде случаев к осложнению складчатости соляным диапиризмом.

Наиболее изучена впадина Кванза, в пределах которой располагаются все месторождения Анголы. В этой части страны на докембрийских породах фундамента залегает осадочный комплекс пород мезо-кайнозойского возраста, стратиграфическое расчленение которого приводится в табл. 94.

Таблица 94

Литолого-стратиграфический разрез отложений впадины Кванза (Ангола)

Система	Отдел	Ярус	Свита (местное подразделение)	Литологический состав	Мощность, м
Четвертичная	Плейстоцен			Красные пески, континентальные	До 50
Неоген	Плиоцен—миоцен			Песчанистые известняки, известняки, мергели, пески, сланцы	600—700
Палеоген	Эоцен			Сланцы, алевролиты. В верхней части — мергели, гипсы, линзы песчаников	200—250
	Палеоцен			Сланцы, мергели с пропластками глин и песчаников	100—125
Мел	Верхний	Сенон		Известняки, мергели, сланцы с прослоями песчаников	
		Турон—Сеноман	Каболедо	Алевролиты, сланцы и известняки	40—300
	Нижний	Альб, Верхний		Известняки, аргиллитовые известняки, сланцы	До 1000
		Альб, Нижний		Известняки, местами оолитовые, доломиты, ангидриты	
		Апт	Бинга, куанга	Трещиноватые известняки; доломиты, доломитовые известняки, ангидриты	300—400
			Соленосная	Массивные соленосные отложения	0—1000
				На севере — морские оолитовые известняки, доломитизированные известняки, в кровле пласт красной глины; на остальной территории — песчаники, ангидриты, конгломераты (лагунные)	Первые сотни

Нефть при бурении была встречена практически во всех стратиграфических подразделениях разреза. Однако промышленные скопления нефти и газа оказались приурочены лишь к отложениям нерасчлененного (доаптского) нижнего мела, аптского яруса и сеномана (табл. 95).

Таблица 95

Распределение продуктивных отложений в разрезе впадины Кванза (Ангола)

Возраст	Свита	Литологический состав	Примеры месторождений
Сеноманский ярус	Кабо ледо	Известняки, песчанистые известняки	Луанда
Аптский ярус	Бинга	Трещиноватые известняки	Бенфика, Какуако, Тобиас, Ваконго, Бом-Жезюс, Галинда
Нижний мел	Каво	Песчаники	Какуако

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Все месторождения связаны с антиклиналями, многие из которых осложнены соляной тектоникой (Тобиас, Бенфика, Луанда и др.). Залежи нефти могут быть отнесены к пластовым и массивным сводовым. Реже встречаются литологически экранированные.

Месторождение Тобиас, наиболее крупное в Анголе, расположено на побережье Гвинейского залива и связано с антиклинальной складкой субмеридионального простирания. Антиклиналь осложнена соляным диапиризмом, в результате чего возникли зоны нарушения. Амплитуда смещения пластов на западном крыле достигает 700 *м*. В сводовой части складки на поверхность выходят отложения нижнего альба, на крыльях — верхнемеловые породы. Соленосные породы апта в своде антиклинали вскрываются на глубине 700—750 *м* (рис. 124, 125).

Нефть насыщает трещиноватые оолитовые и кристаллические аптские известняки (свита бинга) и образует, по-видимому, массивную

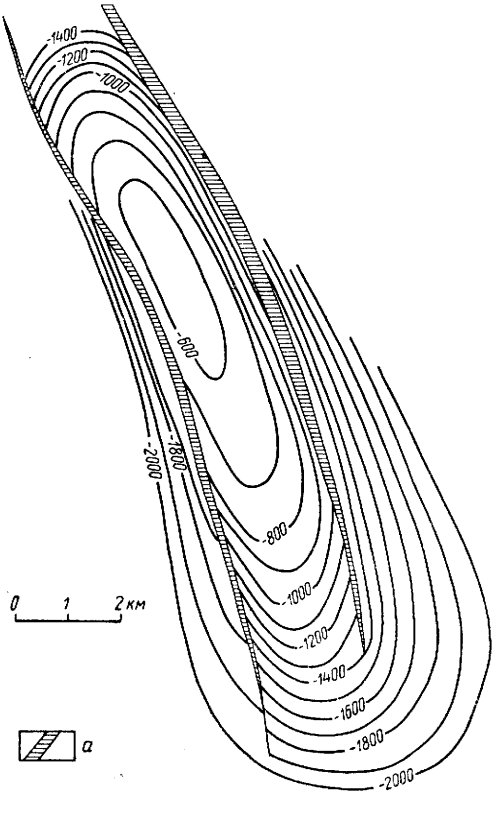


Рис. 124. Структурная карта кровли песчаников свиты бинга месторождения Тобиас.

а — зона тектонического нарушения.

сводовую залежь. Глубина залегания продуктивных отложений от 800—900 *м* в сводовой части складки до 2000 *м* в опущенном блоке, за разрывом. Мощность продуктивного горизонта более 100 *м*. Месторождение обеспечивает около 97% всей нефтедобычи в Анголе.

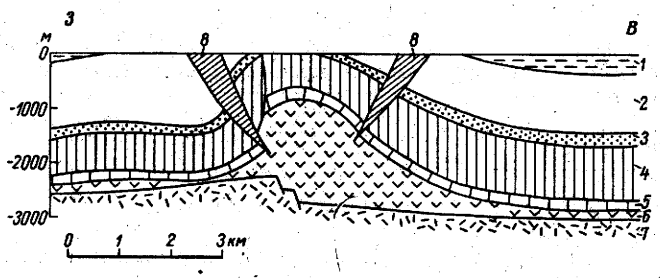


Рис. 125. Разрез месторождения Тобиас.

1 — палеоген; *2* — верхний мел; *3*, *4* — альб: *3* — верхний, *4* — нижний; *5*, *6* — апт: *5* — свита бинга, *6* — соленосная свита; *7* — изверженные породы; *8* — тектонические нарушения.

Таблица 96

Характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений в Анголе

Месторождение	Год открытия	Возраст продуктивных отложений	Наименование свит	Литологический состав	Глубина залегания, *м*	Плотность нефти, *г/см*³	Суточная добыча нефти в 1964 г., *т*	Суммарная добыча нефти на 30/VI 1964 г., тыс. *т*
Бенфика	1955	Аптский ярус	Бинга	Известняки трещиноватые	2600	0,887	35	160
Луанда	1957	Сеноманский ярус	Кабо ледо	Известняки, песчанистые известняки	1700—1900	0,876	18	75
		Аптский ярус	Бинга	Известняки трещиноватые				
Какуако	1958	Эоцен	—	Песчаники	350	0,880—0,940	51	47
		Нижний мел	Каво	»	2425			
Бом-Жезюс	1959	Аптский ярус	Бинга	Известняки трещиноватые	—	0,870		
Галинда	1959	То же	»	То же	2000—2150	0,880		
Ваконго	1961	»	»	»	—	0,876		
Тобиас	1961	»	»	»	От 800—900 до 2000	0,876	2659	1756

Месторождение Галинда, расположенное несколько восточнее Тобиаса, связано с крупным поднятием, соляной диапиризм в котором проявился незначительно. Эта складка не нарушена разрывами и имеет весьма круп-

ные размеры. Нефтяная залежь массивного типа приурочена к известнякам свиты бинга, залегающим на глубине 2000—2150 *м*.

Очень похожи на описанное выше по своему геологическому строению и по условиям залегания нефти месторождения Бенфика, Луанда, Ваконго.

На месторождении Какуако нефтяное скопление известно в выклинивающихся песчаниках нижнего мела (свита каво), выше соленосного комплекса апта. Песчаники, содержащие нефть, вверх по восстанию пород сильно обогащаются пелитовым материалом и становятся плохо проницаемыми. Залежь нефти может быть отнесена к литологически экранированной. Глубина залегания нефти около 2450 *м*.

В песчаниках свиты каво открыта залежь газа и конденсата на месторождении Пуако. Залежь газа встречена на глубине 2120—2150 *м*. Ее формирование контролируется сводовым изгибом пластов.

Некоторые сведения по нефтеносности известных в Анголе нефтяных месторождений приведены в табл. 96.

ЛИТЕРАТУРА к гл. II

Брод И. О., Васильев В. Г. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. Гостоптехиздат, 1965.

Броньон Г. и Веррье Г. К геологии бассейна Куанза в Анголе. IV Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1956.

Гаррис Н., Паллистер Дж., Браун Д. М. Поиски нефти в Уганде. XX Международный геологический конгресс. Материалы геологии нефти, т. IV. Гостоптехиздат, 1959.

Гурк В. Поиски нефти во французской Черной Африке. IV Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1956.

Гурк В. и Рейр Д. Нефтепоисковые исследования в прибрежной зоне Габона (Экваториальная Африка). XX Международный геологический конгресс. Материалы по геологии нефти, т. IV. Гостоптехиздат, 1959.

Гурк В. Седиментационные бассейны Камеруна. XX Международный геологический конгресс. Материалы по геологии нефти, т. IV. Гостоптехиздат, 1959.

Мишель П., Кларк П. и др. Проблемы нефтеносности палеозойских отложений северного обрамления нагорья Ахаггар. V Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1961.

Пэган Ж., Рейр Д. Месторождения нефти Габона и бассейна Конго. V Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1961.

Радченко О. А. Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. Гостоптехиздат, 1965.

Рильемо, Мишель, Трюмин. Разведка палеозоя к северу от Ахаггара (Сахара). IV Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1956.

Рябухин Г. Е., Громека Т. Г. Нефть и газ в Северной Африке. Изв. ВУЗов. Нефть и газ, № 1, 1961.

Big Oil in North Africa. Internat. oilman, v. 14, No 9, 1960.

El-Nakkady Saad E. Stratigraphic and Petroleum Geology of Egypt. Assiut, 1958.

Fothergill C. A. Oil in Afrika. Oil developments and aspects of petroleum geology in North and West Africa. Petrol., v. 24, No 6, 1961.

Hernhaussen H. V. Das Sahara-Olfeld Hassi Messaoud. Erdöl and Kohle, v. 13, No 5, 1960.

Les bassius petroliers du Gabon et du Congo montreut une grande disparite des conditions d'accumulation. Ind. petrole, v. 27, No 11, 1959.

Libya holds promise and problems. Oil and Gas J., v. 57, No 35, 1959.

Nwogu E. D., Oil in Nigeria. Nigerian Geogr., J., v. 3, No 2, 1960.

Perrodon A. Algeria-Sahara. Petroleum Engineer, v. 32, No 3, 1960.

Perrodon A., Tempere C. Oil exploration in the Sahara. Petrol., v. 23, No 11, 1960.

Perrodon A. Apercu des principaux resultats obtenus en Libye. Bull. Ass. franc. techniciens petrol., No 142, 1960.

The development of Hassi R'Mel. Petrol. Times, v. 64, No 1651, 1960.

Tugendhat G. North African oil and gas Supplies. Petrol. Times, No 1626, 1959.

Webb S. J. Nigeria as an oil producer. New Commonwealth, v. 38, No 11, 1960.

ГЛАВА III

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮГО-ЗАПАДНОЙ АЗИИ (БЛИЖНИЙ И СРЕДНИЙ ВОСТОК)

Ближний Восток — территория, расположенная на стыке Европы, Азии и Африки. В числе ближневосточных стран, имеющих нефтяные и газовые месторождения, рассмотрены Иран, Сирия, Турция, Кувейт, Нейтральная зона Кувейта, Саудовская Аравия, Катар, о-ва Бахрейн, Договорный Оман и Оман, Израиль. Ирак в советской литературе обычно относится к странам Среднего Востока.

Ближний и Средний Восток является регионом, содержащим весьма значительные запасы нефти. По количеству добываемой нефти Кувейт, Саудовская Аравия, Иран и Ирак в 1963 г. занимали соответственно четвертое, пятое, шестое и седьмое места среди других стран мира. Добыча нефти в Катаре, Нейтральной зоне Кувейта и на о-вах Бахрейн довольно значительна. Месторождения сосредоточены в четырех нефтегазоносных бассейнах: Персидского залива, Центрально-Иранском, Западно-Аравийском (Восточно-Средиземноморском), Аданском (рис. 126). Подавляющее большинство месторождений и доминирующая часть разведанных запасов заключены в бассейне Персидского залива. В трех остальных бассейнах выявлено лишь по нескольку или даже по одному (Аданский бассейн) месторождению.

Бассейн Персидского залива с запада ограничен Аравийско-Нубийским щитом Африкано-Аравийской докембрийской платформы. Северным и северо-восточным обрамлением служит Динарская ветвь альпийской складчатой системы: горы Тавр в Турции и хребты Загрос в Иране. Последние на юге страны разветвляются. Северная ветвь приобретает широтное простирание и следует к Белуджистану. Южная ветвь, очевидно, соединяется со складчатым сооружением Оман, ограничивающим бассейн на северо-востоке и выраженным хребтами Западный и Восточный Каджар. С юга бассейн ограничен выступом фундамента Африкано-Аравийской платформы — плато Гадрамаут.

Поскольку в выходах палеогеновых, меловых и более древних (вплоть до докембрийских) пород на восточном побережье Аравийского полуострова фиксируются западные и северо-западные азимуты падения, можно предполагать, что на юго-востоке бассейн замыкается в пределах крайней прибрежной зоны полуострова. Бассейн связан с обширной впадиной, расположенной перед альпийским складчатым сооружением и включающей Предтаврский, Предзагросский, Предоманский краевые прогибы и область склона Африкано-Аравийской платформы. Юго-западный борт бассейна состоит из платформенного склона и внешнего крыла Предтавро-Загрос-Оманского краевого прогиба. В его пределах имеются крупные платформенные поднятия, обычно группирующиеся в линейные зоны северо-запад — юго-восточного простирания. На внутреннем борту развиты антиклинальные зоны длиной до нескольких десятков километров следующие простиранию хребтов Тавр и Загрос. В крайней северо-восточной

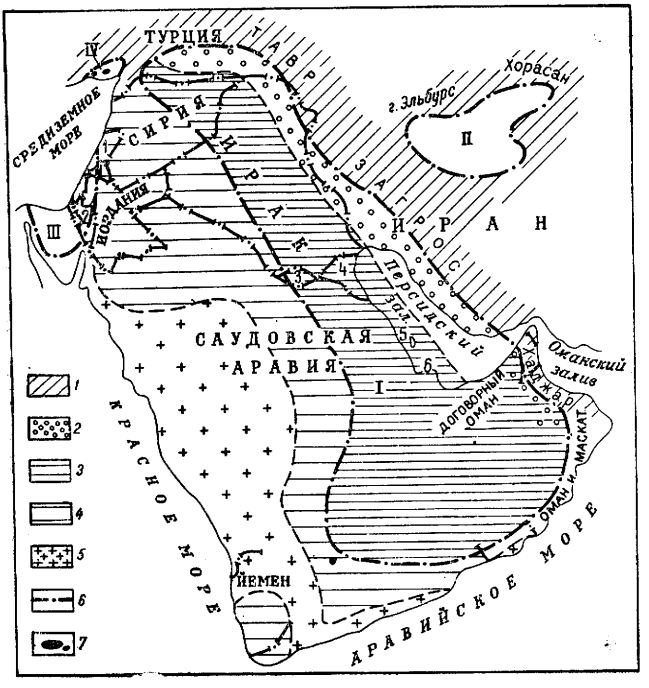


Рис. 126. Нефтегазоносные бассейны Юго-Западной Азии (Ближний и Средний Восток).

1 — область альпийской складчатости; *2* — внутренний борт Предтавро-Загрос-Оманского краевого прогиба; *3* — область склона Африкано-Аравийской платформы и внешний борт Предтавро-Загрос-Оманского краевого прогиба; *4* — часть Африкано-Аравийской платформы со сравнительно неглубоким залеганием фундамента; *5* — Аравийский щит; *6* — границы нефтегазоносных бассейнов: *I* — Персидского залива, *II* — Центрально-Иранский, *III* — Западно-Аравийский, *IV* — Аданский; *7* — нефтяное месторождение Бульгурдаг. Цифры на карте: *1* — Ливан; *2* — Израиль; *3* — Нейтральная зона; *4* — Кувейт; *5* — о-ва Бахрейн; *6* — Катар.

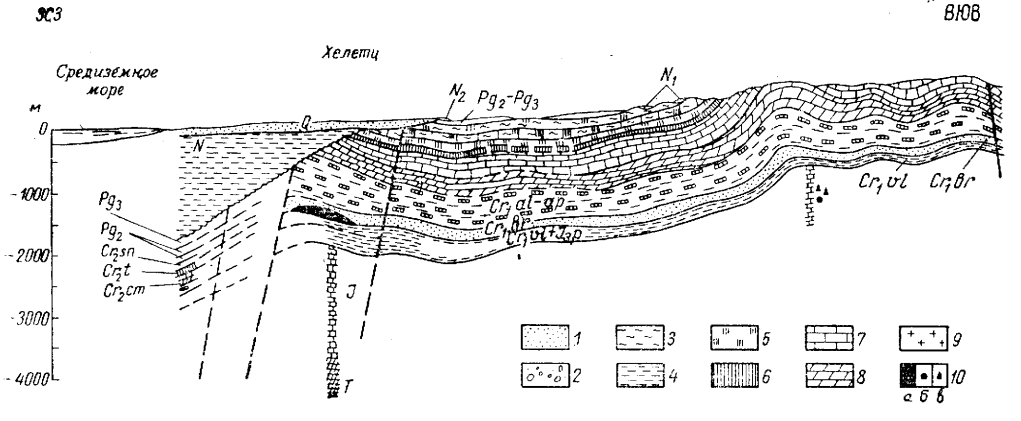


Рис. 127. Геологический разрез через Западно-Аравийский бассейн (по Л. Пикару, 1959).

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.

полосе внутреннего борта, примыкающей к Тавру и Загросу, складки высокие, резко асимметричные. По мере удаления от фронта альпийского складчатого сооружения они становятся в общем более пологими, слабо асимметричными.

Центрально-Иранский нефтегазоносный бассейн расположен в обширной горной области альпийской складчатости и связан с межскладчатой впадиной Деште-Кевир, возникшей на древнем срединном массиве. С севера и востока он обрамлен альпийскими складчатыми горными сооружениями, с юга и юго-запада — внутренними поднятиями Иранского срединного массива. В результате альпийского тектогенеза в осадочном чехле впадины возникли крупные, сравнительно просто построенные антиклинальные зоны, образующие две пересекающиеся системы.

Западно-Аравийский (Восточно-Средиземноморский) бассейн находится на окраине Африкано-Аравийской платформы и представляет впадину, связанную с системой ступенчатых сбросов, погружающихся в Средиземное море (рис. 127).

Аданский бассейн, промышленная нефтеносность которого установлена за последние годы, связан с внутрискладчатой впадиной в пределах Центрального Тавра, выполненной главным образом отложениями миоцена.

§ 1. ИРАН

Подавляющее большинство месторождений страны расположено в ее юго-западных районах, на побережье и в акватории Персидского залива. Одно месторождение (Нафте-Шах) находится на западной границе Ирана с Ираком и два разведаны в центральных областях, юго-юго-западнее Тегерана, в окрестностях Кум (рис. 128).

Первые попытки поисков нефти предприняты в конце XIX в. Созданная в 1901 г. В. Н. д'Арси первая английская нефтяная компания в течение 7 лет проводила поисковые работы, базируясь на наличии естественных нефтегазопроявлений, приуроченных к антиклиналям, выраженным на поверхности. 1908 г. ознаменовался открытием первого месторождения Месджид-Сулейман, заключавшего, как показала разведка, очень крупные запасы нефти и газа. К 1930 г. количество месторождений в стране увеличилось до четырех в результате открытия Хафт-Кел, Гач-Саран в юго-западных районах и Нафте-Шах вблизи Керманшаха. Бурение скважин, заложенных по данным сейсморазведки КМПВ, привело в 30-е годы к открытию нескольких месторождений, в том числе Ага-Джари, сразу занявшего первое место в стране по добыче нефти. В 1950 г. эксплуатировалось семь месторождений, среди которых основная доля в извлекаемой нефти падала на Ага-Джари (15,6 млн. *т*), Хафт-Кел (9,4), Месджид-Сулейман (2,9) и Гач-Саран (2,0). С 1958 по 1964 г. открыто более 10 месторождений, в том числе очень крупные Биби-Хакиме и Ахваз. В 1963 г. из добытых в Иране на этих месторождениях 73 млн. *т* нефти около 68 млн. *т* получено на Ага-Джари (39,2 млн. *т*), Гач-Саран (17,8), Хафт-Кел (6,4) и Ахваз (4,8). В 1964 г. число разрабатываемых месторождений возросло до 14, а месторождение Ахваз по добыче стало занимать третье место в стране (Ага-Джари 43,1 млн. *т*, Гач-Саран 22,3, Ахваз 6,7, Хафт-Кел 5,9 и Месджид-Сулейман 2,7 млн. *т*). С 1950 г. поиски нефти проводились в центральных областях страны, в районе Кум, который был выбран после предварительной аэрофотосъемки вследствие лучшей доступности. На выявленных в результате геологической съемки антиклиналях Альборс и Сарадже в 1956 и 1958 гг. открыты два крупных месторождения: нефтяное Альборс и газоконденсатное Сарадже. За последние годы ирано-итальянские и ирано-американские компании проводят поиски в северо-западной части акватории Персидского залива.

В 1960—1962 гг. здесь после рекогносцировочной морской грави- и сейсморазведки глубоким бурением выявлены месторождения Дариус, Кирус и Барганшар.

Нефтяные месторождения в основном сосредоточены в бассейне Персидского залива, два из них находятся в Центрально-Иранском бас-

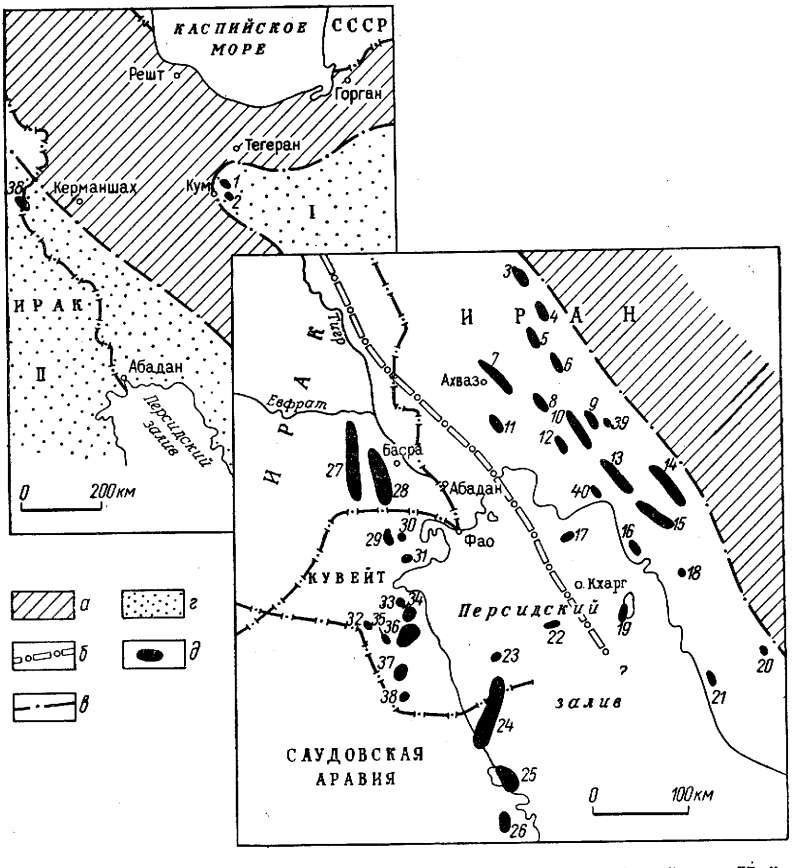


Рис. 128. Нефтяные месторождения Ирана, Южного Ирака, Кувейта и Нейтральной зоны Кувейта.

а — область альпийской складчатости; *б* — граница внутреннего и внешнего бортов бассейна Персидского залива; *в* — границы нефтегазоносных бассейнов; *г* — нефтегазоносные бассейны: *I* — Центрально-Иранский, *II* — Персидского залива; *д* — нефтяные месторождения: *1* — Альборс, *2* — Сарадже (газоконденсатное), *3* — Лали, *4* — Месджид-Сулейман, *5* — Нафт-Сафид, *6* — Хафт-Кел, *7* — Ахваз, *8* — Марун, *9* — Каранж, *10* — Ага-Джари, *11* — Мансури, *12* — Халафабад, *13* — Пазанун, *14* — Гач-Саран, *15* — Биби-Хакиме, *16* — Бинак, *17* — Барганшар, *18* — Гулькари, *19* — Дариус, *20* — Бушган, *21* — Кух-и-Мунд, *22* — Кирус, *23* — Хоут, *24* — Хафджи-Сафания, *25* — Манифа, *26* — Харсания, *27* — Румейла, *28* — Зубаир, *29* — Раудатайн, *30* — Сабрия, *31* — Бара, *32* — Минагиш, *33* — Кашман, *34* — Магва-Ахмади, *35* — Умм-Гудаир, *36* — Бурган, *37* — Вафра, *38* — Саут-Фуварис (Нейтральная зона), *38* — Нафте-Шах (Нафт-Хане), на границе Ирана и Ирака, *39* — Абу-Фарис, *40* — Раг-и-Сафид.

сейне. В бассейне Персидского залива все месторождения, вероятно, кроме Кирус, расположены на внутреннем борту Предтавро-Загрос-Оманского краевого прогиба, в области передовых складок.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В строении нефтегазоносных бассейнов принимают участие отложения кайнозойского, мезозойского и в меньшей степени палеозойского возраста. Схематические стратиграфические разрезы области передовых складок бассейна Персидского залива и Центрально-Иранского бассейна приведены в табл. 97 и 98.

Таблица 97

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Юго-Западного Ирана (рассматриваемая площадь оконтуривается берегом Персидского залива, иранско-иракской границей и на северо-востоке примерно линией Дизфул — Шираз)

Система, отдел	Свита, подсвита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Плиоцен верхний и средний	Бахтиари	Конгломераты, красноцветные пески и алевролиты	Несколько тысяч
Плиоцен нижний — миоцен	Верхний фарс	Красноцветные песчаники, мергели, алевролиты	Примерно до 2000
	Средний фарс	Серые известняки, мергели, глины	700
	Нижний фарс	Соль, ангидриты, красные и серые мергели, глины, прослои известняков	1800
Миоцен нижний — олигоцен верхний	Асмари	1. Тонкослоистые известняки, внизу опесчаненные. 2. Кристаллические и доломитизированные известняки. 3. Известняки водорослевые и коралловые, доломитизированные; в нижней части мергелистые известняки, прослои мергелей	600
Олигоцен нижний — мел верхний	—	Преимущественно мергели; прослои мергелистых известняков, неравномерно по площади развиты слои и пачки зеленоватых, синеватых и красноватых глин	1200
Мел средний — нижний	Бангестан	Массивные известняки, местами тонкослоистые с прослоями мергелей и известковистых глин	2500
Юра	Хами	Известняки с прослоями битуминозных глин и ангидритов	7000
	?		
Триас		Известняки с прослоями ангидритов	70
Пермь		Известняки	350
Карбон		Песчаники и глинистые сланцы	300
Девон		Песчаники и глинистые сланцы	250
Силур — ордовик		Глинистые сланцы с маломощными прослоями песчаников	300
Кембрий		Глинистые сланцы, песчаники, соль, известняки, ангидриты	—

Примечание. Сведения по стратиграфии Ирана часто существенно различаются. Настоящий разрез для домеловых отложений приводится по данным отчета «Бритиш петролеум компани» за 1956 г., а для более молодых образований составлен с учетом материалов N. L. Falcon (1958 г.) и опубликованных в последние годы в различных источниках результатов глубокого бурения.

Таблица 98

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Центрально-Иранского бассейна в районе Кум

Система, отдел, подотдел; свита		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Плиоцен		Песчаники, конгломераты	> 1000
Несогласие			
Миоцен верхний и средний; красноцветная верхняя		Пестроцветные мергели, песчаники, эвапориты Эвапориты, глины, прослои галечников	4000—5000 300—500
Миоцен нижний	Свита кум	Песчаники с прослоями известняков и мергелей Известняки с прослоями мергелей	60 30—400
Миоцен—олигоцен		Зеленые мергели с прослоями туфогенных пород	100—250
Олигоцен верхний и средний		Гипсы, ангидриты Мергели, известняки Песчанистые мергели Известняки	10—30 200—500 150—450 50—120
Несогласие			
Олигоцен нижний; красноцветная нижняя		Пестроцветные породы, эвапориты, конгломераты, туфы	300—1000
Несогласие			
Эоцен		Известняки, мергели, туфогенные породы, эффузивы	1500—3000
Несогласие			
Мел верхний—средний		Глины, мергели, известняки, эффузивы; в основании пестроцветные конгломераты	—
Несогласие			
Юра		Известняки, мергели, аргиллиты, песчаники	—
Триас		Песчаники, глинистые сланцы	—
Пермо-карбон		Морские известняки	—
Девон		Кварциты, доломиты, сланцы, базальты	—

Нефтегазоносность приурочена к отложениям миоцена, олигоцена, эоцена и мела. Распределение и характеристика нефтегазоносности даны в табл. 99.

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе иран

Месторождение	Возраст	Наименование (свита)	Литологический состав	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мд	Характер залежи
Бассейн Перс						
Внутренний борт Предтавро-Заг						
Ага-Джари	Миоцен нижний — мел средний	Миоцен нижний — олигоцен верхний	Асмари	Верхний асмари: кристаллические тонкослоистые плотные известняки, внизу опесчаненные. Средний асмари: перекристаллизованные и доломитизированные плотные известняки. Нижний асмари: рифогенные известняки, иногда доломитизированные, мергелистые	5—7; меняется от 2 до 20	0,01—10 в керне	В каждом месторождении нижнемиоценовый — среднемеловой комплекс образует единый резервуар, заключающий нефтяную залежь с газовой шапкой
Гач-Саран							
Нафт-Сафид							
Ахваз							
Биби-Хакиме							
Барган-шар							
Мансури		Олигоцен нижний — мел верхний		Мергелистые известняки, мергели	—		
Карандж		Мел средний сеноман — альб	Бангестан	Массивные слоистые известняки	Высокотрещиноватые породы с очень незначительной пористостью и проницаемостью в керне		

[1] Все действующие нефтяные скважины фонтанные.

Таблица 99

ской части бассейна Персидского залива и Центрально-Иранского бассейна

Мощность, *м*	Глубина залегания кровли, *м*	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, *т/сутки*	Плотность нефти, *г/см³*; содержание серы (цифра со звездочкой), %	Среднесуточная добыча в 1-й половине 1964 г., тыс. *т*	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. *т*	Количество действующих в 1964 г. нефтяных скважин (см. [1])	Примечание
идского залива								
рос-Оманского краевого прогиба								
1150	—1950	1937; 1944	~3000 (макс. до 7000)	0,854; 1,42 *	117	341	38	Пластовое давление 210 *ат*
~2000	—2100	1928; 1940	~3000	0,869; 1,6 *	57,5	88	15	Пластовое давление 240 *ат*
—	—1680	1935; 1945	~150 ?	0,846; 1,5 *	2,6	21,2	14	Пластовое давление ~200 *ат*
—	—2700	1958; 1959	2100 (от 800 до 3500)	0,862	17	10,3	8	—
—	—1860 ÷ —2450	1961; 1964	500—1400	—	С XI 1964 г. 0,6	—	—	—
—	—2700 ÷ —3000	1960; 1963	450—500	0,852	3,4	1,8	7	—
—	—	1962	—	—	—	—	—	—
—	—	1963; 1964	1350	—	С XI 1964 г. 4,1	—	3	—

Месторождение	Возраст		Наименование (свита)	Литологический состав	Коллекторские свойства		Характер залежи
					пористость, %	проницаемость, *мд*	
Лали		Миоцен нижний — олигоцен верхний	Асмари	См. [1]	См. [1]		Две изолированные залежи в свитах асмари (с газовой шапкой) и бангестан
		Мел средний	Бангестан	См. [2]	См. [2]		
Месджид Сулейман	Миоцен нижний — эоцен	Миоцен нижний — эоцен:	Асмари	См. [1]	См. [1]		Единый резервуар, заключающий нефтяные залежи с газовой шапкой
Хафт-Кел		1) миоцен нижний — верхний олигоцен	»	»	»		
		2) эоцен	—	Мергелистые известняки	—		
Пазанун	Миоцен нижний — олигоцен верхний		Асмари	См. [1]	См. [1]		Водо-нефтяной контакт не вскрыт. В месторождении Пазанун очень значительная газовая шапка
Бинак							
Халафабад							
Марун							
Бушган							
Нафте-Шах			Кальгур	Аналог асмари	См. [1]		Нефтяная залежь

[1] См. характеристику свиты асмари вверху этой же колонки.
[2] См. характеристику свиты бангестан вверху этой же колонки.
[3] Все действующие нефтяные скважины фонтанные.

Продолжение табл. 99

Мощность, м	Глубина залегания кровли, м	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, т/сутки	Плотность нефти, г/см³; содержание серы, (цифра со звездочкой), %	Среднесуточная добыча в 1-й половине 1964 г., тыс. т	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. т	Количество действующих в 1964 г. нефтяных скважин (см. ³)	Примечание
~300	—1740	1938; 1948	Средний 250 (макс. ~2000)	0,845; 0,69—0,95 *	1,0	7,1	4	Пластовое давление ~220 *ат*
—	—2400	1949	—	0,847; 1,19 *	—	—	—	—
>300	—750	1908; 1911	Средний 200—250, (макс. до 1000 и более)	0,833; 1,1—1,2 *	5,5	137	25	Пластовое давление 40 *ат*
>300	—1050	1928; 1929	800—850	0,833; 1,22 *	16,7	195	19	Пластовое давление 95 *ат*
> 500	—2700	1937; 1963	1000—1500	0,845	2,7	1,4	2	В 1943—1946 гг. на месторождении Пазанун добывались газ и конденсат; всего получено 3,5 млрд. м³ газа и 0,8 млн. т конденсата. Наличие нефти установлено в 1960 г.
—	—1524	1959	—	0,89	—	—	—	
—	—3290	1962	—	—	—	—	—	
—	—	1964	—	—	—	—	—	
—	—	1963	—	—	—	—	—	
65	—600 ÷ —900	1923; 1935	300	0,81—0,82; 0,6 *	1,0	6,7	3	

Месторождение	Возраст	Наименование (свита)	Литологический состав	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мд	Характер залежи
Дариус	Мел нижний, неоком	Хами	Известняки	—		Залежь нефти с газовой шапкой
						Внешний борт кр
Кирус	Мел средний, альб—сеноман	Бурган	Песчаники	—		Нефтяные залежи
	Мел нижний, неоком	Хами	Известняки	—		
						Центрально-Ира
Альборс	Миоцен нижний—олигоцен	Кум	Известняки (аналог асмари)	См.[1]		Нефтяная залежь
Сарадже						Залежь газоконденсата

[1] См. характеристику свиты асмари вверху этой же колонки.
[2] Все действующие нефтяные скважины фонтанные.
Кроме перечисленных в табл. 99, в 1964 г. открыты нефтяные месторождения Абу-Фарис (в Джари); в обоих продуктивны известняки асмари.
Восточнее Ганаве выявлено небольшое нефтяное месторождение Кух-и-Сафид. На в двух скважинах. На непромышленном месторождении Кух-и-Мунд (см. рис. 129) залежь нефти

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Отложения, развитые в области передовых складок, дислоцированы в систему антиклинальных и синклинальных зон, простирающихся с северо-запада на юго-восток (рис. 129). На северо-востоке область пере-

Продолжение табл. 99

Мощность, *м*	Глубина залегания кровли, *м*	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, *т/сутки*	Плотность нефти, *г/см³*; содержание серы (цифра со звездочкой), %	Среднесуточная добыча в 1-й половине 1964 г., тыс. *т*	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. *т*	Количество действующих в 1964 г. нефтяных скважин (*см.*²)	Примечание
300	—3300÷ —3500	1961	Средний 1100 (макс. 4780)	0,87— 0,88	С Х 1964 г. 5,5	—	4	В 1965 г. в эксплуатации еще 5 скважин. Суточная добыча достигла 13,7 тыс. *т*. Небольшой приток тяжелой нефти получен также из известняков асмари
аевого прогиба								
—	—2100÷ —2200	1962	1920	0,845	—	—	—	Кроме указанных, небольшая залежь обнаружена в известняках свиты гар (аналог асмари). Четыре нефтяные скважины подготовлены к эксплуатации
—	—		820	—	—	—	—	
нский бассейн								
800	—2400÷ —2700	1956; 1961	Начальный до 10 000— 15 000	0,823; 0,85	0,08	0,7	3	Пластовое давление ~600 *ат*
-	—2400÷ —2700	1958	100—400 и до 1 млн. (*м³/сутки* газа)	0,767	—	—	—	Пластовое давление 435 *ат*

30 *км* к востоку — северо-востоку от Ага-Джари) Раг-и-Сафид (в 36 *км* к югу-востоку от А г

непромышленном месторождении Чиллингар (см. рис. 129) небольшие притоки нефти получе плотностью 1,04 *г/см³* и содержанием серы 5,15% заключена в известняках верхнего мела—эоцена.

довых складок отделяется от фронта Загроса группой передовых антиклиналей, в ядрах которых эрозией вскрыты породы мезозоя. Эта группа складок помещается уже за пределами нефтегазоносного бассейна. В области передовых складок отложения мела — нижнего миоцена, слагаемые главным образом плотными карбонатными породами, образуют просто построенные антиклинали и синклинали очень слабо нарушенные разрывами.

Вышележащая соленосная свита фарс значительно дислоцирована по отношению к подстилающему комплексу и характеризуется дисгармоничной складчатостью.

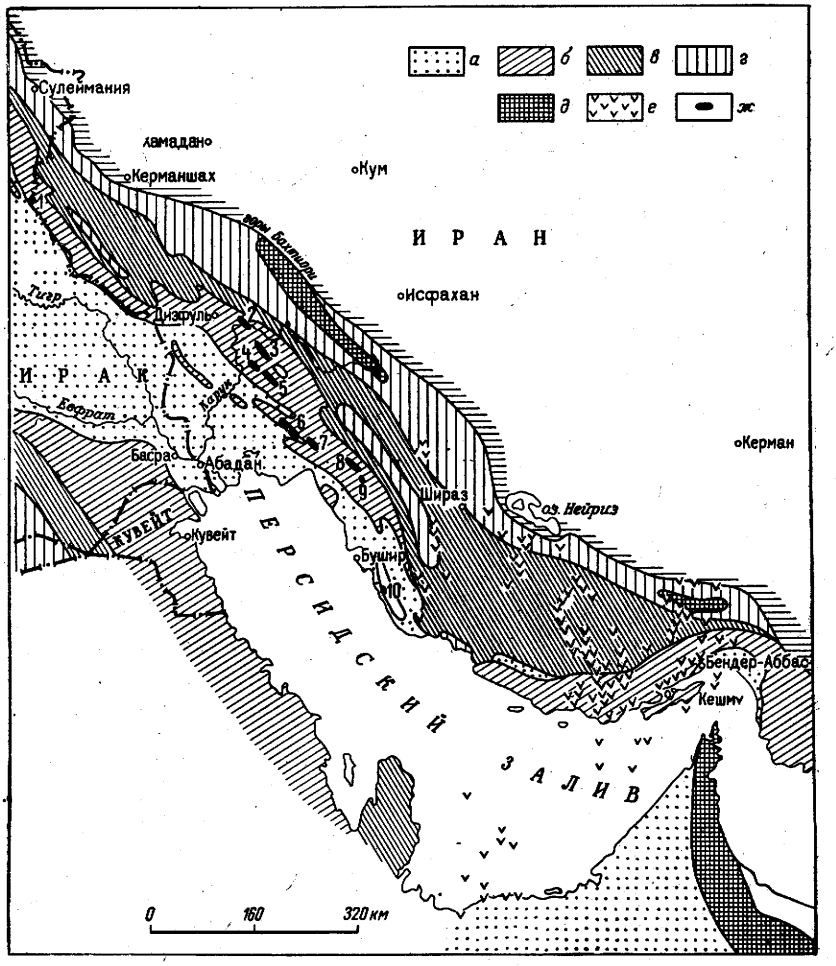


Рис. 129. Геологическая карта и схема расположения нефтяных месторождений Юго-Западного Ирана.

а — четвертичные отложения; *б* — неоген; *в* — преимущественно палеоген; *г* — в основном мезозой; *д* — мезозой и палеозой; *е* — соляные купола; *ж* — месторождения нефти: *1* — Нафте-Шах, *2* — Лали, *3* — Месджид-Сулейман, *4* — Нафт-Сафид, *5* — Хафт-Кел, *6* — Ага-Джари, *7* — Пазанун, *8* — Гач-Саран, *9* — Чиллингар, *10* — Кух-и-Мунд.

БАССЕЙН ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА

Все месторождения приурочены к брахиантиклиналям, в строении которых участвуют отложения мелового — нижнемиоценового возраста. Брахиантиклинали входят в состав протяженных антиклинальных зон, обладают довольно широким, слабо выпуклым сводом и являются асимметричными; их юго-западные крылья более крутые. Степень дисгармоничности складок свиты фарс по отношению к структурным формам нижележащих отложений мела — нижнего миоцена возрастает по мере приближения к фронту Загроса.

По структурной характеристике месторождения Юго-Западного Ирана можно подразделить на два подтипа.

К первому относятся Гач-Саран, Месджид-Сулейман и Лали, наиболее близко расположенные к складчатому горному сооружению Загрос. Отложения свиты в них образуют по нескольку тектонических чешуй, надвинутых в юго-западном направлении. Над сводами складок, слагаемых толщей известняки мела — свита асмари, слои свиты фарс характеризуются отчетливым синклинальным строением.

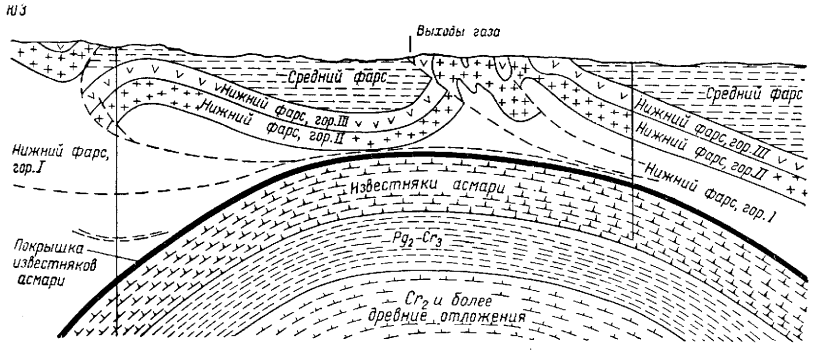


Рис. 130. Разрез месторождения Гач-Саран (по материалам XX Международного геологического конгресса (МГК), т. IV, 1956).

Месторождение Гач-Саран (рис. 130) приурочено к слабо асимметричной складке с плоским широким сводом. Углы падения на крыльях постепенно возрастают до 50°. Длина складки около 45 *км*, ширина 6,5—9 *км*. Помимо газовой шапки, в своде изолированное скопление газа имеется на восточной периклинали. Газо-нефтяные контакты на двух этих участках располагаются на резко различных уровнях. Присутствие газо-

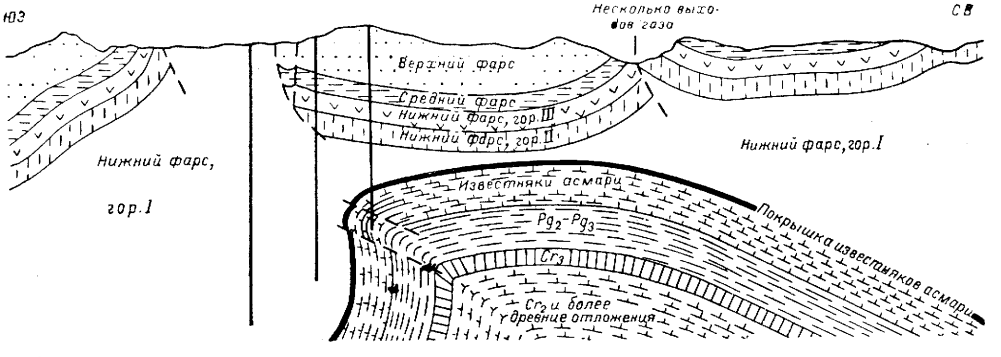


Рис. 131. Разрез месторождения Лали (по материалам XX МГК, т. IV, 1956).

вого скопления на периклинали объясняется наличием здесь замкнутого поднятия, отделенного от центральной части складки структурным седлом.

Месторождение Лали связано с резко асимметричной брахиантиклиналью размерами 24 × 6,5 *км* (рис. 131). Юго-западное крыло ее очень крутое, в некоторой части даже опрокинутое. Бурением на этом крыле установлены разрывы, проникающие в толщу известняков асмари. Свод поднятия широкий и пологий.

Старейшее месторождение страны Месджид-Сулейман приурочено к антиклинали, отчетливо выраженной на поверхности. Слагающие ее известняки асмари и более древние породы образуют резко асимметричное поднятие размерами 30 × 6 *км* со слегка подвернутым юго-западным крылом и плоским широким сводом.

Ко второму подтипу относятся месторождения средней части внутреннего борта Предтавро-Загрос-Оманского краевого прогиба. Структурно они выражены асимметричными складками, рассеченными пологими надвигами, по которым отложения свиты фарс смещены на юго-запад. Вследствие этого несовпадение сводов по кровле асмари и подошве среднего фарса достигает нескольких километров. В процессе смещения по надвигу отложения свиты фарс значительного смятия не испытали. Поэтому над складкой, сформированной известняками мела — свиты асмари, они образуют просто построенную моноклиналь.

Представителем второго подтипа является крупнейшее месторождение Ирана Ага-Джари (рис. 132). Это антиклиналь длиной 50—55 *км*,

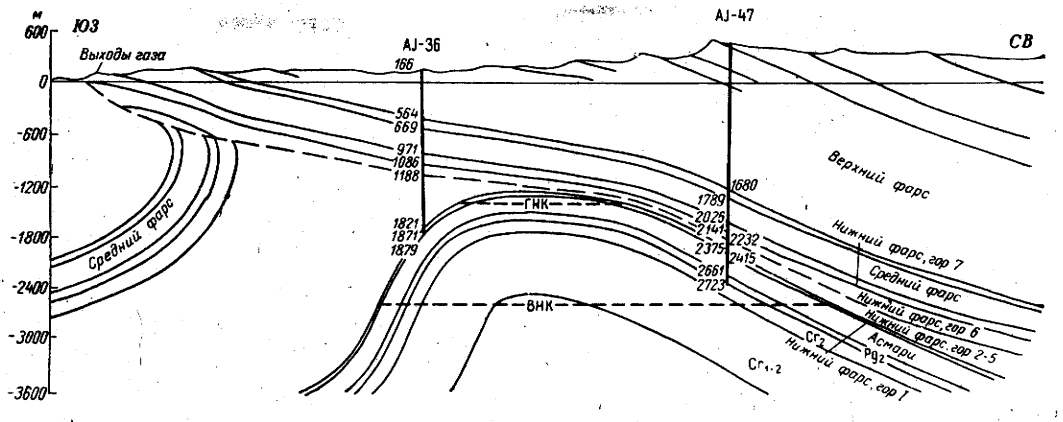


Рис. 132. Разрез месторождения Ага-Джари.

шириной около 5 *км*. На северо-восточном крыле складки углы падения пород не превышают 30°, на юго-западном возрастают до 40—45°. Смещение свода по подошве среднего фарса относительно кровли асмари в юго-западном направлении достигает 2,5 *км*. На месторождении ранее имелись две изолированные газовые шапки, слившиеся в процессе эксплуатации. Первоначальные отметки газо-нефтяного контакта изменились к началу 60-х годов от 1380—1440 до 1590 *м*, а водо-нефтяного — от 2550 до 2490 *м*. Начальное пластовое давление равнялось 281,5 *ат*. Падение давления в процессе эксплуатации составило примерно 0,02 *ат* на каждые 140 тыс. *т* извлеченной нефти.

Аналогично строение месторождений Хафт-Кел, Нафт-Сафид, Пазанун и Нафте-Шах. Размеры складок, с которыми связаны первые два из них, соответственно равны 27 × 4,5 *км* и 27 × 3,5 *км* (рис. 133, 134).

Месторождение Нафте-Шах расположено в пределах антиклинали, пересекающей границу Ирана с Ираком. На поверхности в своде обнажаются слои среднего фарса. Размеры складки 12 × 1,5 *км*. Породы нижнего — среднего фарса на юго-западном крыле характеризуются углами падения 75—90°; на северо-восточном крыле они залегают сравнительно полого. Отложения этого возраста разорваны надвигом, круто падающим на северо-восток у поверхности, но быстро выполаживающимся и затухающим на глубине. Надвиг обусловил смещение свода по молодым горизонтам относительно свода по известнякам кальхур на 800 *м* в горизонтальном направлении. Свита кальхур и более древние слои образуют просто построенную асимметричную складку, шарнир которой погружается на северо-запад и юго-восток под углами 3—5°. Углы падения на

северо-восточном крыле не превышают 16—17°, а на юго-западном возрастают до 60°.

Сведения о детальном строении месторождений юго-западной части внутреннего борта в литературе отсутствуют. Структура их близка к

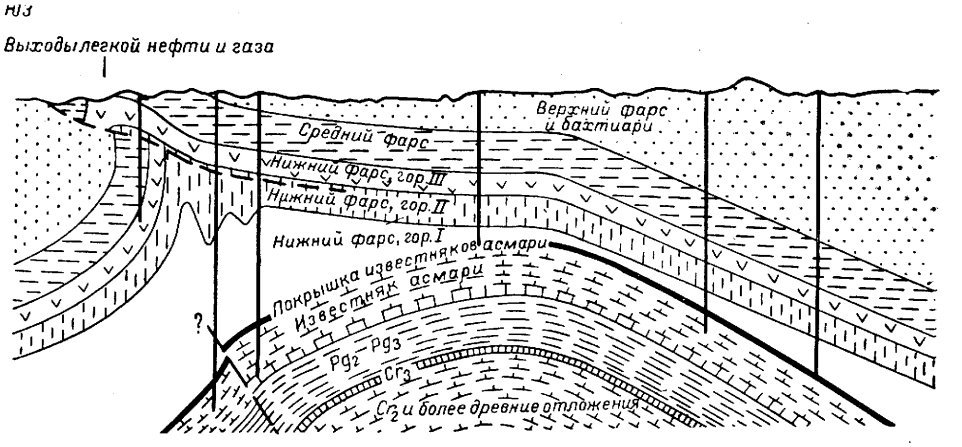


Рис. 133. Разрез месторождения Нафт-Сафид (по материалам XX МГК, т. IV, 1956).

охарактеризованной для месторождений средней части внутреннего борта, отличаясь меньшим несоответствием в степени складчатости между свитой фарс и меловым — нижнемиоценовым карбонатным комплексом.

Все известные залежи месторождений Ирана на внутреннем борту краевого прогиба относятся к группе массивных сводовых и являются

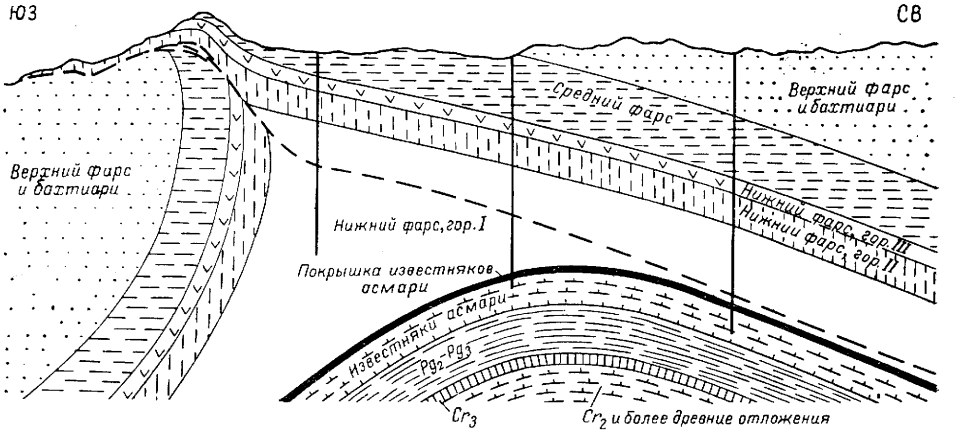


Рис. 134. Разрез месторождения Пазанун (по материалам XX МГК, т. IV, 1956).

нефтяными с газовой шапкой. Кроме Лали, во всех месторождениях внутреннего борта карбонатная толща мелового — нижнемиоценового возраста образует единые гигантские резервуары, в различной степени насыщенные нефтью и газом. Единство этих резервуаров обеспечивается, несмотря на крайне низкую проницаемость и малую пористость слагающих их пород, наличием разветвленной системы крупных сообщающихся трещин. Роль покрышек играют эвапориты свиты фарс. На месторождении Лали известняки свит бангестан и асмари разделены плохо проницаемыми мергелями верхнего мела и эоцена. Наличие последних обеспечило возможность формирования здесь двух самостоятельных массивных

залежей. Следует подчеркнуть огромную высоту этажа нефтегазоносности (более 1100 *м* в месторождении Ага-Джари и свыше 2000 *м* в Гач-Саран), весьма высокий дебит скважин и длительность периода их эксплуатации. Так, на месторождении Месджид-Сулейман скв. «Ф» фонтанировала непрерывно с 1911 по 1926 г. и дала за это время 6,7 млн. *т* нефти.

В 1962 г. в акватории Персидского залива открыто месторождение Кирус, расположенное уже на внешнем борту краевого прогиба. По возрасту и литологическому составу нефтегазосодержащих пород оно аналогично месторождениям Кувейта и Нейтральной зоны, будучи, как и они, приурочено к пологому платформенному поднятию.

ЦЕНТРАЛЬНО-ИРАНСКИЙ БАССЕЙН

На территории бассейна имеются месторождения Альборс и Сарадже. Оба месторождения приурочены к крупным антиклиналям, оси которых простираются с запад-северо-запада на восток-юго-восток. В сводах обнажены породы миоцена. Длина складки Альборс 50 *км*, ширина 11—12 *км*.

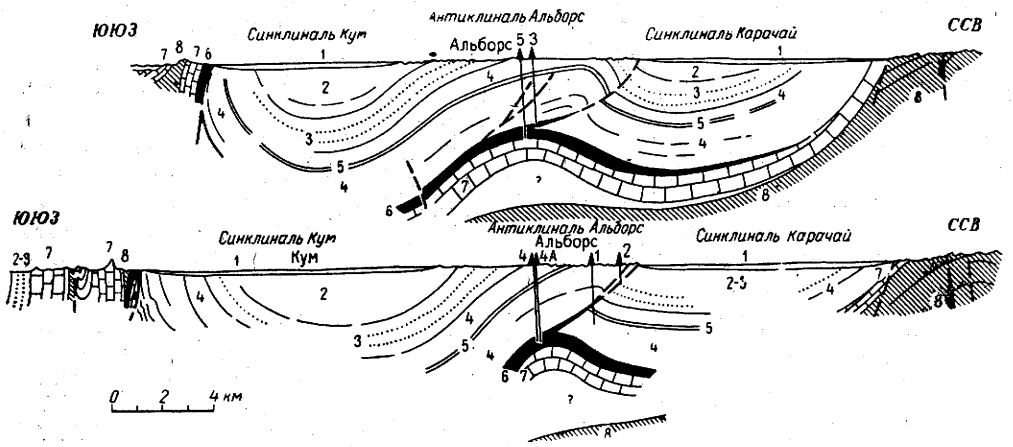


Рис. 135. Разрезы через район месторождения Альборс (по Б. Мостофи и А. Ганссеру, 1957).

1 — четвертичные осадки; *2* — плиоцен; *3* — миоцен, верхняя часть верхней красноцветной свиты; *4* — миоцен, нижняя часть верхней красноцветной свиты; *5* — миоцен, горизонт морских зеленоцветных осадков; *6* — эвапориты; *7* — олигоцен — миоцен, морские осадки свиты кум; *8* — олигоцен — эоцен, преимущественно вулканогенные породы.

Антиклиналь асимметрична (северное крыло круче) и осложнена разрывом. Изображенная на рис. 135 подстилающая известняки кум соленосная свита, и тем более резкие изменения ее мощности, судя по имеющимся данным, бурением не доказаны. Поэтому оснований для того, чтобы отводить существенную роль в формировании антиклинали Альборс соляной тектонике, пока не имеется. Первые пять скважин, пробуренные на антиклинали, не дали нефти, из шестой ударил мощный фонтан с глубины 2300 *м* из слоистых известняков и мергелей свиты кум (олигоцен — нижний миоцен). Высота фонтана достигала 70 *м*. Скважина фонтанировала три месяца, дебит достигал 11—13 тыс. *т/сутки*. Давление на забое, замеренное в скв. 9, составляет около 600 *ат*. Нефтеносные известняки в отличие от свиты асмари обладают слоистостью. Они характеризуются сравнительно низкой пористостью и весьма изменчивой проницаемостью.

Аналогично строение газоконденсатного месторождения Сарадже, в котором также установлено чрезвычайно высокое пластовое давление в продуктивных известняках свиты кум. Оба месторождения заключают

массивные сводовые залежи. Запасы газа и конденсата в Сарадже составляют соответственно 40 млрд. $м^3$ и 7 млн. $т$.

Следует упомянуть о результатах работ на юго-восточном побережье Каспийского моря, где в 40 *км* северо-восточнее Горган (см. рис. 128) поисковая скважина дала фонтан газа с дебитом 2800 $м^3$/*сутки* из отложений миоцена с глубины около 2050 *м*. Классификация структур месторождений и залежей приведена в табл. 100.

Таблица 100

Структурные формы месторождений нефти и газа Ирана и типы их залежей

Структуры месторождений	Типы залежей	Месторождения
Антиклинали, в различной степени асимметричные	Массивные сводовые (в структурных выступах) (асмари, бангестан, кум)	Все месторождения внутреннего борта бассейна Персидского залива (Юго-Западный Иран) и Центрально-Иранского бассейна
Пологие платформенные ? поднятия	Массивные сводовые (в структурных выступах) (известняки неокома) Пластовые сводовые (песчаники среднего мела)	Кирус

§ 2. ИРАК

Нефтяные и газовые месторождения страны располагаются в ее восточной части от провинции Басра на юге до границ с Сирией и Турцией на севере (рис. 136). Стимулом для выяснения перспектив нефтегазоносности послужило открытие в 1908 г. крупнейшего месторождения Месджид-Сулейман на территории Ирана.

История нефтепоисковых работ может быть подразделена на несколько этапов. В 1926—1930 гг. в Курдистане и западной пустыне Ирака проводились рекогносцировочные стратиграфические исследования, структурная съемка антиклиналей, выраженных на поверхности. На 12 из таких антиклиналей осуществлено поисковое бурение. Основным достижением является открытие огромного нефтяного месторождения Киркук. Крупные скопления нефти, не пригодные для эксплуатации вследствие ее высокой сернистости и вязкости, установлены на площади Кайара. В 1931—1940 гг. основное внимание уделялось промышленной разведке месторождения Киркук, начавшего разрабатываться с 1934 г. Дальнейшие попытки обнаружить залежи легкой нефти на площади Кайара оказались неудачными. В 1939 г. поисковое бурение на выявленной в результате геологоструктурной съемки антиклинали на крайнем севере Ирака привело к открытию месторождения Аин-Зала. В ряде областей страны в предвоенные годы выполнены рекогносцировочные гравиметрические исследования. К концу 1930 г. на месторождении Киркук добывалось около 3 млн. $т$ нефти в год. В 1941—1945 гг. полевые исследования в очень небольших размерах проводились лишь в провинции Басра. В 1946—1961 гг. осуществлены обширные комплексные поисковые работы В результате выявлены нефтяные месторождения Бутма, Бай-Гассан, Джамбур и небольшие скопления газа на антиклиналях Чемчемал, Кор-Мор, Ханука в Северном Ираке, а также (по данным геофизических исследований) месторождения нефти Румейла, Зубаир в Басре. Ведущее положение сохраняло месторождение Киркук (1960 г. — 34,5 млн. $т$). С начала 50-х годов отмечается устойчивый рост добычи на месторождениях Зубаир

и Румейла, в 1960 г. достигшей 11,5 млн. *т*. На месторождениях Северного Ирака (Аин-Зала, Бутма) добыча превысила 1 млн. *т*. В 1962 г. правительство Ирака запретило иностранным компаниям проводить поисковые работы и национализировало доминирующую часть принадлежавших этим компаниям концессионных площадей. В 1964 г. в стране создана национальная нефтяная компания.

Газовые, очень незначительные месторождения страны не эксплуатируются. На нефтяных месторождениях добывается попутный газ в очень большом количестве (в 1962 г. до 7 млрд. *м*³).

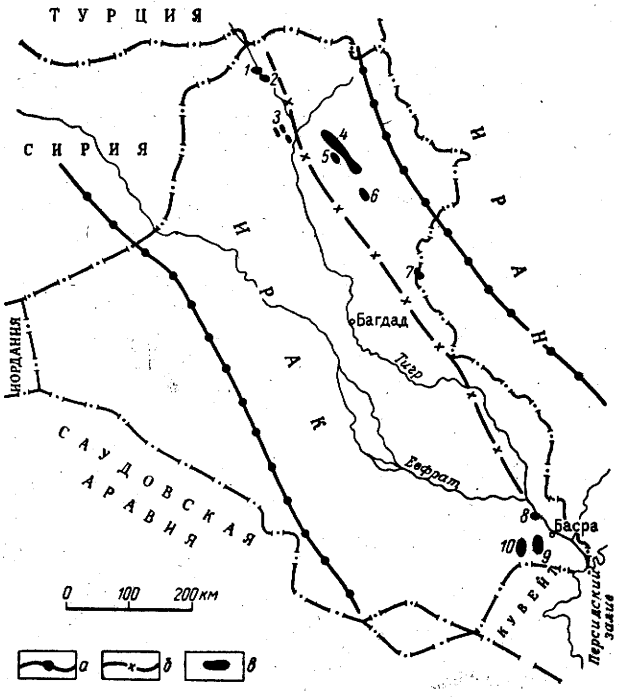


Рис. 136. Нефтяные месторождения Ирака.

а — граница бассейна Персидского залива; *б* — примерное положение границы внутреннего и внешнего бортов краевого прогиба; *в* — нефтяные месторождения: *1* — Аин-Зала, *2* — Бутма, *3* — Кайара, *4* — Киркук, *5* — Бай-Гассан, *6* — Джамбур, *7* — Нафт-Хане, *8* — Нар-Умр, *9* — Зубаир, *10* — Румейла.

Нефтяные месторождения располагаются в нефтегазоносном бассейне Персидского залива, преимущественно на севере страны, в полосе, простирающейся от Ханекин на юго-востоке (у границы с Ираном) через Мосул до стыка границ Сирии, Турции и Ирака на северо-западе.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В строении месторождений принимают участие отложения мелового, палеогенового и неогенового возраста, четко разделяющиеся на два литологических комплекса: карбонатный мелового — аквитанского возраста и соленосно-обломочный, относящийся к миоцен-плиоцену. Эти комплексы разделены переходной зоной нижнего фарса, заключающей прослои ангидритов в карбонатном разрезе. Схематические разрезы наиболее типичных месторождений приведены в табл. 101—103. Характеристика нефтегазоносности Ирака дана в табл. 104.

Таблица 101

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений месторождения Кирку

Отдел, подотдел	Ярус, подъярус	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Плиоцен нижний — миоцен		Фарс	Красноцветные песчаники, глины, алевролиты	0—600
			Соль, красные и синие глины, алевролиты, тонкие прослои ангидритов и известняков	225—600
			Ангидриты, известняки с прослоями алевролитов и глин (переходная зона). В основании конгломераты	90—150
Перерыв				
Миоцен нижний	Аквитан	Евфрат	Известняки оолитовые, органогенные. В своде антиклинали Киркук отсутствуют; появляются юго-западнее оси складки	0—50
Перерыв				
Олигоцен	Главный известняк (комплекс)	Киркук	Известняки рифовых, зарифовых и предрифовых фаций	120—150
Эоцен верхний — средний		Джеддала		150—200
Эоцен нижний		Глобигериновые известняки	Известняки и глинистые известняки	100
Палеоцен		Аалиджи	Мергели	80—100
Перерыв				
Мел верхний	Маастрихт — кампан верхний	Шираниш	Мергелистые известняки, мергели	300
	Перерыв			
	Турон	Кометан	Мергелистые известняки	50
	Перерыв			
	Сеноман — альб	Камчука	Мелководные хемогенные и рифогенные известняки	120

Продолжение табл. 101

Отдел	Ярус, подъярус	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Мел нижний	Апт — валанжин	Орбитолиновые слои	Рифогенные и хемогенные известняки, мергели	>500
	Перерыв			
	Берриас — титон		Известняки радиоляриевые, известковистые аргиллиты, глины	До 600
Юра верхняя	Кимеридж — келловей		Ангидриты, глины, известняки	>400

Таблица 102

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений района месторождения Аин-Зала

Система, отдел; свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Миоцен; фарс	Глины, алевролиты, известняки	120—330
	Известняки пористые, кристаллические с линзами гипсов и ангидритов	165
Миоцен нижний; евфрат	Известняки	~50
Олигоцен — эоцен средний; главный известняк	Известняки глинистые, кристаллические и детритусовые	700
Эоцен нижний — палеоцен	Аргиллиты известковистые от темно-серых до черных, местами пестроцветные с редкими тонкими прослоями известняков	510
	Аргиллиты синевато-серые и зеленоватые с линзовидными прослоями песчаников	
Перерыв		
Мел верхний	Известняки мергелистые плотные от серых до темно-серых	700
	Известняки кристаллические, плотные, серые и светло-коричневые	55
	Известняки кремнистые, кристаллические, доломитизированные, с тонкими прослоями черных битуминозных глин в нижней части	30
	Известняки и аргиллиты	15

Продолжение табл. 102

Система, отдел; свита,	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
	Перерыв	
Мел средний	Известняки доломитизированные, органогенные, пористые; прослои брекчий и черных битуминозных глин	200
Мел нижний	Известняки доломитизированные, кристаллические с прослоями зеленоватых пиритизированных глин и глинистых темно-серых мергелей	30—50
	Перерыв	
Юра средняя	Известняки кристаллические, доломитизированные с пропластками аргиллитов и редкими прослоями брекчий	470
Юра нижняя	Ангидриты с тонкими прослоями крупнокристаллических известняков, брекчии и конгломераты	50

Примечание. На окружающих, структурно пониженных площадях развиты мощные толщи более молодых горизонтов свит фарс и бахтиари, представленных грубообломочными, часто красноцветными осадками.

Таблица 10

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений провинции Басра (Южный Ирак)

Система, отдел; ярус	Местное деление		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
	группа	свита		
Плейстоцен		Дибдибба	Пески, гравелиты, глины	350
		Перерыв		
Миоцен средний	Кувейт	Зор (нижний фарс)	Ангидриты, гипсы, мергели, глины	380
Миоцен нижний — олигоцен		Гар (абугар)	Пески с прослоями гравелитов и глин	165
		Перерыв		
Эоцен средний — палеоцен[1]	Га́за	Даммам (бахрейн)	Нуммулитовые известняки	245
		Рус	Ангидриты с известняками и мергелями	195
		Шаммар (радума)	Мергелистые и доломитизированные известняки с прослоями ангидритов	~400

[1] По другим данным также и верхний эоцен.

Продолжение табл. 103

Система, отдел; ярус		Местное отделение: группа	Местное отделение: свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Мел верхний; маастрихт — сантон		Арума	Таярат	Известняки с прослоями глин	220
			Перерыв		
			Курна	Мергели, доломиты	120
			Перерыв		
			Харфа	Органогенные глауконитовые известняки с прослоями темно-серых глин	230
			Сади	Мергелистые известняки	390
			Перерыв		
			Танума	Черные глины	50
			Хасиб	Мергелистые известняки с прослоями глин	60
Мел верхний; турон — сеноман		Вазиа	Мишриф	Известняки в кровле и подошве органогенные	160
			Румейла	Известняки, мергели, мел	100
			Ахмади	Зеленые, серые, коричневые глины с прослоями известняков	110
			Вара	Песчаники, алевролиты, темно-серые глины	75
			Мауддуд	Органогенные известняки	17
Мел нижний	Альб		Нар-Умр	Аргиллиты и песчаники с прослоями известняков	190
	Апт	Тамама	Шуаиба	Известняки кристаллические, доломитизированные	90
	Нижний апт — баррем		Зубаир	Песчаники и глины	380
			Ратави	Зеленовато-черные глины с прослоями известняков	220
				Известняки	До 500
?	?				
Юра				Ангидриты, соль	

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения Северного Ирака располагаются в пределах внутреннего борта Предтавро-Загрос-Оманского краевого прогиба или в смежной зоне внешнего борта.

Месторождения внутреннего борта связаны с передовыми складками — длинными узкими антиклиналями иногда очень значительных размеров. Влияние альпийской складчатости на формирование этих антиклиналей отчетливо подтверждается простиранием их осей в районах Ханекин и Киркук (рис. 137). В пределах внутреннего борта (районы Ханекин и Киркук) месторождения приурочены к антиклиналям, в строении которых принимают участие отложения юрского — плиоценового возраста. Толща меловой комплекс — переходная зона нижнего фарса образует простые симметричные или близкие к ним складки с широким плоским сводом и не очень крутыми крыльями. Лежащие выше слои в сводовых частях антиклиналей рассечены надвигами, по которым тектонические чешуи смещены в юго-западном направлении. Для отложений свиты фарс часто отмечаются более значительные углы падения на юго-западных крыльях складок относительно северо-восточных. Такой структурой характеризуются месторождения Нафт-Хане (см. описание месторождения Нафте-Шах на стр. 248), Киркук, Бай-Гассан и, очевидно, Джамбур.

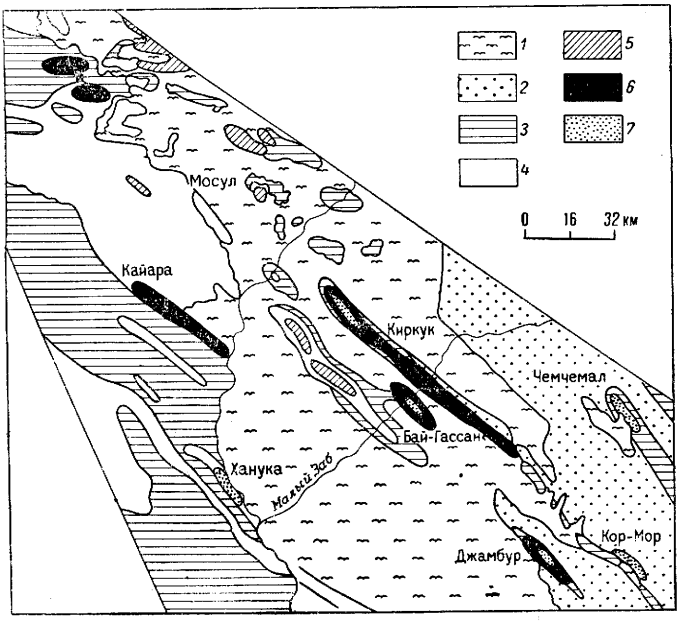


Рис. 137. Схематическая геологическая карта Северного Ирака с указанием нефтяных и газовых месторождений (по материалам XX МГК, т. IV, 1956).

1 — аллювий; *2* — свита бахтиари; *3* — верхний фарс; *4* — нижний фарс; *5* — отложения древнее свиты фарс; *6* — нефть; *7* — газ.

Месторождение Киркук (рис. 138) приурочено к узкой антиклинали длиной 96—98 *км*, шириной не более 3—3,5 *км*. Ядерная часть антиклинали, слагаемая породами мелового комплекса — переходной зоны, разбита серией сбросов длиной до нескольких километров и вертикальной амплитудой до 180 *м*. В пределах складки выделяются три замкнутых

Таблица 104

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений Ирака

Месторождение	Возраст	Наименование (свита, горизонт)	Литологический состав	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мд	Мощность, м	Глубина залегания кровли, м	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, т/сутки	Плотность нефти, г/см³; содержание серы (цифры со звездочкой), %	Среднесуточная добыча в 1-ой половине 1964 г., тыс. т[1]	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. т	Количество действующих в 1964 г. нефтяных скважин[2]	Примечание
Киркук	Миоцен нижний — эоцен средний	Главный известняк и базальные горизонты свиты фарс	Рифовые и предрифовые фации известняков	Рифовые фации 8—18 | Предрифовые фации 13—36	0—10 | 50—1000 Густая система крупных, хорошо сообщающихся трещин	~300	750—850	1927; 1934	~2000	0,845; 1,8—2,0 *	110	410	56	Газонапорный и водонапорный режимы
	Мел верхний, сенон	Шираниш	Известняки	—		~100—150	600	—	—	—	—	—	—	—
	Сеноман — альб	Камчука	»	—		100—120	~1000	—	—	—	—	—	—	—
Бай-Гассан	Миоцен нижний — эоцен средний ?	Главный известняк и известняки евфрат	Рифовые и предрифовые фации известняков	Средняя 20	Средняя 200 Меньшая трещиноватость, чем в Киркук	200	1440	1953; 1960	550—600	0,850—0,855	6	8,9 —	9	Газонапорный режим

Джам-бур	То же	То же	Глинистые, оолитовые известняки	Две нефтеносные зоны, разделенные ангидритами	—	1700	1954; 1959	~1000	0,850	2	3,8	2	То же
Нафт-Хане	Миоцен нижний — олигоцен	Кальгур	Известняки	—	65	650—1000	1923; 1935	400	0,810—0,820; 0,6 *	0,4	9,0	4	Частично расположено на территории Ирана, где называется Нафте-Шах
Аин-Зала	Мел верхний, маастрихт	—	Глинистые и глобигериновые известняки	В керне практически непроницаемы. Коллекторские свойства обеспечиваются системой сообщающихся трещин	~100	1740	1939; 1952	400	0,860	3	11,5	7	Газовый режим
	Сеноман — альб	—	Известняки, местами доломитизированные		~300	2100			0,860				Газовый и водонапорный (?) режимы

[1] 1964 г. на месторождении Киркук получено 39 млн. m, Румейла — 13,8, Зубаир — 3,4, Бай-Гассан — 2,0, Аин-Зала — 1,0, Джамбур — 0,6 и Бутма — 0,2 млн. m.

[2] Все скважины фонтанные.

Продолжение табл. 104

Месторождение	Возраст	Наименование (свита, горизонт)	Литологический состав	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мд	Мощность, м	Глубина залегания кровли, м	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, т/сутки	Плотность нефти, г/см³; содержание серы (цифры со звездочкой), %	Среднесуточная добыча в 1-ой половине 1964 г., тыс. т [1]	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. т	Количество действующих в 1964 г., нефтяных скважин [2]	Примечание
Бутма	Мел верхний, маастрихт	—	Глинистые и глобигериновые известняки	Коллекторские свойства обеспечиваются системой сообщающихся трещин		—	1530	1952; 1953	400	0,870; 1—3 *	0,4	2,7	1	Газовый и водонапорный ? режимы
Зубаир	Миоцен нижний	I горизонт; свита гар	Известняки, песчаники	—		—	—	—	—	0,935	—	—	—	Непромышленная залежь вязкой тяжелой нефти
	Сеноман—альб	II горизонт; вазиа	Известняки	—		—	—	—	—	0,900	—	—	—	Непромышленная залежь тяжелой нефти
	Баррем—апт	III горизонт; зубаир	Четыре песчаных пласта	20	250—400	Суммарная четырех пластов до 60	3300	1949; 1951	400	0,845—0,849	10	49,0	24	Газовый режим

	Баррем — апт	IV горизонт; зубаир	Песчаники	Коллекторские свойства хуже, чем в гор. III		~40	3500	—	—	0,815	—	—	—	Газовый режим
Румейла	Мел нижний	Зубаир	Песчаники, более грубозернистые и менее плотные чем в III гор. месторождения Зубаир	Средняя 25	До 1000	—	3240	1953; 1954	1000—1500	0,845—0,849	37	63,0	24	То же
Нар-Умр	Миоцен		Известняки	—		—	—	—	—	0,935	—	—	—	—
	Мел нижний		Песчаники	—						0,815				
Кайара	Миоцен нижний	Ефрат	Известняки	—		—	—	—	1927	0,940—0,993; 6—7 *	—	—	—	Непромышленное месторождение
	Маастрихт нижний — кампан верхний		Известняки	—						0,946—0,989; * много				

[1] В 1964 г. на месторождении Киркук получено 39 млн. m, Румейла —13,8, Зубаир —3,4, Бай-Гассан —2,0, Аин-Зала —1,0, Джамбур —0,6 и Бутма — 0,2 млн. m.

[2] Все скважины фонтанные.

Месторождения Киркук, Бай-Гассан и Джамбур с газовыми шапками. Кроме упомянутых, в Северном Ираке открыты неэксплуатируемые небольшие газовые месторождения Чемчемал (с залежами в меловых и кайнозойских породах), Кор-Мор (газоносны кайнозойские отложения) и Ханука.

поднятия: юго-восточное — Баба, Центральное — Авана и северо-западное — Хурмала. Шарнир складки в общем полого погружается на северо-запад. В связи с этим абсолютная глубина залегания кровли главного известняка увеличивается от Баба (300 *м*) к Авана (600 *м*) и Хурмала

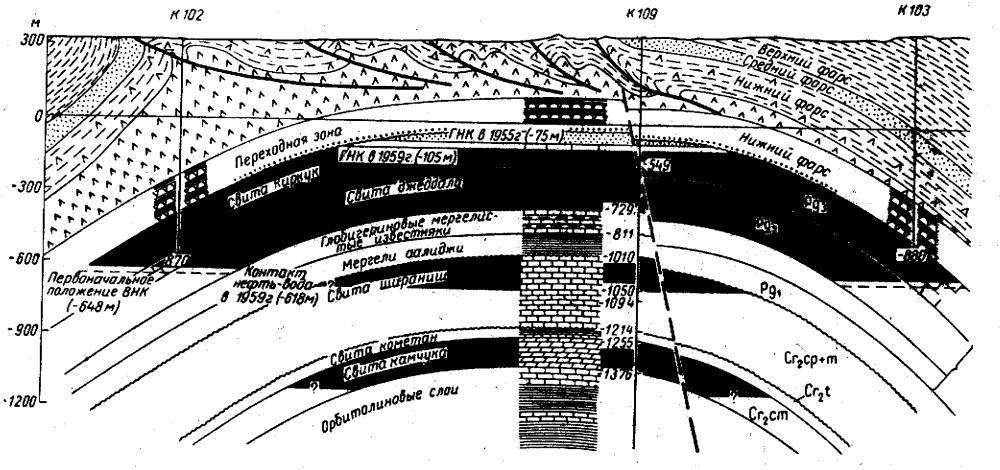


Рис. 138. Разрез месторождения Киркук (по Брудереру).

(700 *м*). Антиклиналь ориентирована под углом к простиранию продуктивных карбонатных отложений олигоцена — миоцена, стратиграфические соотношения и характер фациальных замещений которых по простиранию оси складки очень сложны. Слагающие природный резервуар известняки обладают чрезвычайно высокими коллекторскими свойствами благодаря наличию множества пронизывающих их во всех направлениях сравнительно мелких, хорошо сообщающихся трещин [1].

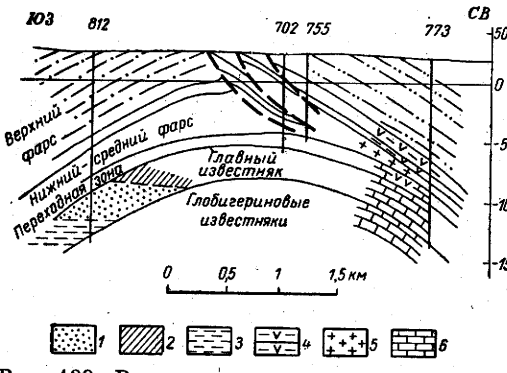


Рис. 139. Разрез месторождения Бай-Гассан (по материалам XX МГК, т. IV, 1956).

1 — нефть; *2* — газ; *3* — вода; *4* — глины; *5* — соль; *6* — известняки.

Месторождения Бай-Гассан и Джамбур по строению аналогичны месторождению Киркук, но имеют гораздо меньшие размеры и резервуары, обладающие далеко не столь высокими коллекторскими свойствами (рис. 139).

Крайние северо-восточные месторождения страны Аин-Зала (рис. 140) и Бутма расположены на внешнем борту краевого прогиба в структурно более приподнятой части бассейна, чем описанные выше месторождения. В связи с этим в сводах складок, к которым они приурочены, обнажены относительно плотные породы нижней части нижнего миоцена, а брахиантиклинали выражены в рельефе. Они симметричны, с довольно крутыми крыльями; оси простираются субширотно. Размеры складки Аин-Зала 19,2 × 4,8 *км*. Поскольку в сводах брахиантиклиналей

[1] В состав природного резервуара входят также сравнительно маломощные базальные песчаные горизонты нижнего фарса.

соленосная толща нижнего фарса удалена эрозией, породы главного известняка непродуктивны. Залежи заключены в более глубоких горизонтах. Очевидно, на окраине внешнего борта краевого прогиба помещается непромышленное нефтяное месторождение Кайара, заключающее тяжелую высокосернистую нефть. Оно приурочено к складке, ось которой простирается к северо-западу от р. Тигр. В пределах складки выделяются три брахиантиклинали: Кайара, Найма и Яван. Северо-западнее расположена нефтеносная брахиантиклиналь Касаб, отделенная от поднятия Яван неглубокой синклиналью. В отличие от месторождений района Киркук Кайара приурочено к очень пологой антиклинали, локальные поднятия

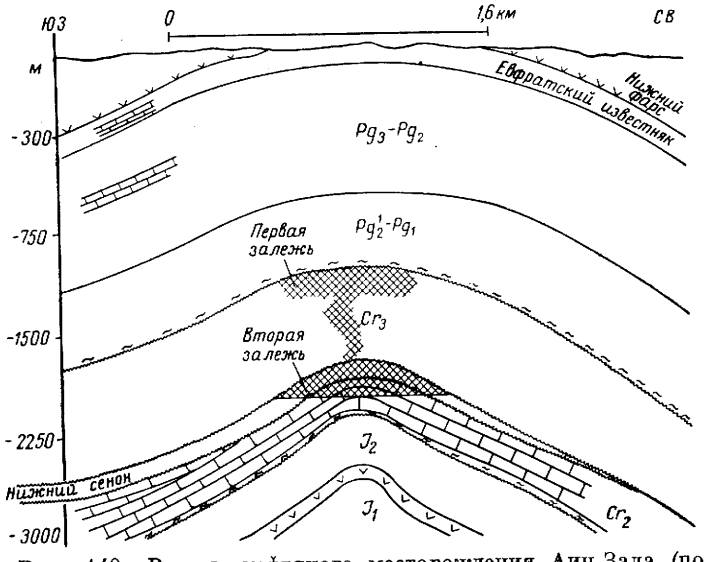


Рис. 140. Разрез нефтяного месторождения Аин-Зала (по Г. В. Даннингтону).

которой непосредственно выражены в рельефе. Поверхность водо-нефтяного контакта наклонена на юго-восток. В локальных поднятиях над нефтью имеются небольшие газовые шапки. Месторождение Кайара является остаточным. Оно подвергалось значительному разрушению в период послеевфратского осушения. Еще более интенсивно проявился этот процесс в районах Хит-Авазил (р. Евфрат) и Фата-Горга (р. Тигр), южнее Кайара. Он обусловил высачивание на поверхность в этих районах огромных количеств загустевших, тяжелых нефтей вместе с сульфатными водами и сернистыми газами.

Резко отличны от описанных выше по структуре месторождения Южного Ирака в провинции Басра — Румейла, Зубаир, Нар-Умр. От Северного Ирака район Южного Ирака отличается гораздо более значительным распространением терригенных пород (см. табл. 103). Месторождения Басры располагаются на внешнем борту краевого прогиба и связаны с пологими поднятиями. Углы падения на крыльях очень невелики, составляют первые единицы градуса. На формирование этих поднятий известное влияние оказала складчатость в альпийской геосинклинали, обусловившая их линейность в плане и простирание длинных осей с северо-запада на юго-восток параллельно общему простиранию Загроса (рис. 141). Не исключено воздействие находящихся на глубине соленосных отложений кембрия. Это подтверждается наличием соляного купола Джебель-Санам между Румейла и Зубаир, а также присутствием, как установлено по данным геофизических исследований, погребенного соляного штока в ядре

брахиантиклинали Нар-Умр, располагающейся в сочленении внутреннего и внешнего крыльев краевого прогиба. С этой складкой, ось которой простирается с северо-востока на юго-запад, связано одноименное месторождение, выявленное по результатам сейсморазведки. До настоящего времени оно не эксплуатируется.

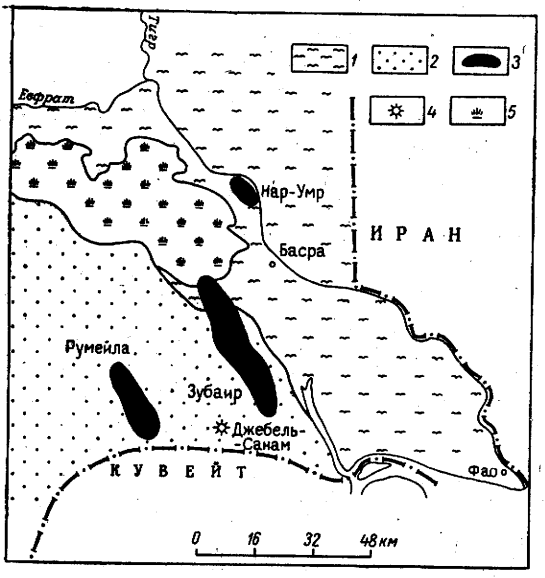


Рис. 141. Геологическая карта Южного Ирака со схемой расположения нефтяных месторождений (по материалам XX МГК, т. IV, 1956).

1 — аллювий; *2* — свита дибдибба; *3* — нефтяные месторождения; *4* — соляной купол; *5* — солончаки.

Всезалежи в Ираке четко подразделяются на две группы; значительно преобладают массивные сводовые залежи (в структурных выступах) (табл. 105). Роль покрышек для залежей в свите главного известняка и в евфратских известняках играют соль, ангидриты и глины нижнего фарса. Залежи в верхнемеловых (Аин-Зала, Киркук, Бутма) известняках перекрыты мергелями соответственно палеоцен-нижнеэоценового и верхнемелового возраста. Покрышками для залежей в нижнемеловых песчаниках месторождений Румейла и Зубаир служат пачки глин этого возраста.

Таблица 105

Структурные формы месторождений нефти и газа Ирака и типы их залежей

Структуры месторождений	Типы залежей и возраст продуктивных отложений	Месторождения
Месторождения крутых антиклиналей внутреннего борта краевого прогиба	Массивные сводовые (в структурных выступах) Главный известняк плюс евфрат или низы нижнего фарса (средний эоцен — нижний миоцен)	Киркук, Бай-Гассан, Джамбур
Месторождения антиклиналей внешнего борта краевого прогиба	Массивные сводовые (в структурных выступах) а) известняки евфрат — нижний миоцен б) верхний мел в) сеноман — альб	 Кайара Кайара, Аин-Зала, Бутма Аин-Зала
Месторождения соляно-купольных поднятий в сочленении внутреннего и внешнего бортов краевого прогиба	Пластовые сводовые (нижний мел) Массивные сводовые (в структурных выступах) ? (миоцен)	Нар-Умр

Продолжение табл. 105

Структуры месторождений	Типы залежей и возраст продуктивных отложений	Месторождения
Месторождения пологих удлиненных поднятий внешнего борта краевого прогиба	Пластовые сводовые III—IV горизонты, свита зубаир, баррем, апт	Зубаир, Румейла
	Массивные сводовые (в структурных выступах ?) I горизонт — свита гар — нижний миоцен II горизонт — известняки вазиа, сеноман — альб	Зубаир »

§ 3. СИРИЯ

Нефтяные месторождения открыты в течение последнего десятилетия и располагаются в северо-восточной части страны (рис. 142).

На территории государства с давних времен известны многочисленные залежи асфальта. Наиболее крупные из них находятся у границы Сирии с Иорданией (Эль-Экшер), в верхнем течении р. Иордан (Хашбейа)

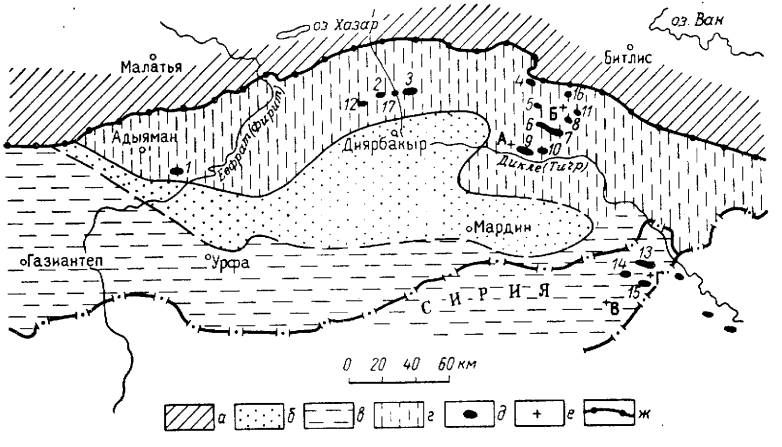


Рис. 142. Нефтяные месторождения юго-восточной части Турции и Сирии.

а — альпийская складчатая область; *б* — поднятие Мардин-Бозова; *в* — Газиантепско-Северосирийский прогиб; *г* — передовой прогиб Диярбакыр; *д* — нефтяные месторождения: *1* — Кахта, *2* — Куркан, *3* — Каякой, *4* — Сельмо, *5* — Силиванка, *6*, *7* — Гарзан-Джермик, *8* — Магрип, *9* — Бати-Раман, *10* — Раман, *11* — Курталан, *12* — Бейкан, *13* — Карачок, *14* — Румейлан (Тель-Румейлан), *15* — Суедие, *16* — Селикли, *17* — Вест-Каякой; *е* — поисковые скважины, давшие притоки нефти: *А* — Бати-Раман-I, *Б* — Бада, *В* — Кирба, *Г* — Хамза; *ж* — граница нефтегазоносного бассейна Персидского залива.

и на побережье Средиземного моря (Латакия). Залежи асфальта заключены в верхнемеловых известняках и мергелях. На месторождении Хашбейа, где мощность асфальтовой залежи достигает 4 *м*, годовая добыча перед первой мировой войной составляла 300—400 *т*. Месторождение Латакия до настоящего времени разрабатывается французской компанией. Менее значительные залежи асфальта известны на восточных отрогах Антиливана и западнее Дейр-эз-Зор, где они находятся в миоценовых песчаниках. Бурение с целью поисков нефти было впервые предпринято английской компанией «Сириэн эксплорейшн» в 1912—1914 гг. на асфальтовом месторождении Эль-Экшер. Несколько скважин достигло глубин около 200 *м*,

не встретив нефти. В 1935 г. концессионная площадь в Сирии была получена дочерним предприятием англо-франко-американской компании «Ирак петролеум». В 1939—1942 гг. им было предпринято бурение ряда поисковых скважин. В нескольких скважинах отмечались признаки нефти или газа (Хашетче на берегу р. Хабур — нефтепроявления в отложениях мела; Джебель-Джибиша — приток натурального газа; Дейр-эз-Зор — следы нефти в юрских породах). В 1942—1945 гг. поиски нефти не проводились.

С 1946 по 1951 г. в стране были выполнены довольно обширные комплексные исследования: разномасштабная геологическая съемка, гравиразведка, магнитная разведка и на отдельных площадях сейсморазведка. Пробуренными поисковыми скважинами нефть и газ выявлены не были, и поисковые работы прекратились. Поиски возобновились лишь в 1956 г., а в конце этого года было открыто первое в стране нефтяное месторождение Карачок (в 60 *км* северо-западнее иракского месторождения Аин-Зала); в 1959 г. выявлено месторождение Суедие. С 1961 г. начала свою деятельность национальная компания «Джазира ойл», которая с помощью советских специалистов выявила в 1962 г. третье по счету сирийское нефтяное месторождение Румейлан (Тель-Румейлан). В этом же году притоки нефти получены еще в нескольких поисковых скважинах: Хамзав (Хамза), Кирба, Улайан (Улайн). Дальнейшая разведка показала, что в районе Хамзав скопления нефти имеют промышленное значение (месторождение Хамзав). В 1964 г. на месторождении Румейлан открыта газоконденсатная залежь в породах триаса.

В настоящее время запасы нефти в месторождениях Сирии оцениваются примерно в 150 млн. *т*.

Месторождения располагаются в бассейне Персидского залива, на отдаленной окраине платформенного склона или на внешнем борту краевого прогиба [1]. Они приурочены к локальным поднятиям. Продуктивны

Таблица 106

Распределение и характеристика продуктивных отложений в нефтеносных районах Сирии

Месторождение	Возраст	Литологический состав	Глубина залегания, *м*	Год открытия	Суточный дебит нефти, конденсата, *т*; газа, млн. *м*³	Плотность нефти, *г/см*³	Площадь месторождения, *км*²
Карачок *	Мел верхний	Трещиноватые известняки	2000	1956	130—350	0,930	25
Суедие (Сувейда)	То же	То же	1710	1959	100	—	72
Румейлан (Тель-Румейлан)	»	»	—	1962	40—260	0,91—0,915	5
Хамзав	»	»	—	1962	—		10
Румейлан	Триас верхний	Известняки ? свиты корачим	3000	1964	Газа 1, конденсата 30	0,785	—

* На месторождении пробурено 13 потенциально продуктивных скважин. В 1964 г. при испытаниях здесь добыто около 2 тыс. *т* нефти.

[1] Разрез развитых здесь отложений аналогичен разрезу, приводимому для юго-восточной части Турции (см. табл. 107).

трещиноватые верхнемеловые известняки, заключающие массивные сводовые залежи (в структурных выступах). Залежи характеризуются газовым режимом. Сведения о нефтеносности территории Сирии приведены в табл. 106.

В поисковых скважинах Кирба и Улайан притоки нефти также получены из известняков верхнего мела. Извлекаемые запасы нефти на месторождениях составляют (в млн. *т*): Суедие — 90, Карачок — 45, Хамзав — 20, Румейлан — 5.

§ 4. ТУРЦИЯ

Нефтяные месторождения расположены в юго-восточных районах, кроме Бульгурдаг, находящегося в южно-центральной части страны, у берегов Средиземного моря (см. рис. 126, 142).

В Турции известно огромное количество выходов нефти, газа и асфальта. Вблизи некоторых из них еще до первой мировой войны было пробурено несколько неглубоких скважин, давших очень небольшие притоки нефти из кайнозойских отложений (Нафтик, Бирке, Экинвирен). В первую мировую войну нефть из естественных выходов в районе Арзрума использовалась солдатами русской армии. В 1935 г. предпринимались безуспешные попытки шахтной эксплуатации нефтеносных пород мелового возраста у Бойабат. В 1934—1937 гг. в юго-восточных районах страны (Восточный Курдистан) в результате геологической съемки выявлено несколько антиклиналей, на одной из которых (Раман) в 1941 г. поисковая скважина дала приток нефти из известняков верхнего мела. Эксплуатация месторождения Раман началась в 1948 г. В 1951 г. последовало открытие месторождения Гарзан, вступившего в строй в 1956 г. Оба месторождения обеспечивают значительную часть добычи нефти в Турции. На месторождении Раман добыча достигла максимума (260 тыс. *т*) в 1956 г., а затем стала постепенно снижаться. С 1961 г. на первом месте по добыче нефти находилось месторождение Гарзан, площадь которого после промышленной разведки в 1958 г. была значительно расширена и оно стало именоваться Гарзан-Джермик. Остальные месторождения Турции открыты в конце 50-х и в 60-е годы усилиями турецких национальных и нескольких иностранных компаний при использовании поискового бурения на антиклиналях, обнаруженных по данным геологической съемки. Помимо юго-восточной части Турции, нефть обнаружена у Аданы, сравнительно недалеко от северо-восточных берегов Средиземного моря.

В 1964 г. ведущими по добыче месторождениями являлись Гарзан-Джермик, Бати-Раман, Сельмо и Раман. Суммарная добыча к 1/I 1964 г. составляла 3,5 млн. *т*. Специальная добыча газа в стране не производится. Попутный газ, извлекаемый на нефтяных месторождениях, практически не используется.

Месторождения (кроме Бульгурдага) расположены в нефтегазоносном бассейне Персидского залива, в его крайней северо-западной части, структурно представляющей Предтаврский (Диярбакырский) прогиб.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Разрез отложений, развитых в пределах нефтегазоносных площадей, приведен в табл. 107 и на рис. 143. Нефтегазоносность месторождений связана с карбонатными коллекторами миоценового и мелового возраста. Краткая характеристика нефтеносности месторождений дана в табл. 108.

Таблица 107

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нефтеносных площадей Юго-Восточной Турции
(в районе месторождений Раман и Гарзан)

Система	Отдел	Ярус	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Неоген	Миоцен—плиоцен		Сельмо	Конгломераты, песчаники	Несколько сотен
			Несогласие		
			Сильван	Известняки	
Палеоген	Олигоцен		Джермик	Эвапориты	~100
	Эоцен		Мидият	Известняки, доломиты, эвапориты, мергели	300—400
			Перерыв		
			Джеркюс	Пестроцветные песчаники, глины с прослоями мергелей, известняков	200—350
	Палеоцен		Джермав	Глины с прослоями мергелей, песчаников, известняков. В нижней части фациально замещающийся глинами горизонт рифогенных известняков Гарзан (Cr_2m_2)	До 1000
Мел	Верхний		Перерыв		
		Кампан—нижний маастрихт	Раман	Рифогенные массивные известняки	>100
			Перерыв		
	Нижний	Турон—альб	Мардин	Рифогенные массивные известняки	До 300
Несогласие					
Юра—триас			Бедух и ариль	Аргиллиты, доломиты, эвапориты, известняки	~300
Пермь			Инбирик	Тонкокристаллические известняки	250

Примечание. Помимо указанных в разрезе отложений, наиболее глубокими скважинами вскрыты породы карбона (свита хазро, глинистые известняки, песчаники, аргиллиты) и отделенный от них поверхностью несогласия комплекс песчаников, аргиллитов и известняков девона—кембрия (свиты хандоф, бединан, сосинк).

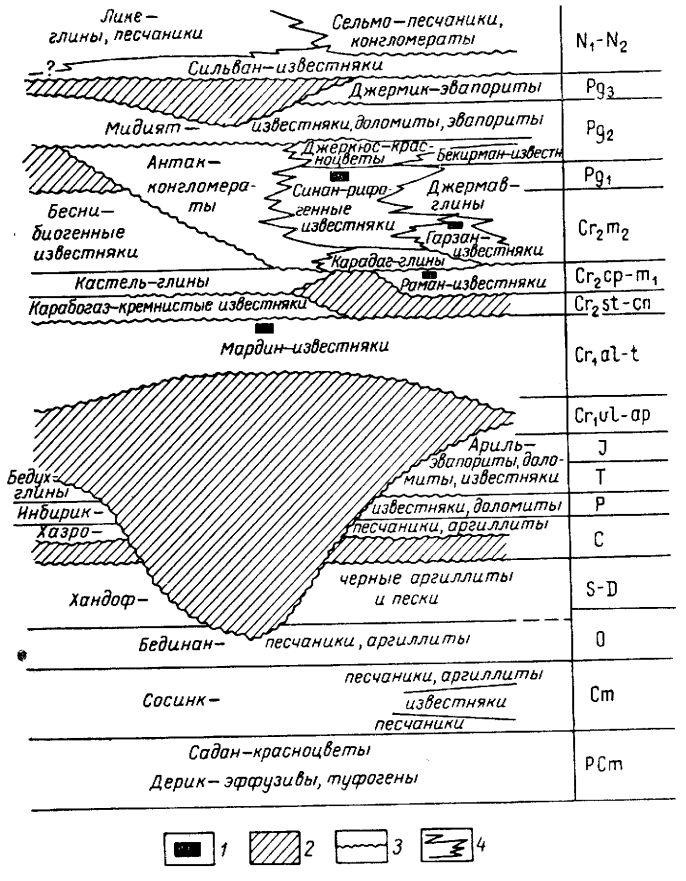


Рис. 143. Стратиграфическая корреляционная схема Юго-Восточной Турции (по Риго де Риги и А. Кортезини).

1 — нефтеносные комплексы; *2* — отсутствие отложений; *3* — поверхности размыва; *4* — фациальные замещения.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

В бассейне Персидского залива месторождения нефти связаны с передовыми антиклиналями, обычно нарушенными разрывами. Складки следуют простиранию Восточного Тавра. Более крутые южные крылья обращены к внешнему борту Предтавро-Загрос-Оманского краевого прогиба. Степень асимметрии и осложнения дизъюнктивными нарушениями зависит от расстояния складок до фронта Восточного Тавра.

В антиклиналях, с которыми связаны месторождения Раман и Гарзан (рис. 144), углы падения пород на южных крыльях достигают 45—55°, на северных не превышают 10—12°. Разрывами обе складки практически не нарушены. Примеры месторождений, приуроченных к антиклиналям и в различной степени осложненных разрывами, показаны на рис. 145. Кровля некоторых нефтеносных известняковых горизонтов (мардин и раман) эродирована. Однако образование ловушек в них, как и в горизонте гарзан, полностью определяется наличием антиклиналей. Поэтому все залежи турецких месторождений могут быть отнесены к группе массивных сводовых (в структурных выступах).

Сведения о месторождении Бульгурдаг, расположенном в Аданском бассейне, весьма ограничены. Оно приурочено к рифовому массиву,

Таблица 108

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтеносных районов Турции

Месторождение	Возраст	Наименование (свита, горизонт)	Литологический состав	Глубина залегания кровли, м	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, т/сутки	Плотность нефти, г/см³; содержание серы (цифры со звездочкой), %	Добыча в 1964 г., тыс. т	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., тыс. т	Количество действующих в 1964 г. нефтяных скважин		Примечание
										фонтанных	насосных	
Аданский бассейн												
Бульгурдаг	Миоцен [1]*	—	Рифогенные известняки	1400—1700	1961; 1962	50	0,830	53	150	1	2	—
Бассейн Персидского залива												
Сельмо	Мел верхний	Синан нижний	Известняки	1810—1830	1964; 1964	1-я скв. 180; 2-я скв. 2000	0,8490; 1 *	100 [3]*	3	1	—	Всего 4 нефтяные скважины *
Гарван-Джермик	Маастрихт верхний	Гарван	Массивные рифогенные известняки пористые и кавернозные	1500—1900	1951; 1956 1958; 1959	15—20	0,895—0,931; 4—5 *	300	1420	—	60	—
Магрип				1700—1760	1961; 1961	10—15	0,9459	60	410	—	12	—
Бати-Раман				1320	1961; 1961	15	0,970	115	150	20	—	—
Курталан				1640	1961; 1961	До 50	0,860	3	—	—	—	—

Силиванка [2*]				~ 2500	1964	70	0,907	—	—	—	—	—
Раман (Рамандаг)	Кампан — маастрихт нижний	Раман	Массивные рифогенные известняки; на месторождении Раман их пористость 5—10%, проницаемость 300—500 *мд*	1100—1600	1941; 1948	7—10	0,935; 4 *	100	1780		27	—
Силиванка				2200	1962; 1964	40—70	0,925	9 [3*]	5	1	—	—
Каякой	Альб — турон	Мардин	Массивные рифогенные известняки с многочисленными порами и кавернами	1700—1850	1960; 1961	50—80	0,830	67	142	2	2	Всего на месторождении пробурено 10 нефтяных скважин
Кахта				1100	1958; 1959	70	0,989	27	—	—	—	
Куркан				1200—1570	1963; 1963	25	0,868	30	20	3	—	Всего на месторождении Куркан пробурено 5 нефтяных скважин
Бейкан				2400	1964; 1964	85	0,855—0,87	3 [3*]	—	—	—	
Вест-Каякой				1600	1964; 1964	До 80	0,839	0,5 [3*]	—	—	—	

[1*] И частично палеозой (породы складчатого основания). [2*] Месторождение Силиванка заключает две залежи. [3*] Добыча начата в 1964 г. и велась не весь год.

слагаемому породами миоцена, облекающими выступ палеозойского фундамента. Заключает массивную залежь. Нефтеносны породы миоцена и палеозоя.

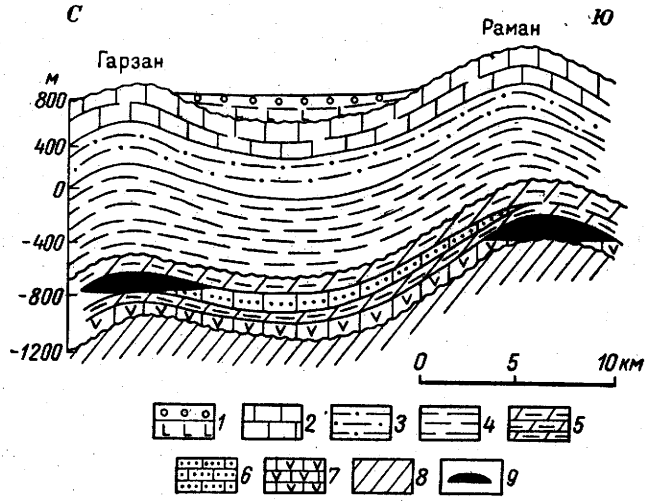


Рис. 144. Разрезы месторождения Раман и Гарзан (по Г. Тэмплу и Л. Перри).

1 — миоцен и плиоцен — песчаники, эвапориты; *2* — эоцен, свита мидият — известняки, мергели; *3* — эоцен, свита джеркюс — пески, глины; *4* — палеоцен, верхняя часть свиты джермав — глины, мергели; *5* — верхний мел, нижняя часть свиты джермав — мергели, аргиллиты; *6* — маастрихт верхний — известняки гарзан; *7* — кампан и маастрихт нижний — известняки раман; *8* — альб и турон — известняки мардин; *9* — нефть.

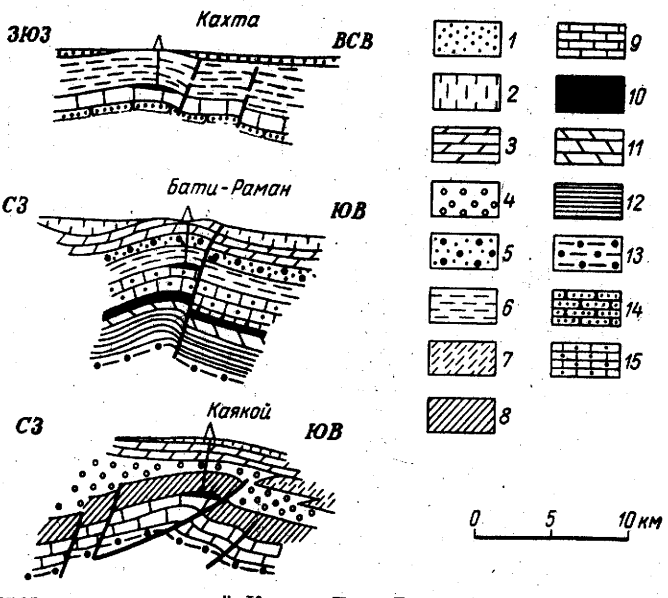


Рис. 145. Разрезы месторождений Кахта, Бати-Раман и Каякой (по Риго де Риги и А. Кортезини).

Вертикальный масштаб увеличен по отношению к горизонтальному в 2 раза.
1 — свита сельмо; *2* — свита сильван; *3* — свита мидият; *4* — свита антак; *5* — свита джеркюс; *6* — свита джермав; *7* — свита карадаг; *8* — свиты кастель и карабогаз; *9* — известняки мардин (альб — турон); *10* — свита бедух; *11* — свита инбирик; *12* — свита хандоф; *13* — свита бединан; *14* — свита сосинк; *15* — известняки гарзан (маастрихт).

Месторождение Селикли открыто в 1962 г. Нефтеносны известняки верхнего мела. Плотность нефти 0,856 *г/см*³. За 1964 г. добыча составила 4 тыс. *т*.

§ 5. КУВЕЙТ И НЕЙТРАЛЬНАЯ ЗОНА КУВЕЙТА[1]

Княжество (шейхство) Кувейт, получившее политическую независимость в 1963 г., является одной из богатейших нефтеносных областей земного шара. Площадь Кувейта составляет всего 21 тыс. *км*^{2}, а добыча нефти здесь в 1962 г. достигала 100 млн. *т*.

В начале 30-х годов в районах Бара, Бурган и Маданият были установлены выходы нефти и газа, приуроченные, как тогда предполагалось, к сводам структурных поднятий. В 1936—1937 гг. здесь пробурили первую в Кувейте поисковую скважину, достигшую 2385 *м* глубины, хотя и не обнаружившую нефти, но позволившую составить достаточно полное представление о стратиграфическом разрезе. Одновременно в другом районе с зафиксированными обильными нефтепроявлениями у Бурган проводились гравиметрические, магнитометрические исследования и сейсморазведка МОВ, позволившие доказать наличие здесь крупного структурного поднятия; поисковая скважина, заложенная на его своде в 1937 г., вскрыла в 1938 г. высокопродуктивные нефтеносные песчаники мелового возраста. В 1938—1941 гг. осуществлялась промышленная разведка месторождения Бурган; началось бурение поисковой скважины у Маданият. С 1942 по 1944 г. поисково-разведочные работы были прерваны в связи с войной и возобновились лишь в 1945 г. В 1946 г. начало эксплуатироваться месторождение Бурган. 1951 г. ознаменовался открытием второго нефтяного месторождения Магва, приуроченного к поднятию, выявленному сейсморазведкой МОВ севернее Бурган. В 1952 г. открыто месторождение Ахмади, представляющее часть единого месторождения Магва-Ахмади. В 1954 г. на севере Кувейта после проведения грави- и сейсморазведок на одном из поднятий, выявленных с помощью этих методов, начато глубокое бурение, а в 1955 г. открыто месторождение Раудатайн. В дальнейшем обнаружили ряд нефтяных месторождений как в северных районах страны (Бара, 1956 *; Сабрия, 1957 *), так и в южных (Минагиш, 1954 *; Умм-Гудаир, 1962 *) и центрально-восточных (Кашман, 1963 *). При поисковых работах для выбора точек заложения скважин использовались данные грави- и сейсморазведок и структурного бурения. Морские месторождения в территориальных водах Кувейта в акватории Персидского залива не обнаружены.

В Нейтральной зоне Кувейта бурение первых поисковых скважин было безуспешным, но в 1953 г. последовало открытие месторождения Вафра (см. рис. 128). В 1962 г. в материковой части Нейтральной зоны выявлено месторождение Саус Фуварис. В 1960 г. большого успеха добилась японская компания «Арабиен Ойл», открывшая очень крупное морское месторождение Хафджи, приуроченное к поднятию, выявленному в результате сейсморазведки. На основании материалов сейсморазведки была также заложена морская скважина Хоут, давшая в 1963 г. значительный приток нефти из известняков нижнего мела. Месторождение Хавджи эксплуатируется с 1961 г. В пределах Кувейта и Нейтральной зоны можно выделить области, различающиеся по разрезу развитых здесь отложений: Нейтральная зона — южная часть Кувейта и Северный Кувейт.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Разрез отложений, слагающий Нейтральную зону и Южный Кувейт, представлен в табл. 109. Стратиграфический разрез Северного Кувейта более сходен (особенно для групп арума и вазиа) с южноиракским (см. табл. 103).

[1] Нейтральная зона Кувейта в 1966 г. была разделена между Кувейтом и Саудовской Аравией.

Таблица 109

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Юго-Восточного Кувейта и Нейтральной зоны Кувейта

Система, отдел; ярус		Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткий литологический состав	Мощность, м
Олигоцен — миоцен нижний		Кувейт	Гар (абу-гар)	Песчаники с гравелитами и глинами	20—30
Перерыв					
Эоцен средний — палеоцен[1]		Га́за	Даммам	Известняки в кровле кремнистые; в основании глины	210
			Рус	Ангидриты с известняками и мергелями	120
			Радума	Мергелистые и доломитизированные известняки	420
Мел верхний	Маастрихт	Арума	Таярат	Известняки с прослоями черных глин	135
			Бара	Мергели, известняки; в основании черные глины	105
			Перерыв		
	Кампан — сантон		Гудаир	Кластические, мергелистые и псевдоолитовые известняки; внизу черные глины	15—135
	Перерыв				
	Турон — сеноман	Вазиа	Магва	Мергелистые, циритизированные известняки и зеленые глины	130
	Сеноман		Ахмади	Зеленые и коричневые глины; внизу серые глины и мергелистые известняки	25—75

Продолжение табл. 109

Система, отдел; ярус		Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткий литологический состав	Мощность, м
Мел верхний	Сеноман	Вазиа	Вара	I и II горизонты; переслаивающиеся песчаники, алевриты, часто глауконитовые с темно-серыми глинами	55
			Мауддуд	Известняки серые, тонкокристаллические, пористые	10
Мел нижний	Альб		Бурган	III и IV горизонты; переслаивающиеся пески, песчаники, глины, алевролиты	350
	Апт	Тамама	Шуаиба	Тонкокристаллические доломитизированные кавернозные известняки	60—90
	Апт нижний—баррем		Зубаир	Песчаники, глины	350
	Неоком		Ратави	Зеленовато-черные глины	200
				Известняки органогенные, мергелистые, иногда оолитовые и кремнистые	До 500
——?——	——?——		Эвапоритовая	Ангидриты, соль	410
				Известняки мергелистые, мергели, глины	До 950
				Доломиты, известняки	
——?——				Мергели и известняки с ангидритами	
Триас ?				Мергели, глины, известняки, песчаники	>250

[1] По другим данным также и верхний эоцен.

Распределение и характеристика продуктивных отложений неф

Месторождение	Возраст	Наименование свит, горизонтов	Литологический состав	Коллекторские свойства	Мощность, м
					Ку
Бурган	Сеноман	Вара I и II горизонты	Несколько пластов мелкозернистых алевритистых глауконитовых песчаников, разделенных глинами	—	I и II горизонты 55 и 60; отдельные песчаные пласты по нескольку метров
		Мауддуд	Кристаллические пористые известняки		10
	Альб Бурган	III верхний горизонт	Несколько пластов плотных глауконитовых песчаников, разделенных глинами	Пористость 25—30%; проницаемость до 4000 *мд*	Весь горизонт 35
		III средний горизонт	Рыхлые средне- и грубозернистые пески, разделенные глинами		Весь горизонт 40; до пяти песчаных пластов от нескольких до 18—20 каждый
		III нижний горизонт	Песчаники мелко- и среднезернистые, разделенные пачками глин		Весь горизонт 50; несколько песчаных пластов
		IV горизонт	Рыхлые средне- и грубозернистые пески, разделенные глинами и алевролитами		Весь горизонт около 150; три пласта по 20—60 каждый
Магва-Ахмади	То же, что и для месторождения Бурган				
Раудатайн	Альб	Бурган	Песчаники	—	—
	Апт—баррем	Зубаир	»		

Таблица 110

тегазоносных районов Кувейта и Нейтральной зоны Кувейта

Глубина залегания кровли, *м*	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, *т/сутки*	Плотность нефти, *г/см³*; содержание серы (цифры со звездочкой), %	Среднесуточная добыча в 1-ой половине 1964 г., млн. *т*	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. *т*	Количество действующих в 1964 г. скважин		Примечание
						фонтанных	насосных	
вейт								
1080	1938; 1946	>1000 (для всех месторождений Кувейта)	0,865—0,876; 1—2* (в среднем для всех месторождений Кувейта)	295 (на всех эксплуатируемых месторождениях)	900 (на всех месторождениях)			Активный водонапорный режим; газовая шапка отсутствует. Около 90% добычи на месторождении за счет III и IV горизонтов. Известняки мауддуд не эксплуатируются
1150								
1185								
1250								
1300								
	1952; 1953					95	—	Присутствует газовая шапка; газо- и водонапорный режим
2550	1955; 1960					29	—	—

Месторождение	Возраст	Наименование свит, горизонтов	Литологический состав	Коллекторские свойства	Глубина залегания кровли, м
Минагиш	Сеноман	Вара	Песчаники	—	—
	Альб	Бурган	»	—	—
	Неоком	Ратави	Известняки	—	3000
Сабрия	Альб Апт—баррем	Бурган Зубаир	Песчаники »	—	2400
Умм-Гудаир	Неоком	Ратави	Известняки	—	2790
Кашман	—	—	—	—	1500
Бара	—	—	—	—	2550
					Нейтральная
Вафра	Альб	Бурган	Песчаники	45 (вся свита)	1010—1080
	Неоком	Ратави	Известняки	—	2020
	Эоцен	—	»	—	360—660
Хафджи[1]	?	Брахицитеровые известняки	»	—	1650—2700
	Средний мел	Бахрейн	Песчаники		
	Неоком	Ратави	Известняки		

[1] В 1965 г. на месторождении Хафджи (см. стр. 68, 69) действовало 35 скважин с общим де
Месторождение Магва-Ахмади заключает газонефтяные залежи; во всех остальных месторож
Более конкретные данные по плотности нефти приводятся для месторождений Бурган (I и II
0,890 г/см³ и Минагиш залежь в свите ратави; плотность 0,850 г/см³ содержание серы 1,9%).

Продолжение табл. 110

Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, *т/сутки*	Плотность нефти, *г/см³*; содержание серы (цифры со звездочкой), %	Среднесуточная добыча в 1-ой половине 1964 г., млн. *т*	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. *т*	Количество действующих в 1964 г. скважин		Примечание
					фонтанных	насосных	
—							
1959	—				13	—	
1957					7	—	Точные данные о начале разработки не опубликованы
1962					4	—	
1963	—	—	—	—	1 скважина-открывательница	—	
1956					1	—	

зона Кувейта

1953	—	70	0,910; 2—3*	3,0	14,6	33	10	За последние годы все большее количество скважин переведено на насосную эксплуатацию
1954	1955	250—300	0,904	8,3	14,1	24	4	
1954	—	50—60	0,946—0,959; сернистая	14,5	24,5	89	173	
1960	1961	~700	0,855—0,885; 2—3*	23,7	16,7	32	—	К 1/VI 1964 г. на месторождении имелось действующих и подготовленных к эксплуатации скважин в ратави 1, брахицитеровых известняках 4 в песчаниках бурган 43

битом 18 800 *т/сутки*.
дениях, по которым опубликованы соответствующие данные, присутствуют нефтяные залежи.
горизонты — 0,840—0,860 *г/см³*, III горизонт — 0,855—0,880 *г/см³* и V горизонт — 0,865—

Месторождение	Возраст	Наименование свит, горизонтов	Литологический состав	Коллекторские свойства	Глубина залегания кровли, м
Саут Фуварис	Неоком	Ратави	Известняки	—	1080—2010
Хоут	»	»	Известняки II горизонта	—	3300

Нефтеносность связана с отложениями мелового возраста. Коллекторами являются известняки неокома и сеномана и песчаники баррема, апта, альба, сеномана. На месторождении Вафра нефтеносны также известняки эоцена.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтяные месторождения Кувейта и Нейтральной зоны приурочены к очень пологим поднятиям различной формы в плане.

В Северном Кувейте месторождение Раудатайн связано с отчетливо вытянутой складкой, длинная ось которой простирается с северо-запада на юго-восток. По-видимому, такова же структура и других северо-кувейтских месторождений (Сабрия, Бара). Указанная ориентировка длинной оси этих складок параллельно загросскому простиранию свидетельствует о влиянии на их формирование движений в альпийской геосинклинали. Месторождения Северного Кувейта, как и южноиракское, расположены, вероятно, на внешнем борту Предтавро-Загрос-Оманского краевого прогиба.

В южной части Кувейта и в Нейтральной зоне поднятия, с которыми связаны нефтяные месторождения, в плане гораздо более изометричны, округлы и овальны, удлинены в меридиональном направлении, не соответствующем простиранию Загроса. Эти конседиментационные формы располагаются в пределах платформенного склона с глубоко погруженным фундаментом.

Месторождения Бурган, Магва-Ахмади, Вафра и Саут-Фуварис располагаются в пределах меридионально простирающегося структурного вала и приурочены к его локальным поднятиям (рис. 146, 147).

Поднятия Бурган и Магва имеют хорошо выраженную овальную форму. Поднятие Ахмади резко удлинено. Оси поднятий примерно параллельны и простираются меридионально или в близком к меридиональному направлении. Углы падения в пределах поднятий, как правило, не превы-

Продолжение табл. 110

Год открытия; год начала разработки		Средний дебит нефти, *т/сутки*	Плотность нефти, *г/см³*; содержание серы (цифры со звездочкой), %	Среднесуточная добыча в 1-ой половине 1964 г., млн. *т*	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. *т*	Количество действующих в 1964 г. скважин		Примечание
						фонтанных	насосных	
1962	—	Скв. 6 1500	0,904	—	—	6	—	Стадия промышленной разведки. Пробурено 8 нефтяных скважин к 1965 г.
1963	—	350 (из нижнего горизонта)	0,847	—	—	1 скважина-открыватель-ница	—	—

шают 3°. Присутствует большое количество радиальных и поперечных вертикальных сбросов, возникших в сеноманское время; вертикальная амплитуда большинства из них около 30 *м*. Два наиболее крупных сброса, по которым образован грабен, рассекают северо-восточное крыло поднятия Бурган и отделяют его от Магва и Ахмади; вертикальная амплитуда по этим разрывам достигает 90 *м*. Линейность поднятия Ахмади некоторыми исследователями объясняется как результат складчатых движений в альпийской геосинклинали. В таком случае оно тяготеет по характеру структуры к северо-кувейтским складкам внешнего крыла краевого прогиба, тогда как Бурган и Магва, расположенные непосредственно западнее, являются уже типично платформенными структурами, возникшими в результате длительных вертикальных движений.

Залежи нефти в Кувейте и Нейтральной зоне относятся к трем группам (табл. 111). Первая из них объединяет массивные сводовые залежи (в структурных выступах), в известняках неокома (ратави) и эоцена. Вторая включает пластовые сводовые залежи в песчаниках вара и зубаир. Третью, весьма своеобразную группу образуют залежи в песчаниках бурган (месторождения Бурган, Магва-Ахмади, Вафра) и, возможно, в песчаниках бахрейн (месторождение Хафджи?). В каждом из этих месторождений свиты бурган и бахрейн? заключают многочисленные нефтеносные пласты, хотя и разделенные слоями глин, но взаимосвязанные, что выражается в наличии у них общего водо-нефтяного контакта. Вследствие этого совокупность элементарных пластовых залежей на каждом из этих месторождений можно рассматривать как специфическую массивно-пластовую сводовую залежь (в структурном выступе). Залежь нефти в известняках мауддуд на месторождении Бурган следует, вероятно, расценивать как пластовую сводовую. В сводовых частях поднятий присутствует обычно наиболее легкая нефть, а у контакта с водой содержится смолистая окисленная нефть. В пределах вала, к которому приурочены месторождения Бурган, Магва-Ахмади, Вафра и Саут-Фуварис, плотность нефти

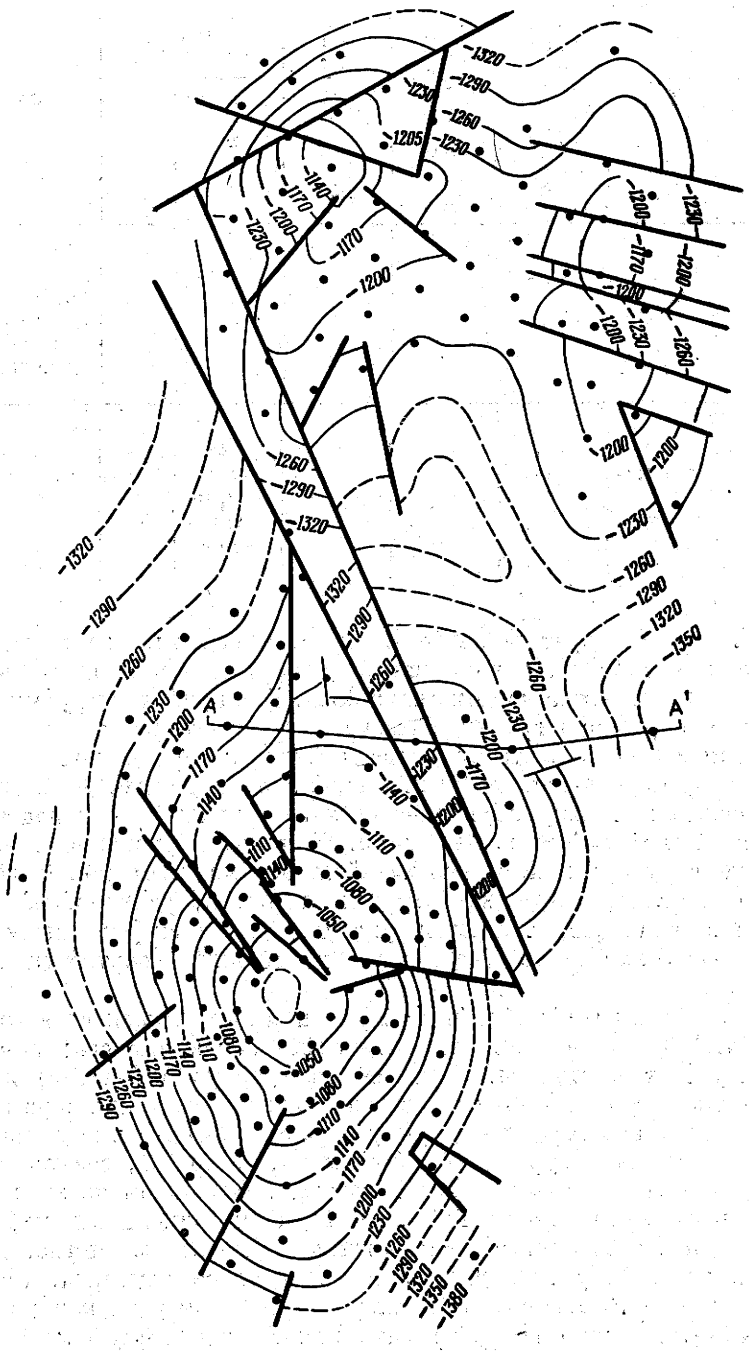


Рис. 146. Структурная карта кровли сеноманских известняков мауддуд нефтяных месторождений Бурган (внизу) и Магва-Ахмади (по А. Фоксу).

Стратоизогипсы проведены через 30 *м*.

в песчаниках бурган возрастает по мере уменьшения глубины залегания этой свиты с севера на юг.

Краткая характеристика отдельных месторождений приведена в табл. 111.

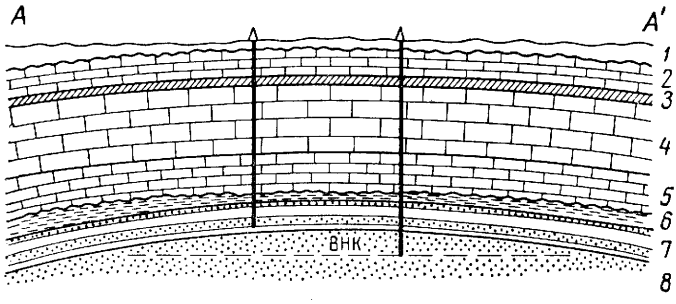


Рис. 147. Схематический разрез месторождения Бурган (по К. Ленду).

1 — олигоцен и нижний миоцен, группа кувейт — пески, глины, гравелиты; *2—4* — эоцен и палеоцен: *2* — свита даммам — известняки; *3* — свита рус — ангидриты; *4* — свита радума — известняки, глины; *5* — сантон, маастрихт, группа арума — известняки, глины; *6* — сеноман и турон, свиты магва, ахмади — глины с прослоями известняков; *7* — сеноман, свита вара — песчаники, глины (I и II горизонты) и известняки мауддуд; *8* — альб, свита бурган — песчаники, глины (III горизонт).

Таблица 111

Структурные формы месторождений нефти и газа Кувейта и Нейтральной зоны Кувейта и типы их залежей

Структурные формы	Типы залежей	Месторождения
Пологие, отчетливо удлиненные в плане поднятия (на внешнем борту краевого прогиба)	Пластовые сводовые а) апт-баррем (зубаир) б) альб (бурган) ?	Раудатайн, Сабрия ?
Локальные платформенные поднятия на склоне платформы с глубоко погруженным фундаментом	Массивные сводовые (в структурных выступах) а) неоком (ратави) б) эоцен	Вафра, Минагиш, Умм-Гудаир, Хафджи, Хоут Вафра
	Пластовые сводовые а) сеноман (вара) б) зубаир (баррем-апт) в) мауддуд (сеноман)	Бурган, Магва-Ахмади, Минагиш Минагиш? Бурган, Магва-Ахмади
	Массивно-пластовые сводовые а) бурган (альб) б) бахрейн (средний мел)?	Бурган, Магва-Ахмади, Вафра Хафджи

§ 6. САУДОВСКАЯ АРАВИЯ

Поиски нефти начались в 1933 г. В пределах доказанно нефтеносной части страны (рис. 148) на юго-западном побережье Персидского залива между п-овом Катар и Нейтральной зоной Кувейта выделяются две

области, различающиеся по комплексу проведенных в них поисковых работ. В большей, южной, области многие структурные поднятия в той или иной степени выражены на поверхности. Поэтому здесь большое внимание сначала было уделено изучению опорных разрезов палеозойских — мезозойских пород в западных районах страны, где они выходят на поверхность, и отложений палеогена — неогена на побережье Персидского залива как по отдельным обнажениям, так и при помощи бурения параметрических скважин. С помощью геологической съемки удалось выявить ряд поднятий различных размеров, строение которых уточнялось структурным бурением. В результате определялись точки заложения поисковых скважин. Съемка сопровождалась гравиметрическими исследованиями. В послевоенные годы охарактеризованный комплекс работ пополнился аэрофотосъемкой и магнитной разведкой. По результатам геологической съемки с последующим структурным и поисковым бурением в южной области открыты месторождения Даммам (1936)*, Абкаик (1941)*, Катиф[1] (1945)*, Фадили (1949)* и Кхурейс (1957)*, а также гигантское месторождение Гхавар, отдельные площади которого обнаружены в 1948 г. (Аин-Дар), в 1949 г. (Харад), в 1951 г. (Утмания), в 1952 г. (Шеджум), в 1953 г. (Хавия) и в 1958 г. (Фазран). В северной области при поисках успешно использовалась сейсморазведка. Этим методом выявлено поднятие Абу-Гадрия, предположительно намеченное по данным геологической съемки. В 1940 г. здесь пробурена первая поисковая скважина, давшая промышленный приток нефти.

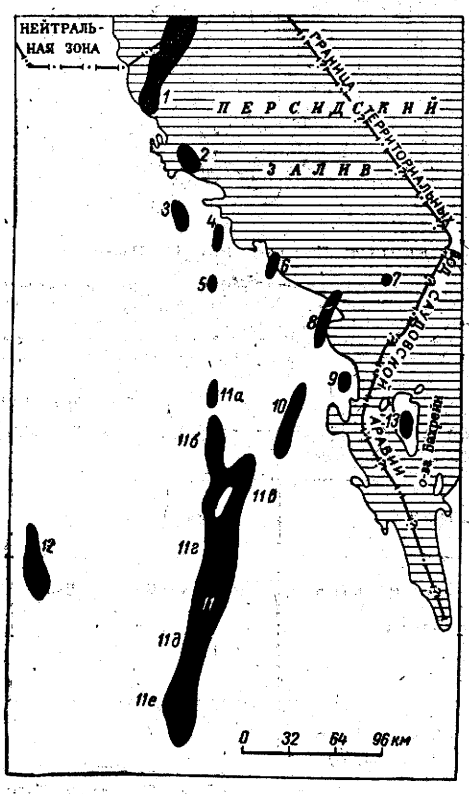


Рис. 148. Нефтяные месторождения и разведочные площади Саудовской Аравии и о-вов Бахрейн.

1 — Сафания; *2* — Манифа; *3* — Абу-Гадрия; *4* — Харсания; *5* — Фадили; *6* — Берри; *7* — Абу-Сафа; *8* — Катиф, *9* — Даммам; *10* — Абкаик; *11* — Гхавар: *а—е* — площади: *а* — Фазран, *б* — Аин-Дар, *в* — Шеджум, *г* — Утмания, *д* — Хавия, *е* — Харад; *12* — Кхурейс; *13* — Бахрейн (Авали).

Решающую роль сыграла сейсморазведка, проведенная при поисковых работах в послевоенные годы в акватории Персидского залива, где с помощью этого метода удалось обнаружить крупные поднятия Сафания и Манифа, с которыми, как было впоследствии установлено по данным поискового и разведочного бурения, оказались связаны очень крупные месторождения нефти. В 1963 г. по данным сейсморазведки заложена морская поисковая скважина Абу-Сафа, позволившая обнаружить довольно большое нефтяное месторождение, а в 1964 г. открыто месторождение Берри, частично расположенное в море.

Примерно до начала 50-х годов первое место по добыче нефти занимало месторождение Абкаик. С 1953 г. первое место принадлежит месторо-

[1] За последнее время разведано морское продолжение месторождения Катиф.

ждению Гхавар. Результаты, полученные на месторождении Абкаик в 1963 г., почти полностью были достигнуты, а в 1964 г. превзойдены на крупнейшем в мире морском месторождении Сафания, являющемся частью месторождения Сафания-Хафджи, расположенного в территориальных водах Саудовской Аравии. На месторождении Гхавар с 1964 г. добыча ведется на пяти его площадях, из которых наиболее продуктивны Аин-Дар, Утмания и Шеджум.

Месторождения располагаются в нефтегазоносном бассейне Персидского залива, на структурной террасе Га́за, приуроченной к склону Африкано-Аравийской платформы с глубоко погруженным фундаментом. Терраса Га́за представляет участок платформенного склона, очень полого наклоненный на восток. На террасе выделяются крупные линейные зоны поднятий, простирающихся меридионально или в близком к меридиональному направлении. С глубиной эти зоны все более резко структурно выражены. Мощность отдельных комплексов, участвующих в строении зон, убывает к сводам последних.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В строении рассматриваемой территории принимают участие отложения палеозоя, мезозоя и кайнозоя, схематический разрез которых представлен в табл. 112. Нефтеносны известняки и доломиты средней, верхней юры, нижнего мела и песчаники нижнего мела. Характеристика нефтеносности отдельных месторождений приведена в табл. 113.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения приурочены к пологим платформенным поднятиям. С западной зоной поднятий, называемой Эн-Нала, связаны месторождения Гхавар, Фадили и Харсания.

Месторождение Гхавар — одно из крупнейших в мире. Длина его 230—240 *км*, ширина 16—25 *км*, высота по кровле продуктивного горизонта D до 370 *м*. Месторождение представляет наиболее поднятую часть зоны Эн-Нала, шарнир которой, ундулируя, в целом погружается на север. Эта поднятая часть слабо выражена в рельефе. В своде ее обнажаются полого залегающие слои палеогена—неогена. С глубиной углы падения пород возрастают и по мезозойским отложениям на восточном крыле зоны достигают 5—8 и даже 10°. Зона Эн-Нала осложнена разрывами небольшой амплитуды, не влияющими сколько-нибудь существенно на ее структуру. В пределах месторождения, заключающего несколько замкнутых локальных поднятий, выделяются шесть площадей (рис. 149). Две южные площади Харад и Хавия расположены на узкой вытянутой складке с более крутым восточным крылом; по-видимому, они не разделены структурным седлом. Севернее находится площадь Утмания, заключающая две складки меридионального простирания, разделенные небольшим прогибом. Восточная складка структурно относительно приподнята. На продолжении ее оси располагается площадь Шеджум, приуроченная к замкнутому поднятию, в плане близкому к треугольнику. На северном продолжении оси западной складки помещается площадь Аин-Дар, связанная с двумя узкими плакантиклиналями. Севернее Аин-Дар располагается отделенное хорошо выраженным структурным седлом еще одно поднятие, соответствующее площади Фазран.

Единство месторождения Гхавар было установлено не сразу. В 1948 г. появилось сообщение об открытии «месторождения» Аин-Дар, в 1949 г. —

Таблица 112

Сводные литолого-стратиграфические разрезы отложений Саудовской Аравии в районе Персидского залива

Система, отдел; ярус			Краткая литологическая характеристика; максимальная мощность, м		
			обнажения западнее зоны побережья	побережье залива (терраса Га́за)	
Плиоцен или миоцен				Свита хофуф—песчанистые мергели и известняки, местами в основании кварцевые гравелиты; 95	
Миоцен средний				Свита дам—глины, мергели, известняки с прослоями кремнистых пород; 90	
Миоцен?				Свита хадрук—песчанистые глины, мергели, прослои кремнистых пород; 85	
			Перерыв		
Эоцен верхний—средний			Свита даммам—известняки, доломиты с глинами и мергелями; 30		
Эоцен средний—нижний			Свита рус—известняки, глины с ангидритами; 55		320
Эоцен—нижний палеоцен			Свита умм-эр-радума—известняки, доломиты; 215		
Мел верхний			Группа арума—известняки с доломитами и пачками глин в основании и кровле 145		160
			Перерыв		
Мел средний			Группа вазиа—косослоистые песчаники, красные и зеленые алевритистые глины; 50	а) Красные, зеленые известняки; 150 б) Песчаники, глины с прослоями лигнита; 210—400	
Мел нижний	Апт?	Группа таммама	Свита бияд—песчаники с глинами; 270	а) Известняки, доломиты; 80 б) Песчаники, глины; 200 в) Известняки; 210	
	Апт		Свита бувейб—известняки с аргиллитами и песчаниками		
	Неоком		Свита ямама—зернистые и кристаллические известняки 60		80
	Неоком?		Свита сулайи—кристаллические известняки, прослои зернистых известняков, в основании ангидриты ~180		100
			Перерыв		
Юра верхняя	Мальм верхний?		Свита хит; 70 Ангидриты; 150		
	Мальм верхний		Свита араб—известняки, доломиты, ангидриты; 130	Свита араб—чередующиеся пачки кристаллических зернистых известняков и доломитов (A, B, C, D) с разделяющими их горизонтами ангидритов (AB, BC и CD); 170	

Продолжение табл. 112

Система, отдел; ярус		Краткая литологическая характеристика; максимальная мощность, *м*	
		обнажения западнее зоны побережья	побережье залива (терраса Га́за)
Юра верхняя	Кимеридж	Свита джубайла — известняки, тонкокристаллические и зернистые; ~100	а) Тонкокристаллические и зернистые известняки; 300 б) Темно-серые известняки с черными аргиллитами; 70
	Оксфорд?	Свита ханифа — известняки; 100	Отсутствуют либо резко сокращены в мощности
	Келловей	Свита тувейк маунтейн — известняки, преимущественно коралловые; 215	
Перерыв			
Средняя юра	Бат — байос	Свита друма — известняки с прослоями глин в верхней и нижней частях; 380	а) Кристаллические известняки с прослоями зернистых известняков; б) Темные плотные глинистые известняки; всего ~500
Нижняя юра	Тоар	Свита маррат — известняки, доломиты, красные глины; 110	
Перерыв			
Триас или юра		Свита минджур — песчаники, пестроцветные глины; 315	а) Песчаники, глины; б) Доломиты, ангидриты; в) Известняки, ангидриты, пестроцветные глины; всего 750—800
Триас средний		Свита джилх — песчаники, красные и зеленые глины, глинистые известняки; 325	
Пермь или триас		Свита зудаир — преимущественно красные глины; 115	
Пермь		Свита хуфф — известняки с прослоями ракушняков, вверху прослои мергелей и пестроцветных гипсоносных глин	Бурением вскрыта только верхняя часть свиты — пачка глин и известняков
Перерыв			
Девон нижний — силур		Свита джауф — известняки, аргиллиты; 275	
Силур		Свита тавиль — песчаники; >200	
Силур — ордовик		Свита табук — песчаники, аргиллиты; ~725	
Кембрий?		Свита сак — песчаники; >600	
Перерыв			
		Кристаллические породы докембрия	

Примечание. Разрезы п-ова Катар и о-вов Бахрейн весьма сходны с разрезом прибрежных районов Саудовской Аравии.

Таблица 113

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтегазоносных районов Саудовской Аравии

Месторождение [1*]	Возраст	Наименование свит (горизонтов)	Литологический состав	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мд	Мощность, м	Глубина залегания кровли, м	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, т/сутки	Плотность нефти, г/см³; содержание серы (цифра с двумя звездочками), %	Среднесуточная добыча в 1-ой половине 1964 г., тыс. т	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. т	Количество действующих нефтяных скважин в 1964 г. [2*]	Примечание
Абкаик	Юра верхняя	Араб (D)	Трещиноватые калькарениты псевдооолитовой текстуры	15—30	75—1500	70 (?)	1700—1800	1941; 1943	800 (макс. 2400)	0,835—0,840	48,9	287	60	—
	Юра верхняя, кимеридж	Джубайла (гадрия)	Известняки	—		—	2000		—	—	—	—	—	Не эксплуатируется
Абу-Гадрия	То же	То же	Пористые известняки, доломиты	—		—	3000	1940; 1962	800	0,845—0,850	4,0	3	5	—
Абу-Сафа	—	—	—	—		—	1960	1963	—	0,876	—	—	— [3*]	—
Даммам	Юра верхняя	Араб (A)	Известняки зернистые, доломитизированные	—		17	1200—1300 [4*]	1936; 1939	180	0,845—0,850	5,0	61,5	28	
		» (B)				6?								
		» (C)				30								
		» (D)				45								

Фадили	Юра средняя, байос-бат	Друма (фадили)	Кристаллические пористые известняки	—		—	3000 [5*]	1949; 1963	1500	0,835	3,1	0,5	2	—
Гхавар	Юра верхняя	Араб (C)	Известняки зернистые, доломитизированные, оолитовой и псевдооолитовой текстуры	Зернистых известняков		До 50	1550—1750 [6*]	1948—1958; 1951	—	0,840—0,860 [7*]	—	—	—	Не эксплуатируется
		» (D)		До 30	800—1500	40—45			1000—1100		97,7	399	101	—
Кхурейс	То же	Араб (D)	Известняки	—		—	1550	1957; 1963	100 (макс. 480)	0,860	0,08	0,03	1	—
Харсания	»	Араб (A)	Калькарениты и калькаренитовые известняки	23	900	10	2100	1956; 1960	1500	0,870	11,0	11,8	7	—
		» (B)		25	200	~ 10	2125							
		» (C)		26	300	30	2140							
		» (D)		23	80	~ 20	2200							
	Юра верхняя, кимеридж	Джубайла (гадрия)		21	80	7	2310							

[1*] Все месторождения нефтяные.
[2*] Все действующие скважины фонтанные. Кроме указанных, действующих в 1964 г., имелись еще 74 скважины, подготовленные к эксплуатации.
[3*] Подготовлены к эксплуатации три нефтяные скважины; разработка начнется в 1967 г. с добычей 4000 *т/сутки*.
[4*] По другим данным 1400—1600 *м*.
[5*] По другим данным 2450 *м*.
[6*] По другим данным > 2000 *м*.
[7*] По другим данным 0,830—0,860.

Продолжение табл. 113

Месторождения [1]*	Возраст	Наименование свит (горизонтов)	Литологический состав	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мД	Мощность, м	Глубина залегания кровли, м	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, т/сутки	Плотность нефти, г/см³; содержание серы (цифра с двумя звездочками), %	Среднесуточная добыча в 1-ой половине 1964 г., тыс. т	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. т	Количество действующих нефтяных скважин в 1964 г. [2]**	Примечание
Манифа	Мел нижний, неоком	(Ратави)	Известняки	—		—	2620 [8]*	1957; —	>1000	0,871—0,893 [9]*	0,2	0,05	5	Проводится подготовка к эксплуатации; пробурено семь нефтяных скважин; начальная добыча составит 12 тыс. т/сутки
	Юра верхняя	Араб (А)					2750			0,887				
		» (В)								0,887				
		» (С)								0,882				
Катиф	Верхняя юра	Араб (С)	Известняки	—		—	средн. 2125	1945; 1945	400	0,865—0,870	3,7	19,4	9	—
		» (D)								0,830—0,840				
Сафания	Мел средний	(Бахрейн)	Песчаники	—		—	1500	1951; 1957	1300	0,892; 3**	52,0 [10]*	68,9	38	—
	Мел нижний, апт	(Зубаир)	»				2000			0,871				

[8]* По другим данным ~2400 м.
[9]* По другим данным средняя плотность для всего месторождения 0,876.
[10]* В 1965 г. на месторождении имелось 48 эксплуатационных скважин (45 морских и три на суше); добыча составляла 65 тыс. т/сутки; к 1967 г. предполагается ее увеличение до 140 тыс. т/сутки.
В 1964 г. открыто месторождение Берри. Разработка его намечена на 1967 г. с начальной добычей примерно 4000 т/сутки.

об открытии «месторождения» Харад и т. д. Лишь впоследствии в процессе разведки выяснилось, что рассматривавшиеся в качестве самостоятельных эти «месторождения» в действительности являются составными частями единого месторождения Гхавар.

Месторождение Фадили связано с локальным поднятием, длинная ось которого простирается на север-северо-запад. Высота его по кровле юрских отложений около 160 *м*.

Месторождение Харсания приурочено к куполовидной структуре высотой до 425 *м* с довольно крутыми склонами, несколько вытянутой меридионально.

В восточной линейной зоне поднятий, простирающейся на север-северо-восток, расположены месторождения Абкаик и Катиф. Последнее структурно представляет слабо асимметричную складку с более крутым восточным крылом, широкую на юге и сужающуюся к северу. Ось складки простирается на север-северо-запад (340°). Длина складки 20 *км*, ширина 6,5 *км*, высота по кровле горизонта D (свита араб) 110 *м*. Поднятие Абкаик характеризуется довольно широким сводом и примерно равнонаклоненными крыльями. Длина его 70 *км*, ширина 10—20 *км*. Высота по кровле горизонта D достигает 450 *м*. Углы падения на крыльях не превышают 5—6°. Длинная ось простирается на северо-восток (15°).

Есть основания предполагать наличие западнее Эн-Нала еще одной линейной зоны, включающей поднятия, с которыми связаны месторождения Абу-Гадрия и Манифа. Оба они приурочены к локальным поднятиям, длинные оси которых простираются субмеридионально. Высота поднятия Абу-Гадрия около 350 *м*.

Месторождение Даммам, не связанное с линейными зонами, отличается по своему строению от всех перечисленных месторождений. Оно расположено в пределах пологого куполовидного поднятия размером 20 × 10 *км*. Высота его по кровле горизонта D (свита араб) составляет примерно 200 *м*. Центральная часть поднятия опущена по сбросам, простирающимся на запад. Амплитуда сбросов в сводовой части не превышает 120 *м*, а на крыльях быстро сокращается до нуля. Исходя из особенностей строения поднятия Даммам и данных гравиметрических исследований, позволивших установить связанный с ним гравитационный минимум, предполагается, что оно представляет соляной купол с глубоко погруженным ядром. Все залежи в продуктивных горизонтах, слагаемых карбонатными породами (фадили — средняя юра, гадрия, A, B, C, D — верхняя

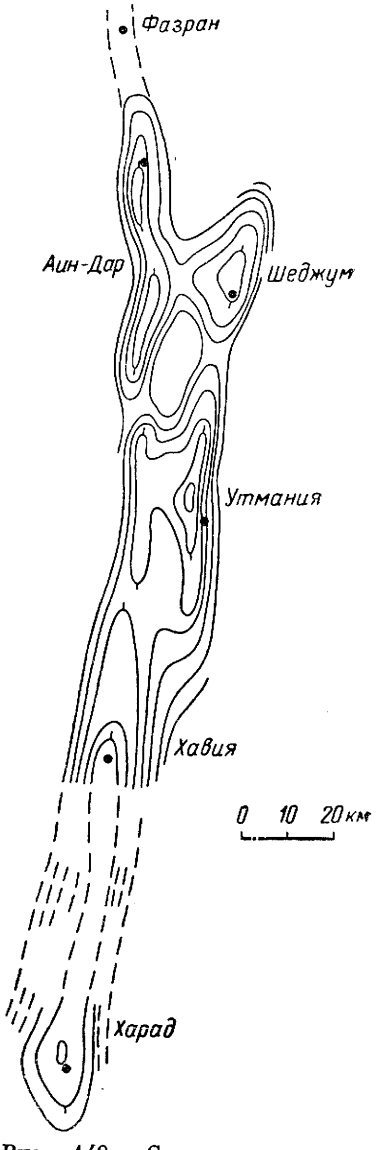


Рис. 149. Структурная карта кровли горизонта D свиты араб месторождения Гхавар (по материалам XX МГК, т. IV, 1956).
Стратоизогипсы проведены через 75 *м*.

юра, ратави — неоком), очевидно, массивные сводовые (в структурных выступах). Некоторые из них находятся в природных резервуарах мощностью 6—10 *м*, слагаемых зернистыми, оолитовыми, псевдоолитовыми известняками свиты араб, которые по своим коллекторским свойствам и условиям миграции углеводородов практически не отличаются от коллекторов песчаного состава.

На месторождении Сафания присутствуют скорее всего пластовые сводовые залежи. Не исключено, что в горизонте бахрейн здесь помещается своеобразная массивно-пластовая залежь, заключенная в ряде песчаных пластов, хотя и разделенных глинами, но взаимосвязанных и обладающих вследствие этого общим водо-нефтяным контактом. Покрышками для залежей всех горизонтов свиты араб служат ангидриты, а для залежей в известняковых горизонтах — ратави (неоком), фадили и гадрия (юра), пачки глин соответственно нижнемелового или юрского возраста. Все залежи характеризуются газовым режимом. На месторождениях Гхавар и Абкаик широко применяется закачка попутного газа в нефтеносные горизонты для поддержания пластового давления.

В табл. 114 суммируются данные о типах залежей и месторождений нефти и газа Саудовской Аравии.

Таблица 114

Структурные формы месторождений нефти и газа Саудовской Аравии и типы их залежей

Структурные формы	Типы залежей	Месторождение
Отраженные поднятия, возникшие за счет подвижек блоков фундамента по разломам	Массивные сводовые (в структурных выступах):	
	а) известняки верхней и средней юры	Абкаик, Абу-Гадрия, Фадили, Гхавар, Кхурейс, Харсания, Манифа
	б) известняки неокома	Манифа
	Пластовые сводовые песчаники нижнего—среднего мела	Сафания
		Даммам
Солянокупольные поднятия?	Массивные сводовые (в структурных выступах)	

§ 7. КАТАР

Княжество (шейхство) Катар, находящееся под протекторатом Великобритании, располагается на п-ове Катар площадью около 22 тыс. *км*², вдающемся в Персидский залив (рис. 150).

Первые попытки поисков нефти предприняты в середине 20-х годов. Планомерные поисковые работы начались после открытия близко расположенного месторождения Бахрейн. В 1933 г. при геологической съемке выявлена выраженная в рельефе крупная вытянутая складка Дукхан, детально закартированная в 1937—1938 гг. Поисковое бурение на поднятии, начатое в 1938 г., привело к открытию в 1939 г. связанного с ним одноименного месторождения. После перерыва, вызванного второй мировой войной, в 1947 г. на месторождении возобновилась промышленная разведка и с 1949 г. здесь начата добыча нефти. С тех пор весь полуостров покрыт магнитной и гравиметрической съемкой. В отдельных районах проводилась сейсморазведка. Пробурен ряд поисковых скважин. Однако новых месторождений на территории полуострова обнаружить не удалось. Данные морских геофизических исследований (грави- и сейсморазведки)

в территориальных водах Катара, проведенных еще в 50-е годы, позволили наметить несколько структурных поднятий. В результате глубокого поискового бурения в 1960 г. установлена промышленная нефтеносность

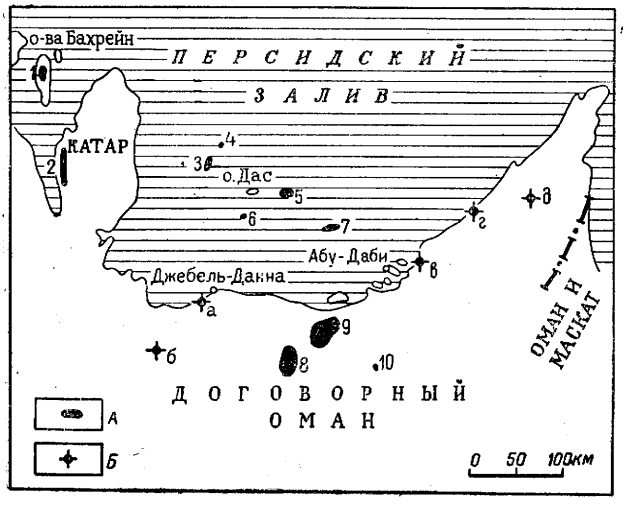


Рис. 150. Нефтяные месторождения Катара и Договорного Омана.

А — месторождения: *1* — Авали (Бахрейн), *2* — Дукхан, *3* — Идд-эль-Шарги, *4* — Майдам-Мазам, *5* — Умм-Шаиф, *6* — Бундуг, *7* — Закум, *8* — Бу-Газа, *9* — Мурбан, *10* — Абу-Джиду (Асаб); *Б* — сухие глубокие поисковые скважины: *а* — Шувейхат, *б* — Гезира, *в* — Рас-Судр, *г* — Джебель-Али, *д* — Джувейза.

одного из этих поднятий (Идд-эль-Шарги) в районе о-ва Халул. В 1963 г. последовало открытие также вблизи о-ва Халул второго морского месторождения Катара — Майдам-Мазам.

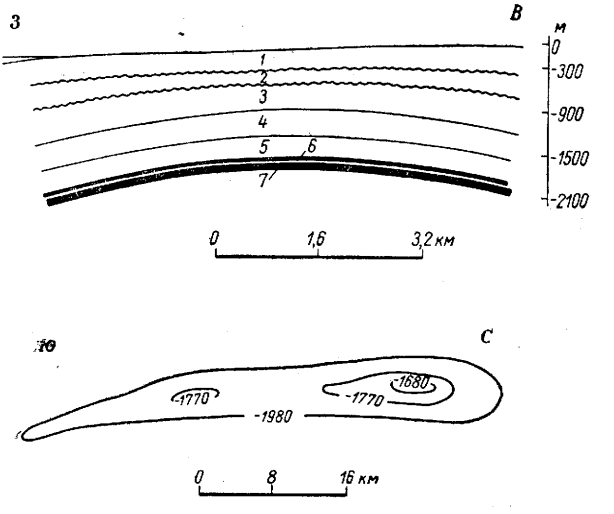


Рис. 151. Разрез и структурная карта кровли продуктивного горизонта № 4 месторождения Дукхан (по Э. Даниелю).

1 — средний, нижний эоцен и палеоцен — доломиты, известняки; *2* — верхний мел — известняки, в нижней части глины; *3* — средний мел — известняки, глины, песчаники; *4* — нижний мел — известняки; *5* — верхняя юра — известняки и ангидриты; *6*, *7* — продуктивные горизонты № 3 и 4.

По геологическому строению п-ов Катар аналогичен прибрежным районам Саудовской Аравии, располагаясь, как и последние, на отдаленном склоне Аравийской платформы с глубоко погруженным фундаментом (см. табл. 112).

Месторождение Дукхан приурочено к очень пологому платформенному поднятию, углы падения на крыльях которого не превышают 4° (табл. 115, рис. 151). Почти симметричная складка резко вытянута меридионально (50 × 5 *км*), как и многие нефтеносные локальные поднятия Саудовской Аравии. Месторождение заключает две нефтяные залежи массивные сводовые (в структурном выступе). Нижняя залежь с газовой шапкой. Покрышками служат верхнеюрские ангидриды. Верхняя залежь характеризуется газовым режимом, нижняя газонапорным.

Таблица 115

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нефтяного месторождения Дукхан

Отдел, ярус; свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Эоцен средний и нижний — палеоцен	Доломиты, известняки доломитизированные с редкими прослоями мергелей	330
	Перерыв	
Мел верхний	Известняки доломитизированные, внизу переходят в мергелистые известняки, затем в зеленоватые и серые глины	200
	Перерыв	
Мел средний, турон — альб	Известняки и темно-серые глины	315
	Темно-серые глины и песчаники	165
Мел нижний	Известняки, внизу глинистые	345
	Известняки, местами доломитизированные с редкими включениями ангидрита	300
——————?——————		
Юра верхняя; хит и араб	Ангидриты с редкими прослоями известняков	225
	Известняки, доломиты	25
	Ангидриты	20
	Известняки, доломиты	55

Примечание. Ниже свиты араб скважина Харвиб в средней части полуострова вскрыла тонкозернистые глинистые известняки (свита араэдж, верхняя? юра), среднеюрские известняки хемогенные, оолитовые, доломитизированные с линзами ангидрита и нижне?юрские пестроцветные глины и песчаники.

Месторождение Идд-эль-Шарги приурочено, по-видимому, к пологому платформенному поднятию. Месторождение Майдам-Мазам связано с соляно-купольным поднятием, характеризующимся глубоко погруженным ядром.

§ 8. ОСТРОВА БАХРЕЙН

Шейхство Бахрейн занимает группу островов, расположенных между п-овом Катар и Саудовской Аравией. На самом крупном из них (о. Бахрейн) помещается единственное в шейхстве нефтяное месторождение, также обычно называемое Бахрейн, хотя иногда его именуют Авали (см. рис. 146).

После геологической съемки, позволившей выявить в пределах о-ва Бахрейн крупную складку, на ее своде в 1931 г. были начаты буровые работы, а в 1932 г. открыто приуроченное к ней месторождение, вступившее в эксплуатацию с 1934 г. В дальнейшем на северо-западе острова и в смежных районах Персидского залива осуществлялись сейсморазведка и поисковое бурение, которые оказались безрезультатными.

Месторождение Авали, или Бахрейн, находится в той же структурной области, что и месторождения восточных районов Саудовской Аравии, — на отдаленном склоне Африкано-Аравийской платформы. Разрез развитых здесь отложений практически не отличается от приведенного выше для побережья Саудовской Аравии (см. табл. 112).

Месторождение Бахрейн связано с крупным пологим поднятием, отчетливо вытянутым меридионально (длина около 45 *км*, ширина до 15—16 *км*), с углами падения на крыльях не более 5—6°. В его пределах продуктивная площадь составляет около 50 *км*^{2}. Месторождение заключает несколько массивных нефтяных залежей в своде структурного выступа, слагаемого породами мела. Глубже в верхнеюрских известняках (свита араб) открыта аналогичная по строению газовая залежь. Газ используется для закачки в нефтеносные пласты с целью поддержания в них пластового давления. Роль покрышки для залежей в разрезе меловых отложений играют глины, а для залежи газа в свите араб — ангидриты.

§ 9. ДОГОВОРНЫЙ ОМАН

Договорный Оман включает семь арабских княжеств (шейхств). Месторождения нефти к настоящему времени обнаружены в пределах княжества Абу-Даби и в его территориальных водах Персидского залива (см. рис. 150). Попытки использовать геологическую съемку для выявления локальных поднятий в основном оказались неудачными вследствие широкого развития на поверхности песчаных дюн и мощного чехла трудно расчленимых отложений миоцена. Поэтому с 1947 г. изучение глубинного строения территории проводится при помощи гравиметрических и сейсмических исследований, по результатам которых закладываются глубокие поисковые скважины. Первая из них (Рас-Судр) достигла 3900 *м*, но нефть не была обнаружена. Сухими оказались и еще несколько глубоких скважин (Гезира, Шувейхат, Джебель-Али, Джувейза и др.), пройденных в исключительно сложных условиях.

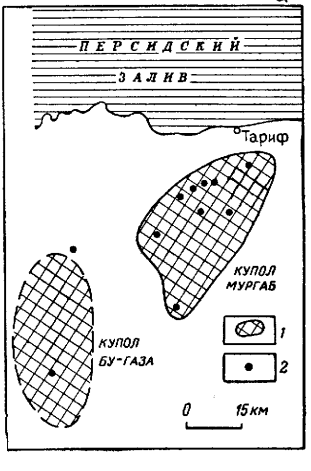


Рис. 152. Месторождения Бу-Газа (Абу) и Мурбан (Баб).

1 — месторождения; *2* — нефтяные скважины.

Первое месторождение в Договорном Омане — Мурбан открыто в 1953 г. в центральной части Абу-Даби, на куполе Баб. Впоследствии в нем были выявлены две залежи нефти с весьма значительными запасами.

Параллельно с поисками на суше в 50-е годы предприняты исследования с целью открытия нефти у берегов Персидского залива. Основанием для поисков явилось присутствие здесь ряда соляных куполов, образующих небольшие островки, а также наличие крупных нефтяных месторождений на п-ове Катар и о-вах Бахрейн. Применение подводной геологической съемки не оправдало себя. Зато прекрасные результаты были

получены при помощи гравиметрических и сейсмических исследований, по данным которых установлено несколько крупных структурных поднятий. В 1958 г. морской поисковой скважиной, заложенной на одном из таких поднятий, открыто месторождение Умм-Шаиф, начавшее эксплуатироваться с 1962 г.

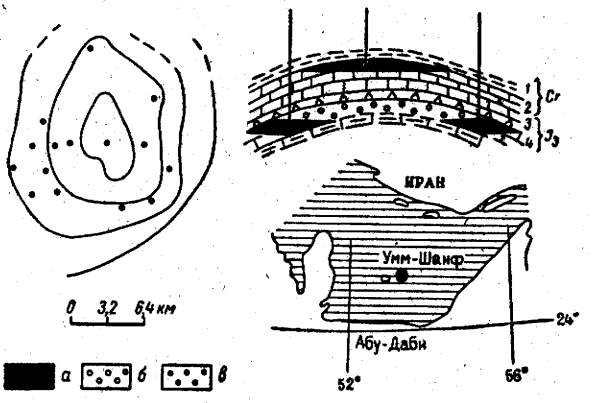


Рис. 153. Структурная карта кровли ангидритов свиты хит и схематический разрез месторождений Умм-Шаиф (по С. Эльдеру).

а — нефть; *б* — газ; *в* (на карте) — продуктивные скважины, *1* — средний мел, группа вазиа — глины; *2* — неоком и апт, группа тамама — известняки; *3*, *4* — верхняя юра: *3* — свита хит, ангидриты; *4* — свита араб? — известняки.

Таблица 116

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений, вскрытых на месторождении Умм-Шаиф

Система, отдел, ярус	Группа; свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Четвертичная, плейстоцен		Илы, пески, известняки	60
	Перерыв		
Миоцен	Фарс нижний	Мергели, гипсы, ангидриты	300
	Перерыв		
Эоцен верхний-средний	Даммам	Известняки	200
Эоцен средний-нижний	Рус	Ангидриты	90
Эоцен нижний-палеоцен	Умм-эр-радума	Известняки	750
Мел верхний	Арума	»	
Мел средний, турон—альб	Вазиа	Глины	25—35
		Известняки	300
		Глины	120
Мел нижний, неоком—апт	Тамама	Известняки	600
Юра верхняя	Хит	Ангидриты, доломиты	90
	Араб?	Известняки, доломиты	—
Юра верхняя?	Араэдж?	Глинистые известняки	—

Юго-западнее месторождения Мурбан выявлено месторождение Бу-Газа, разрабатывающееся с 1965 г. Не исключено, что Мурбан и Бу-Газа представляют единое месторождение (рис. 152).

В 1964 г. в водах шейхства Абу-Даби обнаружены месторождения Закум (юго-восточнее Умм-Шаиф), Бундуг (юго-западнее Умм-Шаиф). Месторождения расположены на склоне Африкано-Аравийской платформы. Разрез развитых здесь отложений весьма сходен с разрезом прибрежной части Саудовской Аравии (см. табл. 112). Разрез, пройденный скважинами на морском месторождении Умм-Шаиф, приведен в табл. 116. Сведения о месторождениях даны в табл. 119.

Месторождения связаны с очень пологими поднятиями, округлыми в плане (рис. 152, 153). Углы падения на крыльях не превышают 5—6°. По-видимому, эти купола затронуты разрывами, не меняющими сколько-нибудь существенно их структуры. Все залежи в месторождениях массивные сводовые (в структурных выступах), некоторые с крупными газовыми шапками.

§ 10. ОМАН

Страна включает султанат Маскат, район Дхофар и имамат Оман, занимающий внутренние ее территории. Первые шаги с целью обнаружения нефти предприняты в 1938 г. и выразились в проведении геологической съемки и геофизических исследований. На время второй мировой войны поиски были прерваны и возобновились с 1948 г. Основным комплексом поисковых работ является бурение поисковых скважин на поднятиях, установленных в результате геологической съемки или сейсморазведки. В Дхофаре ряд поисковых скважин у Мазрак и Мармул дал непромышленные притоки тяжелой нефти из меловых пород; начальные дебиты достигали 250—350 *т/сутки*, но быстро падали. Севернее, у подножий гор Оман, открыты три месторождения: Нати, Фахуд и Джибал (рис. 154). С 1967 г. после завершения строительства нефтепровода, который соединит эти месторождения с побережьем Оманского залива, западнее Маскат предполагается разработка первых двух; начальная добыча должна составить 16 500—19 200 *т/сутки*. Наиболее крупным из упомянутых является месторождение Нати, на котором пробурены две нефтяные скважины.

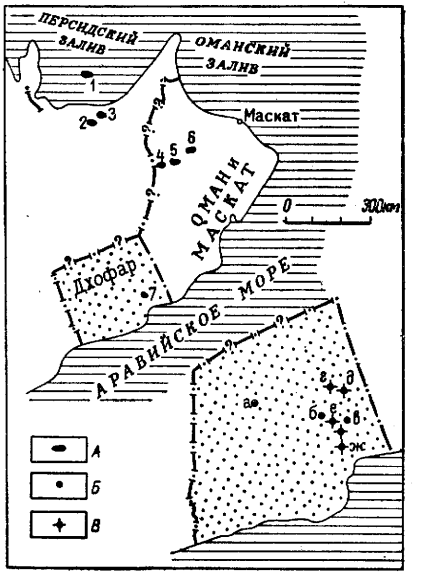


Рис. 154. Нефтяные месторождения Омана (Маскат, Оман, Дхофар).

А — месторождения: *1* — Умм-Шаиф (Договорный Оман), *2* — Бу-Газа (Договорный Оман), *3* — Мурбан (Договорный Оман), *4* — Фахуд, *5* — Джибал, *6* — Нати, *7* — Мармул; *Б* — сухие поисковые скважины: *а* — Вади-Даука, *б* — Норд-Вест-Мармул, *в* — Мармул № 3; *В* — поисковые скважины, давшие притоки нефти: *г, д* — Мазрак № 1 и 2; *е, ж* — Мармул № 1 и 2.

Нати, Фахуд и Джибал приурочены к структурным поднятиям, расположенным либо в пределах краевого прогиба альпийского горного складчатого сооружения Оман, либо на глубоком склоне Африкано-Аравийской платформы. Сводный разрез отложений, развитых в этих структурных областях, приведен в табл. 117.

Таблица 117

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Омана для области краевого прогиба Оманского складчатого сооружения и склона Африкано-Аравийской платформы

Система, отдел; ярус		Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Плиоцен-миоцен		Гравелиты, конгломераты	—
Миоцен		Известняки, эвапориты	>90
		Писчий мел, мергели	~30
Перерыв			
Олигоцен		Известняки кристаллические и рифогенные, гипсы	170
Перерыв			
Эоцен верхний		Песчаники, известняки	—
Эоцен средний—нижний		Мергели, известняки, доломиты	—
Палеоцен		Мергели, известняки	120
Перерыв			
Мел верхний	Маастрихт	Известняки, мергели, песчаники, базальные конгломераты	—
	Перерыв		
	Кампан—сантон	Мергели, песчаники, мергелистые известняки	—
Мел средний		Мергелистые известняки	155
		Мергели, песчаники	150
Мел нижний		Известняки, доломиты	170
Перерыв			
Юра верхняя—средняя	Низы мальма—бат	Доломиты, известняки	70—160
Перерыв			
Триас?		Доломиты, ангидриты	—
Пермь		Мергели, известняки	35
		Песчаники с красными мергелями	230
		Горизонты валунов с песчаными прослоями	—
Перерыв			
Ордовик		Пестроцветные песчаники и аргиллиты	550—2000(?)
Перерыв			
Кембрий верхний и средний		Гипсы, доломиты, соль, красноцветные конгломераты	—
Кембрий нижний		Грубозернистые песчаники, аргиллиты, доломиты	1150
Перерыв			
		Кристаллические породы фундамента	—

§ 11. ИЗРАИЛЬ

Еще до нашей эры на территории страны были известны нефтегазопроявления, особенно интенсивные в районе Мертвого моря, описываемые греческим географом Страбоном. Римляне называли это море Асфальтовым озером, так как на его поверхности время от времени появлялись огромные массы асфальта, именовавшегося «иудейской смолой». Попытки обнаружить промышленные залежи нефти предприняты в 1914 г. Расширению этих работ помешала первая мировая война. Поиски нефти возобновились в 30-е годы. В 1939 г. компания «Петролеум девелопмент оф Палестайн» запроектировала бурение поисковой скважины в районе Газа, где были установлены обильные выходы газа. Этот проект остался не осуществлен из-за начавшейся второй мировой войны. Бурение здесь началось лишь в 1947 г. и снова было прервано в связи с событиями в Палестине. После образования в 1948 г. государства Израиль на территории его американскими и национальными компаниями в довольно значительном объеме стали проводиться геологическая съемка, геофизические исследования и поисковое бурение. К настоящему времени вся площадь Израиля покрыта гравиметрической съемкой. Сейсморазведка выполнена в приморской полосе, пустыне Негев и в районах, примыкающих с запада к Мертвому озеру.

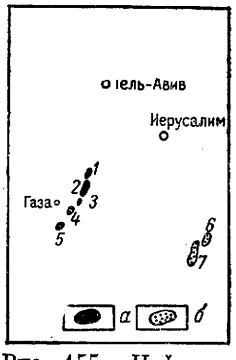


Рис. 155. Нефтяные и газовые месторождения Израиля.

а — месторождения нефтяные: *1* — Кохав, *2* — Хелетц-Брор; *б* — газовые: *3* — Нир-Ам, *4* — Саад, *5* — Биири, *6* — Хар-Хаканаим, *7* — Зохар-Кидод.

В 1955 г. при углублении скважины, заложенной в 1948 г. по данным гравиметрических исследований и последующей сейсморазведки МОВ и КМПВ, открыто первое нефтяное месторождение в стране Хелетц (рис. 155). Это событие явилось стимулом для расширения поисковых работ, в результате которых западнее Мертвого моря удалось обнаружить небольшие газовые месторождения Зохар-Кидод (1958—1959 г.), Хар-Хаканаим (1961 г.), а также нефтяные месторождения Кохав (1962 г.) на побережье северо-северо-восточнее месторождения Хелетц и Нир-Ам (1964 г.) несколько южнее Хелетц (см. рис. 155). В 1964 г. на месторождении Хелетц выявлена новая нефтяная залежь.

В ряде поисковых скважин в крайних западных районах страны получены непромышленные притоки газа (у Пета-Тиква, восточнее Тель-Авив — у Ган-Явне, между Газа и Тель-Авив) и нефти (Негба севернее Хелетц). Небольшие (очевидно, непромышленные) месторождения газа Биири и Саад выявлены в 1957 г. юго-западнее Хелетц. В первом из них газовая залежь находится на глубине 400 *м* и в породах сеномана. Дебит одной из скважин составлял 475 тыс. *м*^{3}*/сутки*. На поднятии Саад газоносны слои неогена.

Добыча нефти началась в 1956 г. на месторождении Хелетц (расширенном в 1957 г. в результате открытия площади Брор), и в 1964 г. — на месторождении Кохав.

С 1961 г. в эксплуатации находится месторождение Зохар-Кидод, от которого сооружен газопровод до Негев длиной 45 *км*. За первые 9 месяцев 1964 г. здесь получено 17 млн. *м*^{3} газа.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Нефтегазоносные площади расположены в Западно-Аравийском бассейне (см. рис. 155). На территории Израиля мощность осадочного чехла, покрывающего докембрийский фундамент, возрастает к западу. Фациальные соотношения отдельных комплексов очень сложны. Кембрий — силур представлены маломощными морскими известняками и глинами. Вышележащие отложения палеозоя и мезозоя (до нижнего мела включительно) на крайнем юге и востоке страны выражены континентальными песчани-

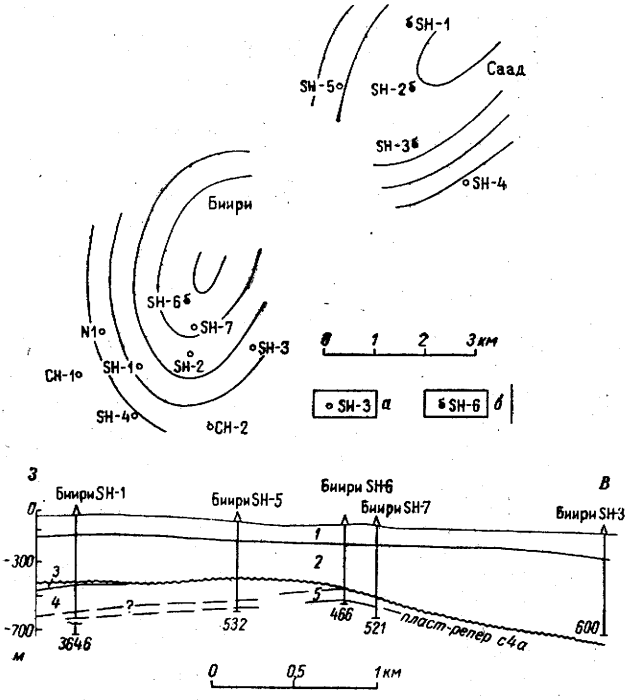


Рис. 156. Структурная карта кровли горизонта c4a (сеноман) месторождений Биири и Саад и разрез месторождения Биири (Bull. Verein. Schweiz. Geol und Jng., № 67, 1958).

1 — куркар; *2* — сакия; *3* — эоцен; *4* — турон; *5* — сеноман. *а* — пробуренные скважины; *б* — скважины в которых получены притоки газа. Изогипсы проведены через 50 м.

ками нубийского комплекса. К западу и северо-западу в последнем появляются морские, сначала песчано-глинистые, затем карбонатные прослои, мощность и количество которых постепенно возрастают. В прибрежной полосе мезозойский разрез полностью слагается морскими, преимущественно карбонатными фациями. Карбонатные породы господствуют повсеместно среди отложений верхнего мела — палеогена. При этом мощность сеномана — турона увеличивается в северо-западном направлении, а сенона — палеогена — в восточном. Неоген в прибрежной зоне выражен морской толщей, которая к востоку, быстро сокращаясь в мощности, сменяется континентальными фациями.

Схематизированные стратиграфические разрезы в районах месторождений Хелетц — Биири и Зохар-Кидод приведены в табл. 118. Сведения о месторождениях, выявленных к настоящему времени, даны в табл. 119.

Таблица 118

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений районов месторождений Хелетц-Биири и Зохар-Кидод

Система, отдел; ярус; свита		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Хелетц-Биири			
Четвертичная; куркар		Пески, гравелиты, мергели	150
Плиоцен—миоцен; сакия		а) Серо-зеленые мергели, алевролиты б) Писчий мел, известняки	600—700
Перерыв			
Эоцен		Писчий мел и зеленоватые мергели с прослоями известняков	0—150
Палеоцен—мел верхний	Сенон	Писчий мел, известняки, мергели	150
	Турон—сеноман	а) Писчий мел, мергели, известняки б) Серые и темно-серые кавернозные доломиты, местами доломитизированные	600—700
Мел нижний	Альб—апт	Известняки оолитовые, водорослевые, детритусовые, местами доломитизированные, мергели, прослои глин	900—1000
	Баррем	Песчаники с прослоями глин	
	Готерив—валанжин	Темно-серые пиритизированные глины с прослоями алевролитов	До 500
Юра		Известняки	1000—2500
Зохар-Кидод			
Неоген		Гравелиты, песчаники	3
Перерыв			
Мел верхний, сенон—кампан		Известняки, мергели	600
Мел нижний		Песчаники, глины, прослои лигнита	500
Юра		Известняки, мергели, глины	600
		Континентальные песчаники (нубийский комплекс)	~100

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтегазонос

Месторождение [1*]	Возраст	Наименование	Литологический состав	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мд	Мощность, м	
							К а
Дукхан	Юра верхняя	Свита араб, горизонт 3 (С)	Известняки кристаллические с прослоями оолитовых	Средняя 16	Средняя 15—30	6—9	25
			Известняки оолитовые и обломочные с линзами ракушняка	Наиболее продуктивны нижние 6 м с проницаемостью 150		12—16	
			Доломиты кристаллические			0,9—1,5	
		Свита араб, горизонт 4 (Д)	Известняки кристаллические, оолитовые и доломитизированные	21	Средняя 40—75, крайне неравномерна, местами до 4000	55	
Идд-эль-Шарги	Мел нижний		Известняки	—		—	
	Юра верхняя?	Свита араэдж	»				
	Юра средняя		»				
Майдам-Мазам	Юра верхняя	Свиты араб и дарб	»	—		—	
							Б а х
Бахрейн (Авали)	Мел средний	Свита вазиа; горизонт бахрейн	Известняки; в горизонте бахрейн, очевидно, несколько нефтяных залежей	—		—	
	Мел нижний ?	4-й продуктивный горизонт					

[1*] Кроме указанных месторождений, еще одно Абу-Джиду открыто на суше юго-восточнее

Таблица 119

ных районов Катара, Бахрейна, Договорного Омана, Омана и Израиля

Глубина залегания кровли, м	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, т/сутки	Плотность нефти, г/см³; содержание серы, (цифры с двумя звездочками), %	Средняя суточная добыча в 1-й половине 1964 г. тыс. т	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. т	Количество действующих в 1964 г. скважин: фонтанных	Количество действующих в 1964 г. скважин: насосных	Примечание
тар								
1800	1939; 1948	400—500	0,820—0,840; 1,27**	25,7	94,4	4,5	—	—
1850			0,810—0,816					
1420 — 2130 — 2400	1960; 1964	~400	0,845—0,871	3,1	0,5	8	—	В верхнем и нижнем горизонтах нефтяные залежи; в среднем нефтяная с газовой шапкой
2100—2300	1963	—	0,835	—	—	—	—	Две нефтяные скважины
рейн								
600—670	1932; 1934	~40	0,850—0,860; 2**	6,6	41,6	179	—	На долю горизонта бахрейн приходится около 90% добычи по месторождению
1350—1370			0,845					

Месторождение [1*]	Возраст	Наименование	Литологический состав	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мд	Мощность, м
						Договор
Умм-Шаиф	Мел нижний	Тамама	Известняки	—		—
	Юра верхняя	Араб?	Известняки, доломиты			
Мурбан	Мел нижний	Тамама	Два нефтеносных горизонта известняков	25	Очень высокая	—
Бу-Газа	Мел нижний		Известняки	—		—
Закум	То же	Тамама	»			
						Ом
Нати Джибал Фахуд	—	—	—	—		—
						Изра
Хелетц-Брор	Мел нижний, (баррем) [5*]	—	Два песчаных горизонта	—		1,8 и 5,7
Кохав [6*]	Мел нижний	—	То же	—		—
Зохар-Кидод (г)	Юра верхняя	—	Три горизонта известняков	—		—
Хар-Хаканаим (г)	То же	—	Известняки	—		—
Нир-Ам	То же	—	Известняки	—		—

[1*] Кроме указанных месторождений, еще одно Абу-Джиду открыто на суше юго-восточнее нефтяные месторождения Мармул и Маврак. [4*] Кроме упомянутых, имеются, по-видимому, непро
[6*] В «Oil and Gas J.» утверждается, что в месторождении Кохав продуктивны известняки, экви носный горизонт на глубине около 1650 м в разрезе юрских отложений.

Продолжение табл. 119

Глубина залегания кровли, *м*	Год открытия; год начала разработки	Средний дебит нефти, *т/сутки*	Плотность нефти, *г/см³*; содержание серы, (цифры с двумя звездочками), %	Средняя суточная добыча в 1-й половине 1964 г., тыс. *т*	Суммарная добыча к 1/VI 1964 г., млн. *т*	Количество действующих в 1964 г. скважин: фонтанных	Количество действующих в 1964 г. скважин: насосных	Примечание
ный Оман								
2660 / 2880	1958; 1962	300	0,845 / 0,845; 1,5**	7,5 2*	4,8	24	—	В нижней залежи газовая шапка
2600—2700	1953; 1963	~600	0,825; сернистая	14,1	2,9	23		Еще четыре нефтяные скважины, подготовленные к эксплуатации. Есть газовая шапка. Начальное пластовое давление 290 *ат*
— / 3500	1964	—	—	—	—	—	—	Пробурены две нефтяные скважины
ан 3*								
—	—	—	—	—	—	—	—	
иль 4*								
1500	1955—1957	15	0,870—0,875	0,35	0,9	—	22	—
1560; 1645	1962—1964	10	0,870—0,875	0,15		1	14	—
1115—1260	1958—1961	~1400 *м³*	—	300 тыс. *м³* ?	—	9	—	Запасы составляют около 1,1 млрд. *м³*
—	1961;	—	—	—	—	2	—	Запасы равны примерно 250 млн. *м³*
1900	1964; —	2,5	0,882	—	—	—	—	—

Мурбан. 2* В 1965 г. 13 тыс. *т/сутки*. 3* Кроме того, в Дхофаре открыты непромышленные мышленные газовые месторождения Биири и Саад. 5* А также известняки верхней юры (1964 г.). валентные свите асмари. По последним данным на месторождении Кохав открыт третий нефте-

Месторождения приурочены к локальным структурным поднятиям, группирующимся в зоны юго-западного — северо-восточного простирания. Месторождение Хелетц (см. рис. 127) связано с антиклиналью, осложненной на западном крыле разрывом. Месторождения Биири и Саад (рис. 156) непромышленные, однако данные по этим месторождениям позволяют составить представление о структуре аналогично построенных месторождений прибрежной зоны — Хелетц-Брор и Кохав.

Месторождение Зохар-Кидод приурочено к асимметричной антиклинали высотой 60 *м* с углами падения пород до 35—40° на восточном крыле и 4—7° на западном.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Залежи месторождений принадлежат к двум группам. Месторождения Кохав и Хелетц-Брор заключают пластовые сводовые залежи; роль природных резервуаров играют песчаники нижнего мела. Залежи в газовых месторождениях Зохар-Кидод и Хар-Хаканаим массивные, в сводах складок, слагаемых известняками юры. Очевидно, к массивным сводовым принадлежат также залежи, открытые недавно в юрских известняках на месторождениях Нир-Ам и Хелетц.

ЛИТЕРАТУРА К гл. III

Алферов С. Е. Методика и результативность нефтепоисковых и разведочных работ в странах Ближнего Востока. Геология и нефтегазоносность зарубежных стран. Изд-во «Недра», 1964.

Бакиров А. А., Пронина А. М. Нефтегазоносные области Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии. Госгеолтехиздат, 1962.

Геологические условия залегания нефти и газа в Ираке. XX Международный геол. конгресс, т. IV. Гостоптехиздат, 1959.

Даннингтон Г. В. Образование и разрушение скоплений нефти в Северном Ираке. Распространение нефти. Гостоптехиздат, 1961.

Кахит Эрентоз, Зати Тернек. Перспективы нефтеносности осадочных бассейнов Турции. V Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1961.

Кучапин А. В. Нефтяная промышленность и перспективы нефтегазоносности Юго-Западной Азии. Изд-во «Недра», 1964.

Кучапин А. В. Основные черты геологического строения и нефтеносные провинции Юго-Западной Азии. Геология и нефтегазоносность зарубежных стран. Изд-во «Недра», 1964.

Лисичкин С. М. Нефтяная промышленность стран Ближнего, Среднего и Дальнего Востока. Гостоптехиздат, 1962.

Мустафи Б., Фрей Э. Основные осадочные бассейны Ирана и перспективы их нефтегазоносности. V Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1961.

Назаров Д. А. Продуктивные горизонты Ближнего Востока. Геология и нефтегазоносность зарубежных стран. Изд-во «Недра», 1964.

Нефть и газ в юго-западном Иране. XX Международный геол. конгресс, т. IV. Гостоптехиздат, 1959.

Оленин В. Б. Бассейны Ближнего Востока. Группа бассейнов Иранского Нагорья. Нефтегазоносные бассейны земного шара. Изд-во «Недра», 1965.

Пикар Л. Геологическое строение и поиски нефти в Израиле. V Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1961.

Слингер Ф. Г., Кричтон Д. Г. Геологическое строение, история разведки и разработки месторождения Гач-Саран в Юго-Западном Иране. I Международный нефтяной конгресс, т. 1. Гостоптехиздат, 1961.

Тролз У., Хассон Р. Геология и нефтяные рессурсы восточной части Саудовской Аравии. XX Международный геол. конгресс, т. IV. Гостоптехиздат, 1959.

Фокс А. Ф. Условия залегания нефти в Кувейте. XX Международный геол. конгресс, т. IV. Гостоптехиздат, 1959.

Фэлкон Н. Л. Нефтяные месторождения Юго-Западного Ирака и их соотношение с осадочными бассейнами. Распространение нефти. Гостоптехиздат, 1961.

Barker N. E. Iraq, Qatar, Cyprus, Lebanon, Siria, Israel, Jordan, Trucial Coast, Muscat, Oman, Dhofar. The Science of Petroleum, v. VI, part I, Oxford, University Press, 1953.

Daniel E. J. Fractured Reservoirs of Middle East. BAAPG, v. 38, No 5, 1954.

Elder S. Umm-Shaif Oil Field. History of Exploration and Development. Journ. of the Institute of Petroleum, v. 49, No 478, 1963.

Gibson Ray G. Iran's geological secrets unlocked. Oil and Gas Journ., v. 60, No 53, 1962.

Lees G. M. Some Structural and Stratigraphical Aspects of the Oil Fields of the Middle. East. Report 18, Internat. Geol. Congress (London), part VI, p. 26—33, 1967.

ГЛАВА IV

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ЮГО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

На рассматриваемой территории насчитывается более 150 нефтяных и газовых месторождений, которые известны и разрабатываются в Монголии, Китае, Афганистане, Индии, Пакистане, Бирме, Таиланде, Индонезии, Малайзии (Саравак), Брунеи, Японии. Недавно открыто месторождение нефти на Филиппинах.

Основная добыча нефти обеспечивается месторождениями Индонезии, сосредоточенными главным образом на островах Суматра, Ява и Калимантан.

Наиболее сложны и разнообразны геологические условия нахождения нефтяных и газовых месторождений внутренних частей материковой Азии — Китая, Монголии, в меньшей степени Афганистана.

Нефтяные и газовые месторождения Китая приурочены к нефтегазоносным бассейнам платформенных и складчатых областей и краевых прогибов (рис. 157).

Платформенные нефтегазоносные бассейны связаны с докембрийской Китайской платформой и с эпигерцинской платформой, примыкающей к Китайской на севере. Китайская платформа обладает рядом специфических особенностей, отличающих ее от обычных древних платформ типа Русской или Северо-Американской. Основные из них: значительно бо́льшая степень тектонической дифференциации и амплитуда тектонических движений, выраженная в большой мощности осадочного покрова (до 6000—7000 *м*); значительная амплитуда крупных структурных форм; широкое развитие областей расчлененного горного рельефа, чередующихся с низко опущенными равнинными областями; более резкое проявление складчатых движений, выразившихся в образовании глыбово-складчатых структур и аномально большой роли зон складчатого строения; наличие мезозойских магматических образований. По степени тектонической активности Китайская платформа отчетливо разделяется на две части: северную — Китайско-Корейскую параплатформу, относительно менее подвижную, проще построенную и сильно активизированную Южно-Китайскую параплатформу с более полным и мощным осадочным покровом (особенно палеозоя), значительно более резко проявленной мезозойской складчатостью и более интенсивной магматической деятельностью.

Нефтегазоносные бассейны, связанные с молодой (эпигерцинской) платформой, располагаются на территории, которая протягивается от района северной окраины Алашаня через Большой и Малый Хинган на восток до границы Китая и СССР. Значительная восточная часть герцинской складчатости этой территории переработана мезозойскими движениями. Здесь развиты мощные, в различной мере дислоцированные эффузивно-осадочные образования юрской системы, которые либо вместе с палеозойскими отложениями входят в состав складчатого основания, либо выполняют узкие грабены, в то время как меловые отложения обра-

зуют просто построенный осадочный чехол обширных платформенных впадин. Эта часть платформы отличается низкогорным рельефом.

Нефтегазоносные бассейны складчатых областей связаны с горными областями палеозойской складчатости, переработанной альпийской складчатостью, или с горными областями собственно альпийской и современ-

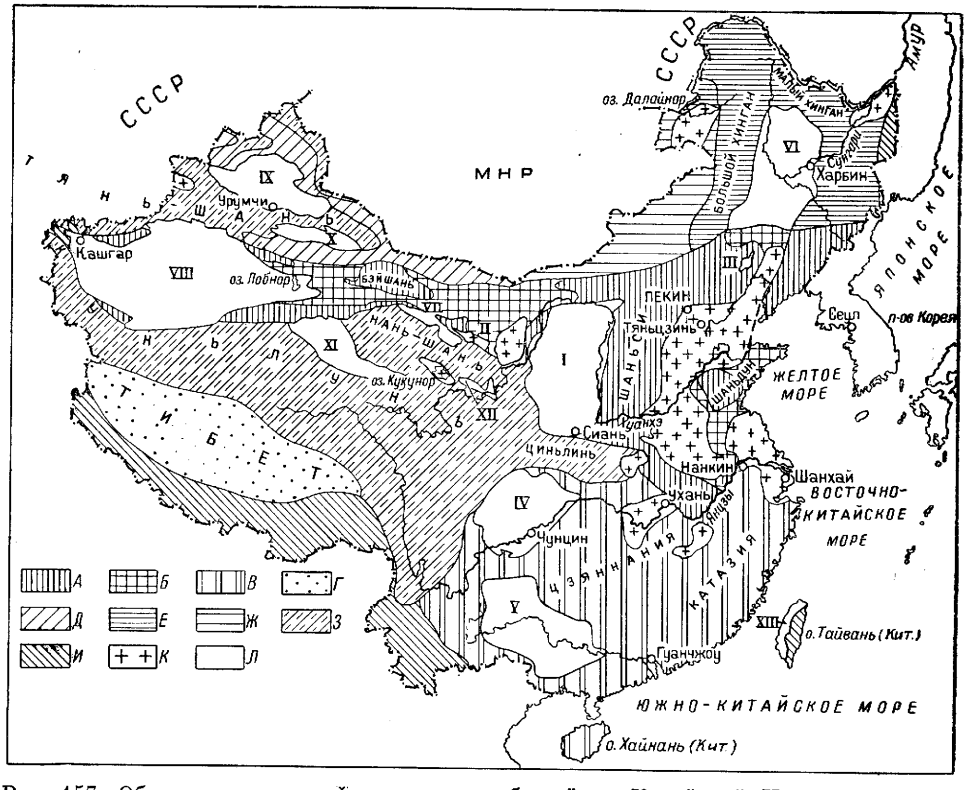


Рис. 157. Обзорная карта нефтегазоносных бассейнов Китайской Народной Республики (по М. И. Варенцову, К. Н. Кравченко, 1962, упрощено).

А—Г — области докембрийской складчатости: *А* — горные глыбовые области, созданные мезозойскими и кайнозойскими движениями, *Б* — равнины, слабо затронутые молодыми движениями, *В* — горные глыбово-складчатые области, созданные мезозойскими движениями, *Г* — горные области срединных массивов; *Д—З* — области палеозойской складчатости: *Д* — равнинные, слабо затронутые молодыми движениями, *Е* — горные, переработанные мезозойскими движениями, *Ж* — равнины затронутые мезозойскими движениями, *З* — высокогорные области, переработанные кайнозойскими движениями; *И* — области мезозойской и кайнозойской складчатости; *К* — впадины, являющиеся возможными нефтегазоносными бассейнами; *Л* — нефтегазоносные бассейны: *I—V* — докембрийской платформы: *I* — Ордосский, *II* — Чжаошуйский, *III* — Фусиньский, *IV* — Сычуаньский, *V* — Гуанси-Гуйчжоуский; *VI* — эпигерцинской платформы — Сунляоский; *VII* — краевых прогибов — Преднаньшаньский; *VIII—XIII* — складчатых областей: *VIII* — Таримский, *IX* — Джунгарский, *X* — Турфанский, *XI* — Цайдамский, *XII* — Миньхэский, *XIII* — Тайваньский.

ной складчатости. Общими чертами обеих областей являются наличие мощного мезо-кайнозойского (в особенности неогенового) осадочного комплекса, к которым приурочены скопления нефти и газа, значительная роль складчатых зон во внутренней структуре впадин и преимущественно высокогорный рельеф областей обрамлений. Нефтегазоносные бассейны складчатых областей первой группы расположены во внутренних частях межгорных депрессий и между складчатыми поясами Куэньлуня, Тянь-Шаня и Монгольского Алтая.

К нефтегазоносным бассейнам горной области альпийской и современной складчатости (островных дуг) относится Тайваньская предгорная

Таблица 120

Краткая характеристика нефтегазоносных бассейнов Китая

Геотектоническое положение	Возраст складчатости (фундамента для платформ, обрамлений для складчатых областей)	Геотектонические области	Тип	Наименование	Размеры	Осадочное выполнение	Структурные особенности	Данные о нефтегазоносности
области	Докембрийская платформа	Китайско-Корейская платформа	Синеклизы	Ордосский	Длина 500—1000 *км*, ширина 300—400 *км*, площадь 100—300 тыс. *км*^{2}	Осадочный покров мощностью до 6000—7000 *м* представлен преимущественно морскими терригенно-карбонатными отложениями синия и палеозоя, континентальными терригенными отложениями мезозоя. Средний палеозой отсутствует	Слабая дислоцированность пород с углами наклона в несколько градусов, крупноблоковая структура с горст-антиклиналями (валами) и грабен-синклиналями. В краевых частях Ордосского бассейна развиты крутые складки и крупные прогибы, имеющие местами характер погребенных грабенов	Небольшие нефтяные залежи в юре и триасе Ордосского бассейна
			Мелкие грабены и прогибы	Чжаошуйский, Фусиньский	Длина 100—300 *км*, ширина несколько десятков километров, площадь от нескольких тысяч до нескольких десятков тысяч *км*^{2}	Осадочный покров мощностью 2000—5000 *м*, зачастую неполный, в Чжаошуйском и Фусиньском бассейнах развиты в основном юрские отложения	На фоне пологого залегания слоев отдельные крутые складки, приуроченные к зонам развития дизъюнктивных нарушений, сбросов и др. Крутые, часто осложненные разрывами борта впадины	Небольшие залежи в юрских отложениях в Чжаошуйском и Фусиньском бассейнах

Платформенные		Южно-Китайская активизированная параплатформа	Мегасинклинории	Сычуанский, Гуанси-Гуйчжоуский	Длина 500—700 *км*, ширина 300—400 *км*, площадь 200 тыс. *км*^{2}	Осадочный покров мощностью до 10 тыс. *м* представлен морскими терригенно-карбонатными отложениями синия, палеозоя и триаса, выше которых в Сычуанском бассейне развиты юрские угленосные и красноцветные отложения. Вышележащие осадки распространены локально	Во внутренней части крупные пологие платформенные структуры типа сводовых поднятий, осложненные локальными поднятиями, а в краевых частях крупные линейные складки и крупные прогибы	Крупные месторождения в Сычуанском бассейне с залежами в верхнеюрских песчаниках (нефть), триасовых и пермских известняках (газ и местами нефть)
	Эпипалеозойская платформа	Эпигерцинская платформа Северо-Восточного Китая	Синеклизы с серией прогибов типа крупных грабенов	Сунляоский	Длина 700 *км*, ширина 300 *км*, площадь 200 тыс. *км*^{2}	Осадочный покров мощностью до 7000 *м*, в основном представлен меловыми терригенными континентальными отложениями (мощностью 4000—5000 *м*), которые в отдельных грабенах, по-видимому, подстилаются юрскими угленосными эффузивно-осадочными породами	Слабая дислоцированность пород с углами наклона в несколько градусов, блоковая структура с крупными пологими поднятиями, осложненными локальными структурами, приуроченными к крупным погребенным выступам фундамента	Крупные месторождения с нефтяными залежами в нижнемеловых песчаниках; возможна нефтеносность юрских отложений
Краевые прогибы	Складчатое обрамление — палеозойское активизировано в мезо-кайнозое,	Прогиб между Наньшаньским складчатым сооружением и Алашанским	Узкие прогибы с редуцированным платформенным бортом	Предньшаньский	Длина 500 *км*, ширина 20—60 *км*, площадь 20 тыс. *км*^{2}	Осадочный покров мощностью около 5000 *м*, представлен континентальными отложениями мезокайнозоя и терригенными морскими и континентальными	Резко асимметричный с четко выраженными складками на крутом южном борту, пологим моноклинальным залеганием пород с флексурными осложнени-	Наиболее перспективна погруженная западная часть бассейна, где известны крупные месторождения с залежа-

Продолжение табл. 120

Геотектоническое положение	Возраст складчатоети (фундамента для платформ, обрамлений для складчатых областей)	Геотектонические области	Тип	Наименование	Размеры	Осадочное выполнение	Структурные особенности	Данные о нефтегазоносности
Краевые прогибы	платформа докембрийская	массивом Китайско-Корейской платформы				образованиями верхнего палеозоя	ями и пологими локальными поднятиями на северном борту. Возраст складчатости альпийский, основание образовано нижнепалеозойским—наньшаньским складчатым комплексом	ми в неогеновых песчаниках
сти			Крупные межгорные впадины со срединным массивом в центре и двумя прибортовыми прогибами по краям	Таримский, Цайдамский	Длина 650—1000 *км*, ширина 100—500 *км*	В области срединного массива развиты терригенно-карбонатные (главным образом морские) синийские и палеозойские отложения и преимущественно терригенные осадки мезо-кайнозоя общей мощностью в несколько тысяч метров, в прибортовых прогибах — мезо-кайнозой мощностью 9—10 *км*. На юго-западе Таримского бассейна в мелу и палеогене наблюдаются отдельные толщи морского происхождения	Центральные части бассейна представляют крупные выступы с относительно пологими структурными формами, краевые — крупные асимметричные прогибы складчатого строения, сформированные в альпийский цикл складчатости. В Таримском бассейне ядро срединного массива поднято, в Цайдамском относительно погружено и редуцировано	Крупные месторождения нефти и газа в Цайдамском бассейне с залежами в кайнозойских отложениях. В обоих бассейнах доказана промышленная нефтегазоносность мезозойских — меловых и юрских — отложений

Складчатые обл							
Области герцинской складчатости, переработанные альпийской складчатостью	Складчатые области Западного Китая	Сравнительно небольшие внутригорные прогибы и синклинории	Турфанский, Миньхэ-ский	Длина 250—500 *км*, ширина 30—80 *км*, площадь от нескольких тысяч до нескольких десятков тысяч *км*^{2}	Осадочный покров преимущественно представлен континентальными терригенными мезо-кайнозойскими отложениями мощностью до 5000 *м*	Бассейны симметричного и асимметричного строения (Турфан), осложненные складками, нарушенными разрывами. Складчатое основание впадин палеозойское	В Турфанском и Миньхэском бассейнах нефтяные залежи в юрских песчаниках
		Крупные асимметричные, частично межгорные впадины со срединным массивом на платформенном борту	Джунгарский	Длина 700 *км*, ширина 300 *км*, площадь 150 *км*^{2}	На южном складчатом борту развит континентальный терригенный мезо-кайнозой мощностью 9—10 *км*, на платформенном борту — мезокайнозой мощностью в несколько тысяч метров, по-видимому, подстилается осадками верхнего палеозоя	Резко асимметричный бассейн с узким крутым складчатым бортом, примыкающим к южному складчатому сооружению, и обширным платформенным бортом, представляющим региональную моноклиналь, расположенную на цоколе докембрийского срединного массива и погребенной выровненной палеозойской складчатой зоны	На северо-западном борту крупная зона нефтегазонакопления с промышленными залежами нефти в триасовых песчаниках. На складчатом борту месторождения нефти с залежами в третичных и юрских отложениях
Области альпийской и современной складчатости	Западно-Тихоокеанские островные дуги (о. Тайвань)	Узкие незамкнутые предгорные впадины	Тайваньский	Длина 300 *км*, ширина 50 *км*, площадь 15 тыс. *км*^{2}	Осадочный покров образован терригенными континентальными и морскими неогеновыми отложениями мощностью 8—9 *км*	Неогеновые отложения смяты в систему передовых складок, палеогеновые и нижележащие породы образуют жесткое складчатое основание впадины	С песчаниками неогенового возраста связаны промышленная газоносность и отдельные нефтяные залежи

впадина, на востоке ограниченная горным складчатым сооружением Центрально-Тайваньского хребта, а на западе открывающаяся в сторону моря.

К нефтегазоносным бассейнам краевых прогибов относится Преднаньшаньский, расположенный между каледонидами Наньшаньского горного сооружения и Алашаньским докембрийским массивом краевой западной части Китайско-Корейской платформы.

Классификация и краткая характеристика нефтегазоносных бассейнов Китая (по М. И. Варенцову и К. Н. Кравченко) в упрощенном виде приведены в табл. 120.

Нефтяные месторождения в южной Монголии находятся в сравнительно небольшой внутригерцинской впадине; месторождения в Афганистане связаны с межгорной впадиной, заключенной между горными сооружениями Гиссара, Банди Туркестана и Гиндукуша.

Нефтяные и газовые месторождения Индостанского полуострова приурочены преимущественно к прогибам краевой части докембрийской платформы. В Пакистане нефтегазоносные бассейны связаны с предгорными прогибами и примыкающими участками платформ; в Индии один бассейн (Ассамский) заключен в межгорной впадине между восточным окончанием Гималайской складчатой системы и горной системой Нага в среднем течении р. Брахмапутры. Второй бассейн в Индии приурочен к небольшой впадине в теле окраинной части Индостанской платформы на юго-западе страны.

Нефтяные месторождения в Бирме и Таиланде находятся в молодых межгорных впадинах, открывающихся на юге: первой — в Андаманское море и второй — в Сиамский залив.

Нефтяные и газовые месторождения в Зондском архипелаге (Индонезия, Малайзия, Бруней) и Японии развиты в бассейнах преимущественно молодых межгорных и предгорных впадин. Все бассейны отличаются небольшими размерами, но выполнены мощными толщами пород кайнозойского возраста.

§ 1. МОНГОЛЬСКАЯ НАРОДНАЯ РЕСПУБЛИКА

Три известных месторождения нефти: Дзунбаинское промышленного значения и Цаган-Эльское и Ухинское непромышленные, а также ряд районов с нефтепроявлениями в виде твердых и полужидких битумов, развитых на востоке страны (рис. 159), приурочены к Восточно-Гобийскому прогибу, вытянутому в северо-восточном направлении и расположенному в юго-восточной части страны, в пустыне Гоби. Прогиб слагают в основном терригенные образования меловой системы, в меньшей степени кайнозоя и юры. Под мезо-кайнозойским чехлом развиты сильно метаморфизованные отложения палеозоя: сланцы, песчаники, мраморизованные известняки, реже кристаллические сланцы и магматиты. На бортах прогиба выходят на поверхность также образования палеозоя аналогичного состава. Длина прогиба 650—700 *км*, ширина 100—350 *км*, наибольшая в западной части, где выделяется несколько впадин. Самая крупная Дзунбаинская впадина располагается в юго-восточной части прогиба (к югу и юго-западу от областного центра Сайн-Шанда). В пределах впадины выявлены два крупных вала (рис. 159), вытянутых в северо-восточном направлении и расположенных кулисообразно. Дзунбаинский вал состоит из следующих структур (с юго-запада): Юго-Западнодзунбаинской, Дзунбаинской, Ухинской и Хамарин-Хуральской; вторая и третья — нефтеносные. Юго-западнее Дзунбаинского вала выделяется Цаган-Эльский вал, включающий антиклинали: Цаган-Эльскую нефтеносную, Безымянскую, Восточно-Дзунбаинскую и Южно-Ухинскую.

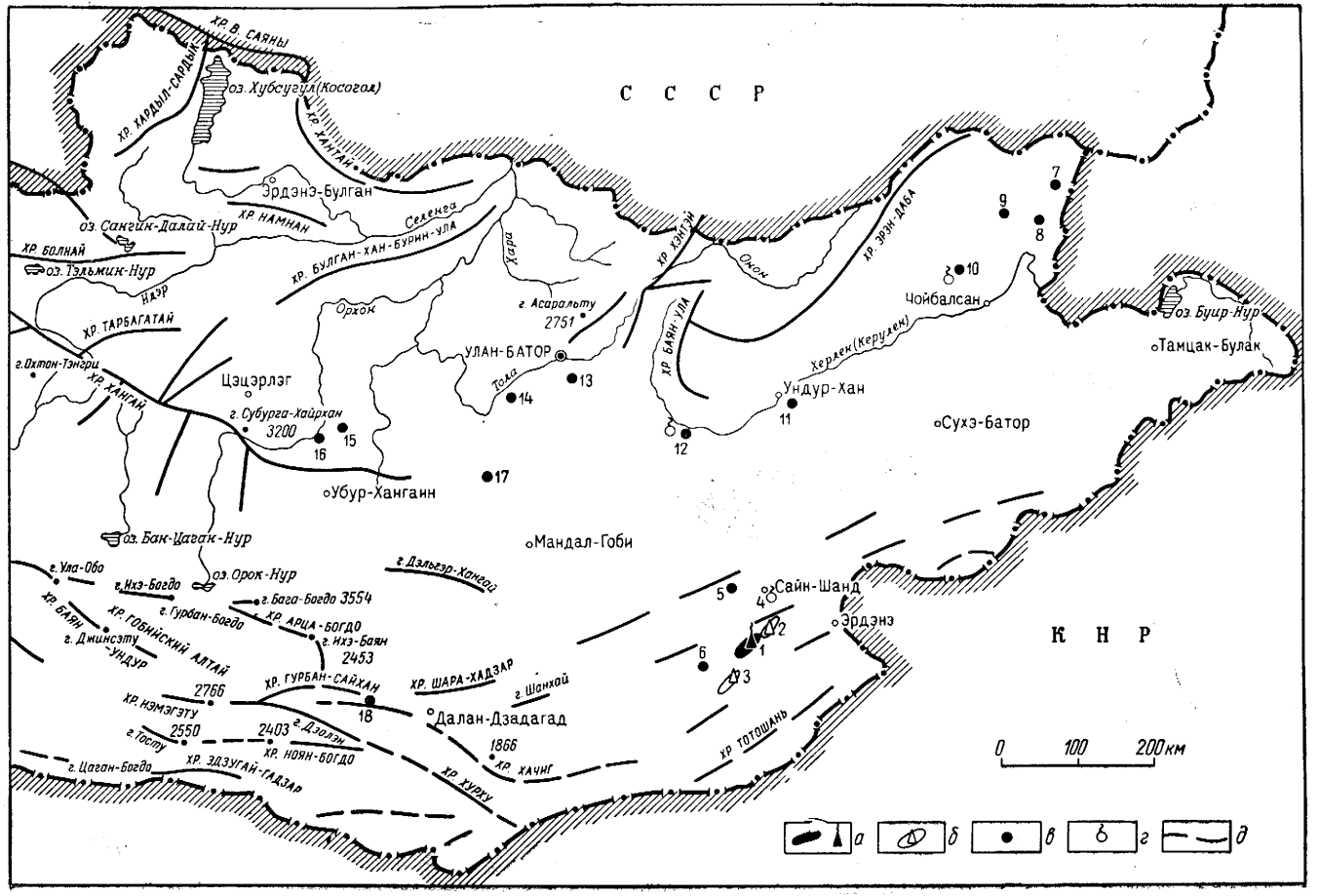


Рис. 158. Обзорная карта нефтяных месторождений и нефтегазопроявлений в Монгольской Народной Республике.

а — нефтяные месторождения промышленные; *б* — площади с непромышленными притоками нефти; *в* — нефтепроявления; *г* — газопроявления; *д* — линии тектонических нарушений. *1—3* — месторождения: *1* — Дзунбаинское, *2* — Ухинское, *3* — Цаган-Эльское; *4—18* — районы нефтегазопроявлений: *4*—Сайншандинский, *5* — Тугригинский, *6* — Барунбаинский, *7* — Харанурский, *8* — Долгатанурский, *9* — Сумыйннурский, *10* — Сенокосный, *11* — Ундурханский, *12* — Хумултейнский и Керуленский, *13* — Налайхинский, *14* — Уберджиргалантуйский, *15* — Дзунбулакский, *16* — Хуглш нгольский, *17* — Царинчулотский; *18*— Гурбансай-ханский.

Впервые на возможную нефтеносность указал в 1931 г. С. А. Музылев, пришедший к этому выводу на основании изучения сланцев тургинской свиты Восточного Забайкалья и предполагавший широкое развитие этих пород в МНР. Еще более определенно о возможной нефтеносности недр МНР говорил в 1932 г. Д. Д. Тэннер, изучавший горючие сланцы свиты ондайсаир (сейчас дзунбаинской) нижнемелового возраста. Свиту ондай-саир, в составе которой широко распространены горючие и битуминозные сланцы и впервые были обнаружены выделения асфальтитов, Тэннер считал возможным источником жидкого топлива. В 1940 г. Н. Ф. Соловьевым

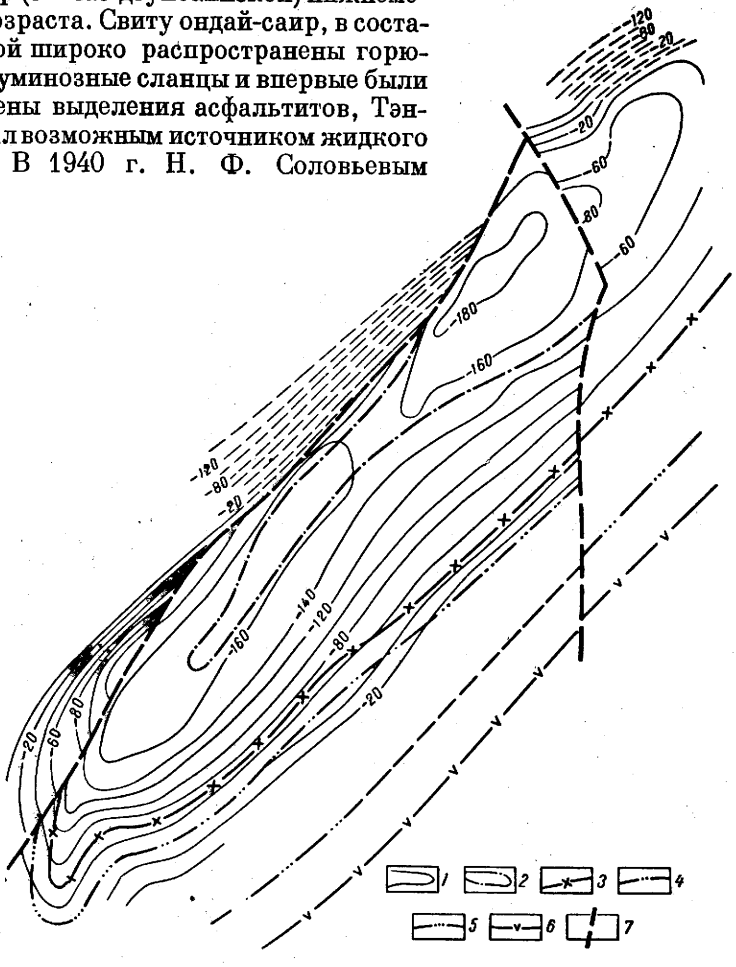


Рис. 159. Структурная карта Дзунбаинского месторождения.

1 — изогипсы подошвы 4-го горизонта; *2—6* — контуры нефтеносности: *2* — по 13-му горизонту, *3* — по подошве 4-го горизонта, *4* — по кровле II объекта, *5* — по подошве 3-го горизонта, *6* — по кровле битуминозной пачки; *7* — линии тектонических нарушений.

и Н. А. Мариновым на северо-востоке МНР обнаружены нефтепроявления в виде твердых битумов в меловых песчаниках и андезитах, а Ю. С. Желубковым — выходы закированных песчаников в урочище Дзун-Баин. В результате детальной геологической съемки под руководством С. Н. Алексейчика выявлены Хамарин-Хуральская, Ухинская, Дзунбаинская брахиантиклинали, а в колонковой скважине, пробуренной (В. В. Дельнов) на Дзунбаинской площади близ выхода закированных песчаников, получен приток жидкой нефти с суточным дебитом около 1 *т*. В. В. Дельновым выявлены и другие брахиантиклинали, в частности Барун-Баинская и Улугейская. В 1948 г. поисково-разведочные работы на нефть и газ

развернул трест «Монголнефть». Дзунбаинское месторождение было полностью оконтурено и введено в эксплуатацию. Геологосъемочные и геофизические исследования проведены по всей территории Восточно-Гобийской депрессии, а затем перенесены в центральную часть страны (Нилгинская депрессия) и на восток (Чойбалсанская и Тамцакская депрессии). Ряд установленных поднятий, преимущественно брахиантиклинального типа, разбурен колонковыми и разведочными скважинами, однако промышленных скоплений нефти не обнаружено, хотя признаки нефтеносности в виде твердых битумов, жидкой и полужидкой нефти были весьма многочисленны и повсеместны.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Комплекс отложений, развитых на территории МНР, включает в себя различные по литолого-петрографическому составу осадочные, метаморфические и изверженные породы от архейского до четвертичного возраста. Породы кайнозоя представлены континентальными осадками мощностью до 1400 *мм*, с включением особенно в плиоцене базальтовых покровов и туфов. Нефтегазоносны меловые отложения (табл. 121, 122).

С отложениями нижнего мела — цаганцабская и дзунбаинская свиты — связаны упоминавшиеся выше нефтяные месторождения и все поверхностные нефтегазопроявления.

Дзунбаинское месторождение расположено в Восточно-Гобийском аймаке в 50 *км* южнее аймачного центра Сайн-Шанда и в 500 *км* юго-юго-восточнее столицы МНР. Структурно представляет асимметричную брахиантиклиналь северо-восточного простирания: на северо-востоке складка сжата, на юго-западе значительно расширяется. Длина складки 10 *км*, ширина 4 *км*. Свод узкий, разбит многочисленными мелкими и крупными сбросами. В своде складки обнажаются породы темно-серой подсвиты и зеленовато-серой подсвиты дзунбаинской свиты (см. табл. 122), крылья сложены породами сайншандинской свиты верхнего мела. С глубиной строение структуры меняется и по нижним горизонтам темно-серой подсвиты она разделяется на две складки: северо-восточную и юго-западную, разделенные узким перегибом. Размеры складок примерно одинаковые: по длинной оси 6—7 *км*, по короткой 2—3 *км*. Амплитуда поднятия Дзунбаинской складки 200—300 *м*, по битуминозной пачке складка смещена по отношению к складке по глинисто-песчаной пачке на 300—400 *м* к северо-западу. Месторождение многопластовое: насчитывается более 40 пластов мощностью от 1 до 12 *м*, содержащих нефть. Пласты подразделены на три эксплуатационных объекта: I объект — нефтесодержащие пласты глинисто-песчаной и битуминозной пачек темно-серой подсвиты общей мощностью около 400 *м*; II объект — породы верхов цаганцабской свиты, содержащие 11 нефтеносных пластов, мощность отложений 115 *м*; III объект — породы цаганцабской свиты, содержащие 19 нефтяных пластов, мощность 100—118 *м*. Характеристика нефтеносности приведена в табл. 121.

Цаган-Эльское месторождение расположено северо-восточнее Дзунбаина. Приурочено к сводовой части складки того же названия, представляющей брахиантиклиналь длиной 9,8 *км*. Северо-западное крыло крутое, юго-восточное пологое. Промышленные притоки нефти получены в скв. 1, 2, 3 из отложений битуминозной пачки.

Ухинское месторождение расположено южнее Дзунбаина. Представляет брахиантиклиналь северо-восточного простирания с размерами по длинной оси 6,5 *км*, по короткой 3 *км*. Северо-восточное крыло складки круче юго-западного. По верхнему мелу здесь насчитываются три купола.

Таблица 121

Сводный литолого-стратиграфический разрез меловых отложений территории Монгольской Народной Республики
(по В. Г. Васильеву, В. С. Волонихину и К. Б. Мокшанцеву, 1959)

Отдел	Надъярус, ярус	Свита	Толща	Литологический состав	Мощность, м
Верхний	Сеноман — турон	Баинширеинская	Глинистая	Глины песчанистые, переслаивающиеся с косослоистыми песчаниками	90—100
			Песчаная	Пески и песчаники с примесью гравия и гальки, известковистые, косослоистые, реже гравелиты и глины. Различные формы остракод	50—150
			Глинисто-гравелистая	Пестроцветные породы — пески и песчаники от мелко- до грубозернистых, гравелиты, песчанистые глины, реже конгломераты. В средней части толщи зеленые, голубоватые, серые тонкослоистые глины с прослоями песчаников, известняков, мергелей и гипса	70—300
	Сеноман	Сайншандинская	Верхнесайншандинская	В верхней части толщи встречаются косослоистые средне- и крупнозернистые гравелистые пески и песчаники с прослоями гравелитов и конгломератов. В нижней части преобладают породы средне- и крупногалечниковые, большей частью рыхлые, иногда косослоистые конгломераты с прослойками гравелитов и песчаников. В центральных частях депрессии эти породы нередко сменяются песчано-глинисто-гравийными и песчано-глинистыми отложениями. Разнообразный комплекс остракод	30—450
			Нижнесайншандинская	Базальты, андезито-базальты и их туфы	80—130
				Пестроцветные конгломераты, гравелиты, песчаники, глины и карбонатные породы	0—550
Нижний	Баррем и альб	Дзунбаинская	Верхнедзунбаинская (зеленовато-серая)	Зеленовато-серые, серые углистые глины и сланцы; бурые угли, песчаники мелко-, средне- и грубозернистые, реже гравелистые, с углистыми остатками; конгломераты, глины, алевролиты, редко карбонатные породы. Споры, пыльца, остракоды	—

Продолжение табл. 121

Отдел	Надъярус, ярус	Свита	Толща		Литологический состав	Мощность, *м*
Нижний	Готерив-баррем	Дзунбаинская	Нижнедзунбаинская (темно-серая)	Глинистая	Глины тонкослоистые, сланцеватые, темно-серые, с редкими прослоями песчаников	—
				Голубовато-серая песчано-глинистая	Пачка зеленовато-серых глин, серых алевролитов и песчаников. Глины голубовато-серые, серые, темно-серые, жирные, с подчиненными прослоями песчаников того же цвета, большей частью мелкозернистых, глинистых, известковистых, иногда грубозернистых, гравелистых, алевролитов и аргиллитов. Значительно реже встречаются прослои карбонатных пород и местами конгломераты	0—800
				Битуминозная	Битуминозные сланцы серые, бурые, темно-серые, глины зеленовато-серые, песчаники, мергели, известняки	—
	Валанжин и готерив	Цаганцабская			Светлоокрашенные, голубоватые, белые, светло-серые, зеленоватые и другие тонкослоистые, нередко сланцеватые глины, алевролиты, аргиллиты, и разнозернистые иногда с туфогенным материалом песчаники, реже карбонатные породы и мелкогалечниковые конгломераты и гравелиты, иногда серые и бурые горючие сланцы. Местами гравелиты, карбонатные породы, покровы основных и средних эффузивов	0—1000
					Базальты, андезито-базальты, андезиты, реже кислые эффузивы и их туфы, переслаивающиеся с конгломератами и туфогенными породами	200
	Валанжин	Шарилинская			Красноцветные, реже зеленоватые, желтые и серые, часто щебнистые, преимущественно крупнообломочные конгломераты, переслаивающиеся с песчаниками и глинами. В верхней части разреза песчано-глинистые отложения преобладают	0—5000

Таблица 122

Распределение и характеристика продуктивных отложений Дзунбаинского нефтяного месторождения

Возраст	Литологический состав	Мощность, *м*	Коллекторские свойства			Характеристика нефти (плотность, *г/см*³; содержание, %)
			пористость, %	проницаемость, *мд*	нефтенасыщенность, %	
Готерив—альб	Дзунбаинская свита (темно-серая подсвита)					
	Объект разработки № 1:					
	а) глинисто-песчаная пачка	Тонкозернистые песчаники и алевролиты с большим содержанием пелитового материала	~ 400	11,7—13,8	0,54—38	4,9—28,6	—
	б) битуминозная пачка	Плотные песчано-алевритовые, реже сланцевые и аргиллитовые породы	89—105	—	—	—	
Валанжин—готерив	Цаганцабская свита:					
	а) объект разработки № 2	Плотные, сильно сцементированные песчано-алевритовые породы с глинистым материалом	115 (11 нефтесодержащих пластов мощностью от 2 до 11 *м*)	14,7—15,1	2,3—6,87	9,35—34,5	Парафиновая (парафина 23,5—27; плотность 0,8826—0,8988; вязкость 4,11—7,69; серы 0,18—0,23)
	б) объект разработки № 3	Песчано-алевритовые карбонатные породы	100—118 (19 нефтесодержащих пластов мощностью от 2 до 11 *м*)	13,3—15,8	0,1—312	28,00—37,4	Смол в нефти 56—74; смол в мазуте (после отбора фракций до 300° С) 70—100; асфальтенов 1,31—1,8, смол силикагелевых 10,5—12,6

В цаганцабских отложениях вскрыто 20 пластов песчаников, пропитанных сильно загустевшей и полужидкой нефтью. В ряде скважин получены небольшие притоки жидкой нефти (от 50 до 250 *кг/сутки*), но залежей промышленного значения не обнаружено.

ЛИТЕРАТУРА

Васильев В. Г., Волхонин В. С., Гришин Г. Л. и др. Геологическое строение МНР. Гостоптехиздат, 1959.

---

§ 2. КИТАЙ

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОГО КИТАЯ

Месторождения нефтегазоносных бассейнов данной территории приурочены к межгорным и краевым впадинам, связанным с областями палеозойской складчатости Тянь-Шаня, Куэньлуня, Нань-Шаня и Монгольского Алтая, переработанной альпийской складчатостью. По характеру строения в Западном Китае выделяются три основных типа нефтегазоносных бассейнов: 1) нефтегазоносные бассейны крупных, сложно построенных межгорных впадин со срединным приподнятым плитообразным элементом, окаймленным внешними прогибами — Таримский, Цайдамский; 2) нефтегазоносные бассейны небольших симметричных межгорных впадин с глубоко погруженной центральной частью — Миньхэ; 3) нефтегазоносные бассейны асимметричных предгорных и межгорных впадин с крутым складчатым бортом, ограниченным высокогорным складчатым сооружением и весьма пологим платформенным бортом, — Джунгарский, Турфанский, Преднаньшаньский. Нефтяные и газовые месторождения установлены в Таримском, Цайдамском, Миньхэйском, Джунгарском, Турфанском, Преднаньшаньском нефтегазоносных бассейнах.

Геологические исследования, связанные с поисками нефти и газа в Западном Китае, начаты в 30-х годах текущего столетия. В Цзюцюаньском (Преднаньшаньском) бассейне поисковые работы, выполнявшиеся под руководством геолога Сун Дьян-чу, привели к открытию в 1939 г. первого в Китае сравнительно крупного нефтяного месторождения Лаоцзюньмяо. Из работ, проводившихся в 30—40-х годах до образования КНР, можно отметить исследования шведского геолога Э. Норина, китайского тектониста Хуан Дзи-циня, советских геологов Н. А. Беляевского, В. М. Синицына, работавших в Таримском бассейне, М. Н. Саидова и Н. П. Туаева, работавших в Джунгарской впадине. В 1941 г. получен промышленный приток нефти на месторождении Тушандзы в Джунгарии. Систематические поисково-разведочные работы начались с 50-х годов настоящего столетия. В районе Таримского и Джунгарского бассейнов эти исследования вело акционерное общество «Совкитнефть», а с 1955—1956 гг. поисково-разведочные работы в различных районах Западного Китая проводятся государством. За это время бóльшая часть перспективных территорий покрыта геологической съемкой, проведены геофизические исследования и разведочное бурение.

В разных бассейнах Западного Китая за все время изучения открыто более 20 нефтяных и газовых месторождений, в том числе крупное месторождение нефти Карамай в Джунгарии (1956) *. Наибольшее

количество месторождений открыто в 1958 г.: Ичкелик в Таримском, Урхо, Чийгу в Джунгарском, Шэндинкоу в Турфанском, Шицзыгоу, Лэнху № 3—5 и др. в Цайдамском бассейнах.

ТАРИМСКИЙ БАССЕЙН

Промышленная нефтеносность установлена только на севере, в Кучарском прогибе (рис. 160). Стратиграфический разрез и распределение нефтепроявлений в отложениях, слагающих область прогиба, охарактеризованы в табл. 123.

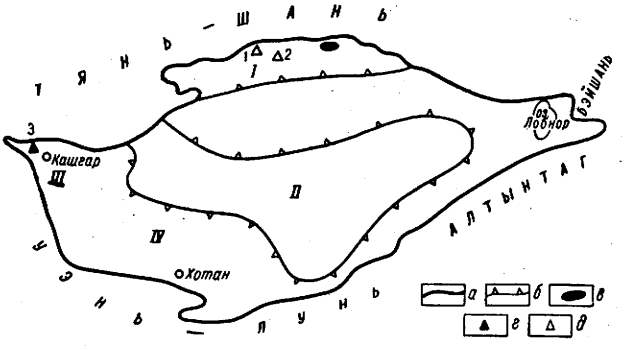


Рис. 160. Схема размещения нефтяных месторождений в Таримском бассейне.

а — границы бассейна; *б* — контуры крупных структурных элементов; *в* — нефтяное месторождение Ичкелик; *г* — притоки нефти на локальных поднятиях; *д* — притоки газа на локальных поднятиях. *1—3* — месторождения: *1* — Кумгерем; *2* — Косаптокай; *3* — Карато. *I* — Кучарский прогиб; *II* — Таримский срединный массив; *III* — Кашгарский прогиб; *IV* — Предкуэньлуньский прогиб.

Известно одно нефтяное месторождение Ичкелик (рис. 161), расположенное в северной антиклинальной зоне Кучарского прогиба. Месторождение приурочено к просто построенной брахиантиклинали размером

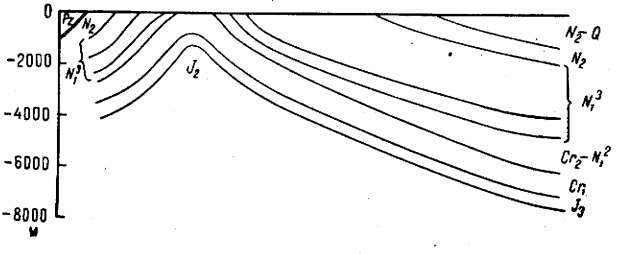


Рис. 161. Поперечный разрез месторождения Ичкелик

23 × 5 *км*. Складка имеет неширокий, но плавный свод и крылья, наклоненные под углами 40—50°. Нефтеносные горизонты приурочены к песчаникам, залегающим в кровле пород средней юры на глубине 1100 *м*. Суточный дебит нефти в скважине составляет от 30—40 до 100 *т*. Притоки газа отмечались в миоценовых отложениях на Палах-Ламынинской антиклинали и в юрских отложениях на Кумгеремской антиклинали. В Кашгарском прогибе в структуре Карато из миоценовых песчаников получен небольшой фонтан нефти с водой.

Таблица 123

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Кучарского прогиба Таримского бассейна
(по К. Н. Кравченко)

Система	Отдел	Серия	*Свита*, толща	Литологический состав	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Четвертичная	Нижний	Бактрийская	Динарская	Серые разногалечные и валунные конгломераты	900	
Неоген	Верхний		Тузлукская	Грубые палево-серые глинистые алевролиты, чередующиеся с песчаниками и конгломератами	900	
			Янгиссарская	Чередующиеся палево-желтые алевролиты и серые песчаники с прослоями конгломератов	900	
			Бугурская	Чередующиеся оранжевые палево-розовые глинистые алевролиты, глины и серые песчаники с прослоями конгломератов; на востоке пачка гипсов	500	Естественные газопроявления
	Нижний		*Азгамская*	Переслаивающиеся кирпично-красные песчаники, мелкогалечные конгломераты, глины и глинистые алевролиты	500	Сильные газопроявления на антиклинали Косаптокай
			Косаптская	Темно-красные глины и глинистые алевролиты с тонкими прослоями песчаников, внизу с желваками гипса	100	
Палеоген		Байская	*Чультагская*	Красные глины и голубовато-серые известковистые алевролиты, чередующиеся с мергелями	200	Выходы нефти на Чультаге
			Теренская	Коричневато-красные гипсоносные глины; вверху пачка зеленовато-серых глин и серых гипсов с линзами и пластами соли	450	
Мел	Верхний	Кызылтагская	*Гознауская*	Гипсы белые и серые, гипсоносные песчано-глинистые породы	60	Выходы нефти в Талаке (Северо-Аксуйский антиклинорий)

Продолжение табл. 123

Система	Отдел	Серия	Свита, толща	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Мел	Верхний	Кызылтагская	*Суканэкынская*	Красные конгломераты, песчаники и глины с пачками белых, розоватых известковистых конгломератов и известняков	50	Выходы нефти в Талаке (Северо-Аксуйский антиклинорий)
			Бостанто-гракская	Песчаники розовые, мелко- и среднезернистые, рыхлые	70	
			Калачинская	Темно-серые конгломераты	50	
	Нижний	Суганская	*Кызылчикская*	Песчаники розовато-оранжевые, мелкозернистые, рыхлые; внизу морковно-красные глины	300	Многочисленные мелкие нефтепроявления
			Капсалянская	Темные бордово-красные глины с частыми пачками голубых известковистых алевролитов	400	
		Теливичекская	*Аяккичикская*	Темные бордово-красные глины	220	
			Сехырская	Чередующиеся зеленовато-серые и красные глины и песчаники с прослоями известняков	70	
			Ишакдаванская	Темно-серые конгломераты	100	
Юра	Верхний		*Замештагская*	Темные вишнево-красные глины; внизу голубовато-серые плотные глины с прослоями песчаников и известняков	400	
	Нижний, средний	Тикмекская	*Саксанкичикская*	Чередующиеся светло-серые песчаники, конгломераты с темно- и зеленовато-серыми глинами с пластами каменного угля	1000	Залежи нефти на месторождении Ичкелик, нефтепроявление Мисбулак
			Инчиктерекская	Светло-серые песчаники, реже гравелиты с прослоями конгломератов	100—350	
			Кекликская	Темно- и зеленовато-серые глины с подчиненными им прослоями песчаников и угля	500	
Триас			*Яньчан*	Зеленовато-серые гравелиты и песчаники	500	
			Шицзянфэн	Розовато-сиреневые песчаники и конгломераты с прослоями глин	300	

ЦАЙДАМСКИЙ БАССЕЙН

Расположен в северо-восточной части Куэньлуньской палеозойской складчатой области. Его днище находится на высоте 2700—3000 *м*, а абсолютные высоты обрамляющих горных сооружений достигают 6000 *м*. В бассейне выявлено 11 нефтяных и 3 газовых месторождения (рис. 162).

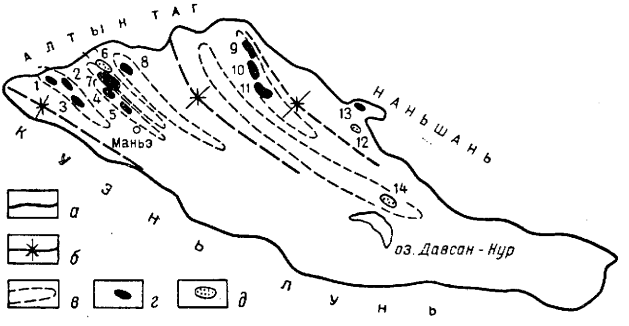


Рис. 162. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в Цайдамском бассейне.

а — границы бассейна; *б* — синклинальные зоны; *в* — антиклинальные зоны; месторождения: *г* — нефтяные, *д* — газовые. *1* — Чигоцюань; *2* — Шицзыгоу; *3* — Юшашань; *4* — Ющюаньцзы; *5* — Кайтмилик; *6* — Сяоляньшань; *7* — Наньшань; *8* — Цзеньдиньшань; *9* — Лэнху № 3; *10* — Лэнху № 4; *11* — Лэнху № 5; *12* — Махай; *13* — Юйка; *14* — Яньху.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Разрез отложений, слагающих бассейн, в пределах которого зафиксированы нефтегазопроявления и выявлены промышленные скопления нефти и газа, приведен в табл. 124.

Основные промышленно нефтегазоносные горизонты приурочены к фациально изменчивым отложениям олигоцена, миоцена и низов плиоцена. В краевых зонах природными резервуарами служат пласты песчаников мощностью обычно в несколько метров, а во внутренней части бассейна залежи нефти приурочены к более тонкозернистым породам — пластам алевролитов, а также к карбонатным коллекторам трещинного типа и зонам повышенной трещиноватости глинистых пород. Отдельные пласты коллекторов редко прослеживаются на расстояние более нескольких километров.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Зонами нефтегазонакопления служат цепи антиклинальных складок; поднятия нередко расположены кулисообразно. Складки обычно крупные (длиной до нескольких десятков километров), особенно в северо-восточной области. В юго-западной и северо-восточной областях развиты крутые (до 80°) линейные складки, нарушенные разрывами взбросового типа. В центральной области месторождения приурочены к более пологим поднятиям брахиантиклинального типа, нарушенным сбросами. В северо-восточной области имеются четыре нефтяных месторождения в зоне Лэнху — № 3, 4, 5 и Юйка (на периферии бассейна) и два газовых Яньху и Махай юго-восточнее зоны Лэнху. Нефтеносны песчаники среднего и верхнего миоцена (Лэнху № 4, 5) и олигоцена (Лэнху № 3), залегающие на глубине нескольких сотен метров. Мощность отдельных песчаных пластов 1—5 *м*, суммарная мощность продуктивных песчаников 30—120 *м*. Дебит нефти в скважинах на месторождении Лэнху № 5 колеблется от нескольких тонн до 250 *т/сутки*. Залежи пластового сводового, частично тектонически и литологически экранированного типа. На

Таблица 124

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Цайдамского бассейна

Система	Отдел	Серия	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	Плейстоцен	Сичагоу	Сяовэйшань (Tr_5)	Серые конгломераты, замещающиеся к центру впадины толщей гипсоносных глин	300—1200	—
Неоген	Плиоцен		Гуангоу (Tr_4)	Палево-желтые, коричневые песчанистые глины и разнозернистые песчаники, вверх по разрезу сменяющиеся конгломератами. В центральных частях впадины хемогенные породы	От 600—800 до 3000	Нефтепроявления и промышленные залежи газа в песчаниках и алевролитах
	Миоцен		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
Палеоген			Ченьченьшань (Tr_2)	Зеленовато-серые, красные глины, песчаники и конгломераты с прослоями мергелей	800—1000	Признаки и промышленные залежи нефти в песчаниках и алевролитах
			Матишань (Tr_1)	Темно-красные конгломераты, меньше — песчаники и глины	—	—
				Несогласие		
Мел		Цайшилин		Красные, зеленовато-серые конгломераты, песчаники, в средней части чередующиеся с алевролитами	1000—2000	Нефтепроявления
				Несогласие		
Юра	Верхний	Хунлигоу		Фиолетово-красные глины, песчаники	300—500	—
	Нижний и средний			Зеленовато-серые конгломераты, песчаники, черные угленосные сланцы	1000—2000	Нефтепроявления
				Несогласие		

Продолжение табл. 124

Система	Отдел	Серия	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Триас				Фиолетово-красные песчаники, пестроцветные глинистые сланцы и песчаники с прослоями известняков. Развиты локально на северо-восточном борту впадины	—	—
				Несогласие		
Пермь				Серые известняки, зеленовато-красные конгломераты, сланцы	400—600	
				Несогласие		
Карбон				Темно-серые глинистые углистые сланцы, серые известняки	От 1000 до 3500	
				Несогласие		

месторождении Юйка разрабатываются нефтяные залежи в меловых отложениях.

На месторождении Махай газоносны пять пластов песчаников миоцена. Суточный дебит газа достигал 280 тыс. $м^3$. На месторождении Яньху — две газовые залежи в песчаниках нижнего плиоцена.

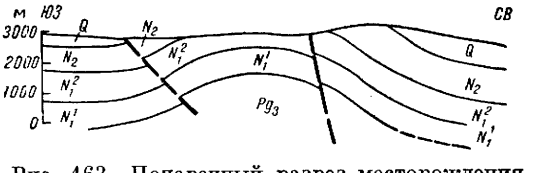


Рис. 163. Поперечный разрез месторождения Юшашань.

В юго-западной зоне нефтегазонакопления выделяются нефтяные месторождения Чигоцюань, Шицзыгоу и Юшашань (рис. 163). Нефтеносны песчаники олигоцена и миоцена, а на месторождении Чигоцюань — также нижнего плиоцена. Суммарная мощность продуктивных пластов, количество которых колеблется от двух до шести, достигает 50 *м*, а мощность отдельных пластов составляет 10—35 *м*. Дебит нефти в скважинах 10—100 *т/сутки*.

На месторождениях центральных зон Юцюаньцзы, Кайтмилик, Наньшань и Цзеньдиньшань залежи приурочены к породам повышенной трещиноватости. Суточный дебит по скважинам 1—5 *т*. Здесь находится высокодебитное газовое месторождение Сяоляньшань с газовыми залежами в песчаниках нижнего плиоцена.

БАССЕЙН МИНЬХЭ

Располагается в районе развития небольшой межгорной впадины в восточной части Наньшаньского горного сооружения (рис. 164). Выполнен мощной толщей кайнозойских и более дислоцированных мезозойских

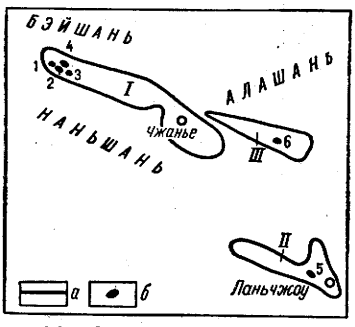


Рис. 164. Схема размещения месторождений нефтегазоносных бассейнов Преднаньшаньского (Цзюцюань), Миньхэ, Чжаошуй.

а — границы бассейнов; *б* — нефтяные месторождения. *I—III* — бассейны: *I* — Преднаньшаньский, *II* — Миньхэ, *III* — Чжаошуй, *1—6* — месторождения: *1* — Яэрся, *2* — Лаоцзюньмяо, *3* — Шиюгоу, *4* — Байянхэ, *5* — Хутуай, *6* — Цинтуцзин.

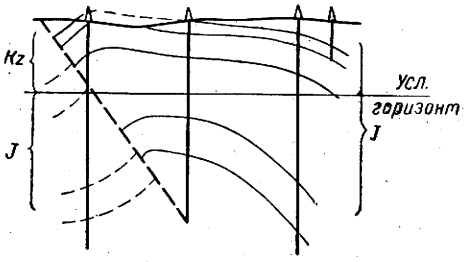


Рис. 165. Поперечный разрез месторождения Хутуай (по Чжан Гену, Чжен Цинда, П. П. Забаринскому, 1958).

Таблица 125

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений бассейна Миньхэ

Группа	Система	Отдел	Серия, свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Кайнозой			Ганьсуйская, Свита 5	Желтовато-серые глины, конгломераты	400	
			Свита 4	Светло-красные глины, оранжевые песчаники	270	
			Свита 3	Красные песчаники, глины, гипсы	500	
			Свита 2	Оранжево-красные массивные песчаники	300—500 средн. 400	
			Свита 1	Красные, коричневато-серые, оранжевые песчаники, глины, базальные конгломераты	700—1100 средн. 900	Нефтяные залежи
Мезозой	Мел		Хокоу	Красные, реже серо-зеленые глины, песчаники с линзами известняков	2700	
	Юра	Верхний	Саньтань	Фиолетово-красные глины, песчаники, внизу с прослоями конгломератов	100—2000 средн. 1000	Нефтяные залежи
		Средний, нижний	Ядай	Темно-серые, серо-зеленые угленосные глины, конгломераты, песчаники	200—500	

отложений (табл. 125). Основной зоной нефтегазонакопления является погребенный выступ нижнепалеозойского складчатого основания, рассекающего центральную часть бассейна. Месторождение Хутуай (рис. 165) является одной из структур этой зоны. Оно представляет крупную сундучного типа складку, сильно нарушенную разрывами, с углами падения пластов на крыльях от 25 до 60°. В связи с низким качеством коллекторов и нарушенностью ловушки разрывами нефтяные залежи малодебитные. Суточный приток нефти в скважинах колеблется в пределах 0,5—3 *т*. Всего отмечается 10 продуктивных пластов песчаников мощностью 1—25 *м*. Из них шесть относятся к верхнеюрским отложениям и четыре — к нижней свите кайнозойских отложений.

ДЖУНГАРСКИЙ БАССЕЙН

Имеет крутой складчатый южный борт, примыкающий к высокогорному складчатому сооружению Восточного Тянь-Шаня, и обширный пологий противоположный платформенный борт на цоколе срединного массива и на выровненной, перекрытой молодыми осадками палеозойской складчатой области (рис. 166). Платформенный борт впадины ограничен выступом палеозойской складчатой зоны, выровненной и в основном погребенной под маломощным мезо-кайнозойским чехлом. Эти особенности сближают

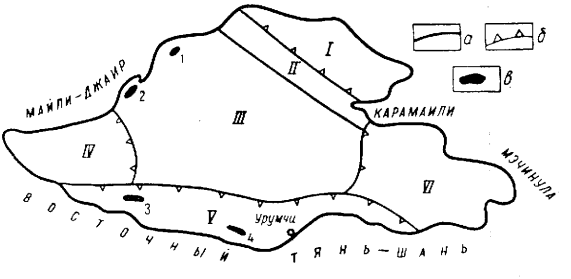


Рис. 166. Схема размещения нефтяных месторождений Джунгарского бассейна.

а — границы бассейна; *б* — контуры крупных структурных элементов; *в* — нефтяные месторождения: *1* — Урхо, *2* — Карамай; *3* — Тушандзы, *4* — Чийгу. *I* — прогиб Урунгу; *II* — вал Ишипулак; *III* — Джунгарский срединный массив; *IV* — Эбинорский прогиб; *V* — Урумчинский прогиб; *VI* — Бортень-Гобийский прогиб.

Джунгарскую впадину со структурами типа краевых прогибов. Разрез отложений, слагающих бассейн, и нефтегазоносность их приведены в табл. 126.

Многочисленные естественные нефтегазопроявления связаны почти со всеми свитами мезо-кайнозоя. Залежи нефти промышленного значения имеются в верхнетриасовых, нижнесреднеюрских, нижнемеловых, палеогеновых и миоценовых осадках.

По типу структурных форм выделяются нефтяные месторождения: 1) связанные с гребневидными антиклиналями на складчатом борту Урумчинского прогиба с пластовыми сводовыми залежами в песчаниках юрских, меловых, палеогеновых и миоценовых отложений, примером являются Чийгу, Тушандзы; 2) приуроченные к краевой моноклинальной зоне нефтегазонакопления, примыкающей к северо-западному обрамлению бассейна; эти месторождения связаны со структурными носами, осложняющими моноклиналь и разбитыми на блоки. Залежи пластовые литологически, стратиграфически и тектонически экранированные в песчаниках верхнего триаса — нижней и средней юры.

Таблица 126

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Джунгарского бассейна
(по М. Н. Саидову, Н. П. Туаеву, Юан Фу-ли)

Система	Отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	Нижний	Гобийская	Конгломераты	100	—
Неоген	Плиоцен	Конгломератовая	Серые конгломераты	600—2500, средн. 1500 (на юге)	—
		Палевая	Светло-коричневые и палево-серые алевролиты, песчаники, глины, конгломераты	200—1800, средн. 1200 (на юге); 20—60, средн. 40 (на севере)	—
	Миоцен	Верхняя зеленая	Зеленовато-серые глины, песчаники	200—500, средн. 300 (на юге); 0—50, средн. 30 (на севере)	Нефтепроявления
		Коричневая	Красновато-коричневые песчаники, глины	100—800, средн. 500 (на юге); 80—150, средн. 100 (на севере)	Залежи нефти
Палеоген		Нижняя зеленая	Зеленовато и темно-серые глины, песчаники	150—700, средн. 400 (на юге); 200—550, средн. 300 (на севере)	Нефтепроявления
Мел	Верхний	Красная	Красные песчаники, глины, конгломераты, линзы розовых известняков	15—800, средн. 400 (на юге); 50—70, средн. 60 (на севере)	—
	Нижний	Тугулукская	Зеленовато-серые и красные глины, песчаники	800—1000, средн. 900 (на юге); 0—700, средн. 350 (на севере)	Залежи нефти
		Караджальская	Серые песчаники	40—500, средн. 250 (на юге)	Нефтепроявления
		Ишакдаванская	Серые и красноватые конгломераты	20—170, средн. 100 (на юге); 5—40, средн. 20 (на севере)	То же
Юра	Верхний	Чийгуйская	Красные глины	25—800, средн. 500 (на юге); 0—100, средн. 50 (на севере)	»
	Нижний, средний	Бадаовань и шуаншилай	Зеленовато и темно-серые угленосные глины, песчаники, конгломераты	1000—3500, средн. 2000 (на юге); 140—440, средн. 300 (на севере)	Залежи нефти

Продолжение табл. 126

Система	Отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Триас	Верхний	Сяочаньгоу	Зеленовато-серые песчаники, глины, конгломераты, прослои каменного угля	800—1000, средн. 900 (на юге); 25—100, средн. 50 (на севере)	Залежи нефти
		Урумчинская (соответствует свите цзянфангоу)	Фиолетово-красные конгломераты, песчаники, глины	30—1300, средн. 700 (на юге)	Асфальтиты
Пермь		Досигоуская (соответствует свитам талунко и кунсинтун)	Зеленые и темно-серые песчаники, конгломераты, сланцы	0—2000, средн. 1500 (на юге)	То же

Месторождение Чийгу открыто в 1958 г. Приурочено к небольшой крутой антиклинали, сложенной юрскими отложениями. Нефтяная залежь пластового сводового типа находится на глубине 860 *м* в нижне-среднеюрских отложениях. Дебит нефти составляет 10—15 *т* при 7-*мм* штуцере.

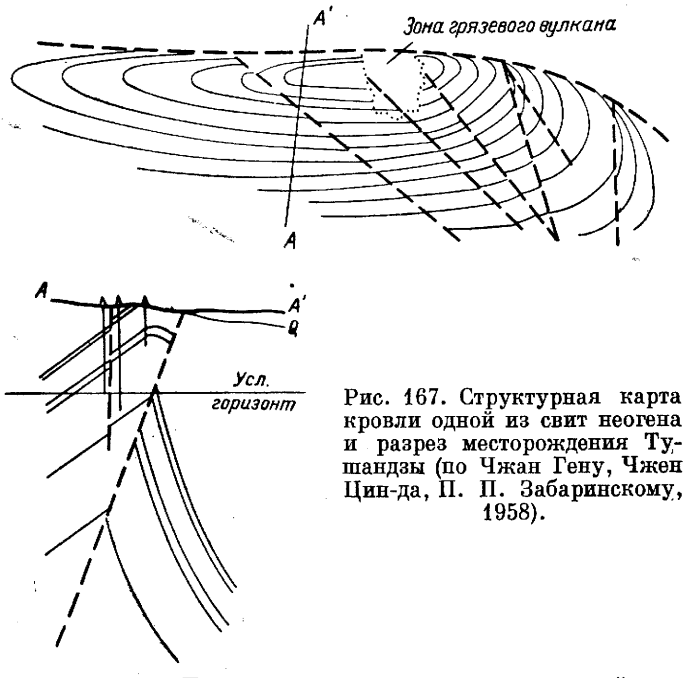


Рис. 167. Структурная карта кровли одной из свит неогена и разрез месторождения Тушандзы (по Чжан Гену, Чжен Цин-да, П. П. Забаринскому, 1958).

На месторождении Тушандзы первый промышленный приток нефти получен в 1941 г. из миоценовых отложений с глубины 730 *м*. Антиклиналь Тушандзы — узкая, резко асимметричная складка, на северном крыле нарушенная разрывом (рис. 167). По взбросу сводовая часть складки

смещена в северном направлении. В восточной части складки на линии взброса образовался грязевой вулкан. Нефтяные залежи установлены в миоценовых, палеогеновых и нижнемеловых отложениях. Дебит нефти составляет более 50 *т/сутки*.

Месторождения Карамайской группы представляют ограниченные разрывами блоки, ступенчато погружающиеся на юго-восток вкрест простирания краевой моноклинали. Залежи чаще всего стратиграфически, литологически и тектонически экранированные. Месторождения многопластовые с залежами в отложениях триаса, нижней и средней юры на глубине до 2300 *м* (рис. 168). Дебит нефти в скважинах 70—130 *т/сутки*. Плотность нефти 0,86 *г/см*^{3}. По запасам месторождения Карамайской группы относятся к числу наиболее крупных в Китае.

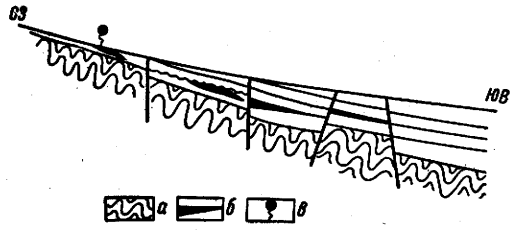


Рис. 168. Принципиальная схема размещения залежей Карамайской группы месторождений.

а — фундамент; *б* — нефтяные залежи; *в* — поверхностные нефтепроявления.

Аналогично строение месторождения Урхо, приуроченного к северной части краевой моноклинали.

ТУРФАНСКИЙ БАССЕЙН

Связан с крупной узкой и длинной межгорной впадиной Тянь-Шаня (рис. 169), сложенной кайнозойскими и мезозойскими отложениями (табл. 127).

Таблица 127

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Турфанского бассейна

(по данным китайских геологов)

Система	Отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Четвертичная	Нижний	Гобийская	Серые галечники	30—40	—
Неоген	Верхний	Путагоу	Серые конгломераты	100—500, средн. 250	—
	Нижний	Таошуюань	Палево-желтые, оранжевые алевролиты, глины, песчаники, местами пачки гипса и соли	250—700, средн. 500	—
Палеоген		Шаньшань	Красные песчаники, гипсоносные глины, внизу конгломераты, прослои белых известняков и гипса	200—300, средн. 250	—

Продолжение табл. 127

Система	Отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Мел	Верхний	Кумтаг	Красные песчаники, глины, конгломераты	0—100, средн. 50	—
	Нижний	Хоиншань	Зеленовато-серые, красные песчаники, глины, внизу конгломераты	900—1100, средн. 1000	Нефтепроявления
Юра	Верхний	Хуншань	Фиолетово-красные песчаники и глины	0—170, средн. 80	—
	Средний	Саньцзяньфан	Зеленовато-серые, пестрые песчаники и глины. В средней части чиктайская пачка нефтеносных песчаников	500—1100, средн. 900	Нефтяные залежи
	Нижний	Мэйяогоу	Зеленовато и темно-серые угленосные песчаники, глины с прослоями конгломератов	1000—1700, средн. 1300	—
Триас	Верхний	Верхняя кокояская	Зеленовато-серые песчаники, глины	400—600, средн. 500	—
Пермь		Нижняя кокояская	Вверху светло-фиолетовые конгломераты, красные глины, внизу желтовато-зеленые, красные песчаники, сланцы, конгломераты	1000—1100, средн. 1000	—

В бассейне выявлено нефтяное месторождение Шэндинкоу, расположенное в центральной антиклинальной зоне. Месторождение приуро-

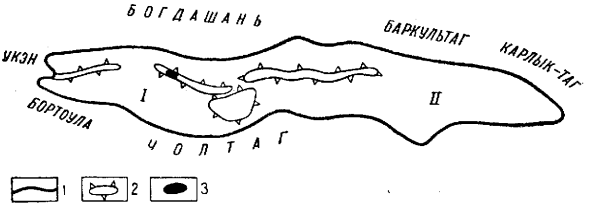


Рис. 169. Схема размещения нефтяных месторождений в Турфанском бассейне.

1 — границы бассейна; *2* — контуры крупных поднятий; *3* — нефтяное поднятие Шэндинкоу. *I* — Люкчунский прогиб; *II* — Хамийский прогиб.

чено к узкой асимметричной антиклинали с нарушенным взбросом крутым южным крылом. Нефтеносны среднеюрские песчаники, залегающие на глубине 610 *м*. Дебит нефти достигает 25—30 *т/сутки*.

ПРЕДНАНЬШАНЬСКИЙ (ЦЗЮЦЮАНЬСКИЙ) БАССЕЙН

Расположен между каледонским Наньшаньским высокогорным складчатым сооружением и Алашаньским докембрийским массивом, являющимся крайней западной частью Китайско-Корейской платформы. Преднаньшаньская впадина представляет узкий глубоко прогнутый асимметричный краевой прогиб со слабо развитым платформенным бортом. Основные

нефтяные месторождения связаны с зоной асимметричных антиклинальных складок, прослеживающихся на складчатом борту. Относительно пологий противоположный борт, примыкающий к платформе, представляет узкую моноклиналь, местами осложненную пологими флексурными и антиклинальными складками. В бассейне установлены нефтяные месторождения Лаоцзюньмяо, Яэрся, Шиюгоу в южной антиклинальной зоне и Байянхэ в северной.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В составе осадочной толщи наибольшее значение имеют отложения кайнозоя, с которыми связаны основные промышленно нефтеносные горизонты, а также породы мезозоя и верхнего палеозоя, залегающие на нижнепалеозойском фундаменте (табл. 128).

Таблица 128

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Предшаньшаньского бассейна
(по данным китайских геологов)

Система	Серия	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	Конгломератовая	Цзюцюаньская	Конгломераты, пески Несогласие	10—150	
		Юймынская	Конгломераты, пески Несогласие	10—900	
Палеоген, неоген	Ганьсуйская	Сулэхэ	Красноцветные песчаники, вверху конгломераты	300—1940	Признаки нефти
		Байянхэ	Чередующиеся темно-коричневые глины и светлые песчаники	100—450	Основные продуктивные горизонты
		Хошагоу	Светло-серые песчаники, внизу чередующиеся песчаники и глины	0—960	
Мел	Хайхайпусская	Верхняя	Зеленоцветные конгломераты и песчаники Несогласие	0—500	Признаки нефти
		Нижняя	Черные битуминозные сланцы, вверху конгломераты	300—1400	
Юра	Лунфэньшаньская	—	Песчаники, сланцы	1440	
Триас	Сидагоуская	—	Песчаники Несогласие	0—1600	Признаки нефти

Основные промышленно нефтеносные горизонты приурочены к миоценовым отложениям. Выделяются три горизонта: K, L и M. Каждый состоит из нескольких песчаных пластов мощностью до 10—15 *м*. Общая мощность каждого горизонта песчаников 50 *м* и более. Самым важным продуктивным является горизонт L. Песчаники обладают хорошими коллекторскими свойствами.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В южной антиклинальной зоне преобладают куполовидные и брахиантиклинальные поднятия с широкими сводами, в северной — не замкнутые с севера флексурные изгибы. Складки южной и северной антиклинальных зон наклонены и надвинуты по разрывам в сторону центральной синклинальной зоны Преднаньшаньского бассейна. Антиклинали асимметричные, с пологими крыльями, которые наклонены под углом от нескольких гра-

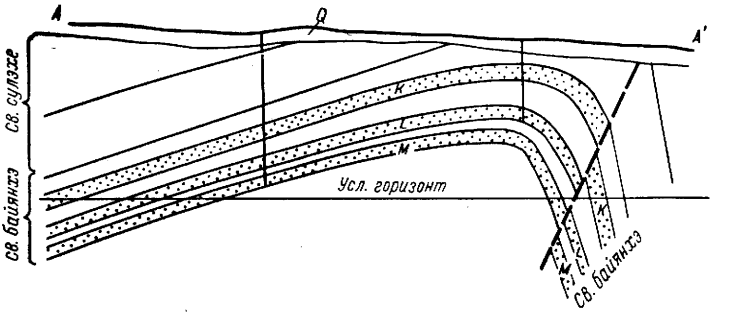


Рис. 170. Поперечный разрез месторождения Лаоцзюньмяо (по Чжан Гену, Чжен Цин-да, П. П. Забаринскому, 1958).

дусов до 10—20° и обращены к внешним краям бассейна. Крутые крылья, колена флексур, обращенные к осевой зоне бассейна, наклонены под углами 70—90°, осложнены надвигами и взбросами. Широко развиты также поперечные и косые разрывы, рассекающие поднятия на блоки.

Наиболее крупным является месторождение Лаоцзюньмяо (рис. 170). Оно приурочено к куполовидному поднятию размером 5 × 8 *км*, амплитудой 800 *м*, с пологим южным (20°) и крутым северным (70—90°) крыльями, нарушенными продольным взбросом. Установлены также два поперечных и косых нарушения, расчленяющих залежи месторождения на блоки. Основные залежи пластового сводового типа приурочены к горизонту L свиты байянхэ, залегающему на глубине 500—1000 *м*. Малодебитные залежи связаны с горизонтами K и M.

На западном периклинальном погружении складки Лаоцзюньмяо расположено довольно крупное нефтяное месторождение Яэрся. Нефтеносный горизонт L находится на глубине 2000 *м*. Суточный дебит нефти в скважинах составлял от 40 до 200 *т*.

Месторождение Шиюгоу (рис. 171) находится восточнее Лаоцзюньмяо, на западной периклинали крупного поднятия, сложенного палеозоем и триасом. На глубине 350—500 *м* в свите байянхэ имеются малодебитные нефтеносные горизонты. Суточный дебит нефти в скважинах 2—3 *т*. Приток нефти с кратковременным начальным дебитом до 10 *т/сутки* получен из пермских отложений. Незначительный приток нефти (0,3 *т/сутки* отмечен и из каменноугольных отложений.

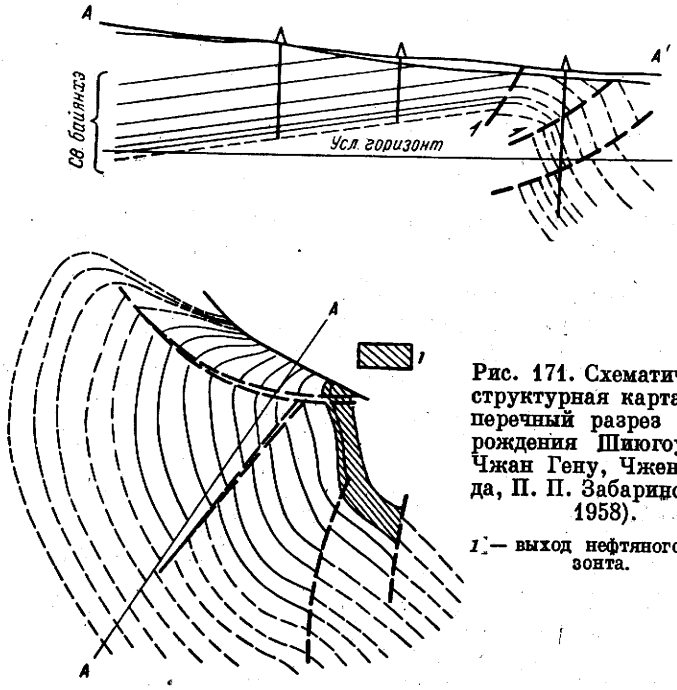


Рис. 171. Схематическая структурная карта и поперечный разрез месторождения Шиюгоу (по Чжан Гену, Чжен Цинда, П. П. Забаринскому, 1958).

1 — выход нефтяного горизонта.

На месторождении Байянхэ ловушкой для нефти служит отсеченная разрывом флексура (рис. 172). Малодебитные нефтяные залежи приурочены к свите байянхэ. Суточный дебит нефти в скважинах 0,2—2 *т*.

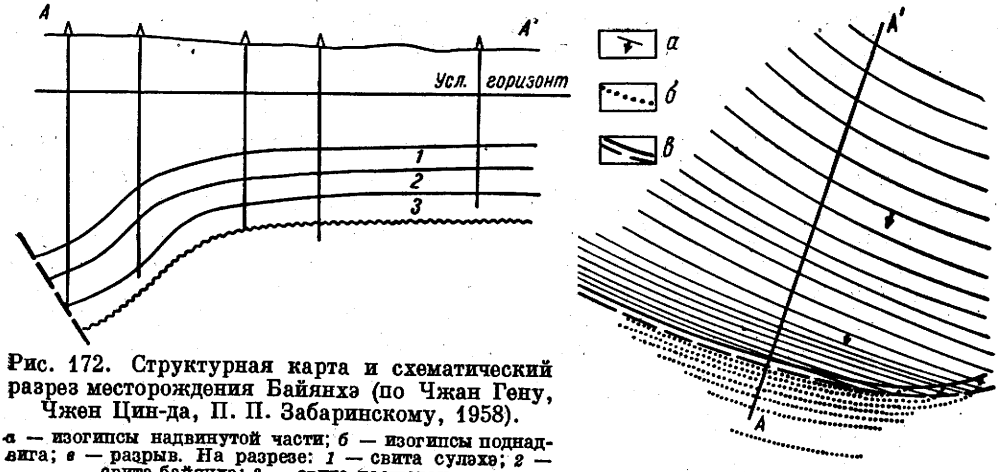


Рис. 172. Структурная карта и схематический разрез месторождения Байянхэ (по Чжан Гену, Чжен Цин-да, П. П. Забаринскому, 1958).

а — изогипсы надвинутой части; *б* — изогипсы поднадвига; *в* — разрыв. На разрезе: *1* — свита сулэхэ; *2* — свита байянхэ; *3* — свита хаошагоу.

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНОГО КИТАЯ

Разрабатываемые месторождения известны в нефтегазоносных бассейнах Сунляо, Ордос, Чжаошуй и Фусинь. Для всех бассейнов характерны платформенное строение и связь залежей нефти и газа с континентальными мезозойскими отложениями.

Ордосский бассейн принадлежит к числу наиболее старых нефтеносных областей Китая. Разведочное бурение в его пределах начато в 1901 г.; первые малодебитные месторождения Яньчан и Юнпин открыты в восточной части бассейна. В 1939 г. обнаружена жидкая нефть в угольной шахте,

расположенной в пределах поднятия Цинтуцзин в Чжаошуйском бассейне. В том же году начато мелкое разведочное бурение близ естественных нефтепроявлений во впадине Фусинь. В некоторых скважинах получены небольшие притоки нефти. С 1950—1951 гг. объем нефтепоисковых работ значительно возрос. Проводится разведочное бурение во впадине Чжаошуй, в южных и западных районах бассейна Ордос, а с 1958 г. — и в бассейне Сунляо. В результате этих работ в бассейне Ордос открыты малодебитные нефтяные месторождения Шатинцзы, Мацзятань и др., в бассейне Сунляо обнаружены залежи нефти в Гунчжулине, Дынлуку, Датунчжен и других месторождениях.

БАССЕЙН СУНЛЯО

Представляет внутриплатформенную синеклизу. Фундамент ее расчленен на ряд блоков, которые в осадочном покрове выражены в виде пологих поднятий и прогибов с углами наклона слоев в несколько градусов. Флексуровидный характер крыльев этих структур позволяет считать, что на глубине блоки фундамента разделены разрывными нарушениями. В пределах поднятий фундамент залегает на глубине 500—2000 *м*, в прогибах он опущен на глубину до 5000—7000 *м*. В средней части синеклизы выделяется глубокий центральный грабенообразный прогиб Далай (рис. 173).

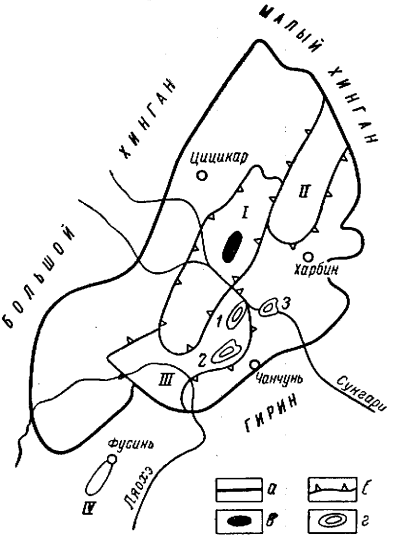


Рис. 173. Схема размещения нефтяных месторождений бассейна Сунляо.

а — граница бассейна; *б* — контуры крупных структурных элементов: *I* — прогиб Далай, *II* — вал Цинган, *III* — вал Яндачинцзы; *IV* — поднятие Жэхэ. *в* — нефтяное месторождение Датунчжен; *г* — нефтеносные структуры: *1* — Дынлуку, *2* — Гунчжулин, *3* — Циньшанькоу.

Слабо дислоцированный платформенный осадочный чехол Сунляоской впадины образован в основном мощными (до 4000—5000 *м*) континентальными терригенными осадками меловой системы, которые в наиболее опущенных грабеновидных прогибах, по-видимому, подстилаются юрскими отложениями (табл. 129).

В Сунляоском бассейне в отличие от большинства других нефтегазоносных бассейнов Китая естественные нефтепроявления на поверхности отсутствуют. Первые признаки нефти установлены в скважинах, пробуренных в 1958 г. на поднятиях Гунчжулин, Дынлуку, Диоюйтай, Циньшанькоу в восточной относительно поднятой области бассейна. Нефтеносные горизонты приурочены к различным частям разреза нижнего мела. Основным нефтегазоносным комплексом является свита чентоу. Нефтяные залежи тяготеют преимущественно к нижней свите песчаников. В восточной части бассейна песчаники отличаются низкими коллекторскими свойствами. Мощность пачек коллекторов колеблется от нескольких метров до 10—20 *м*. Месторождения приурочены к пологим антиклинальным поднятиям и зонам, осложняющим внутренние части и склоны прогибов и разделяющих их валов.

Месторождение Датунчжен связано с крупным пологим поднятием, объединяющим несколько более мелких структур. Поднятие имеет плоский свод шириной 20 *км* и ясно очерченные крылья. Подошва меловых отложений опущена на глубину 3000—4000 *м*.

Таблица 129

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Сунляоского бассейна (по данным МНП КНР)

Система	Серия, *свита*		Литологический состав	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Четвертичная			Глины, пески, гравий	10—100	
Неоген и палеоген	*Ианьская*		Черные глины с прослоями песков и бурых углей	200—300	
	Кайиньская		Светло-серые конгломераты, красные и зеленые глины	100	
Мел	Сунгарская	*Пэйан* («f»)	Серо-зеленые и темно-серые глины	170—500	
		Суфантай («e»)	Красные, реже серо-зеленые глины с прослоями песчаников, реже конгломератов	200—500	
			Несогласие		
		Нанкиан («d»)	Внизу темно-серые глины с прослоями горючих сланцев, вверху чередующиеся серо-зеленые глины и песчаники	200—700	Нефтеносные песчаники
		Яоцзя («c»)	Красные глины с прослоями серо-зеленых глин и песчаников	100—400	Нефтепроявления
		Чиншанькоу («b»)	Внизу темно-серые глины с прослоями горючих сланцев, вверху чередующиеся красные и серо-зеленые глины	130—220	То же
		Чентоу («a»)	Фиолетово-красные, реже светло- и зеленовато-серые песчаники и глины; в средней части преобладают глины, в основании конгломераты	500—2000	Основные промышленнонефтеносные горизонты
			Несогласие		

Нефтеносная структура Дынлуку расположена в северной части Яндачинцзинского вала. Пологое брахиантиклинальное поднятие имеет размер 60 × 20 *км* и сложено в своде свитой чентоу. Углы наклона на крыльях 3—5°. В разрезе свиты установлено не менее четырех нефтеносных горизонтов, залегающих на глубине 170—1700 *м*.

Нефтеносная структура Гунчжулин также приурочена к Яндачинцзинскому валу. Длина поднятия 80 *км*, ширина 20 *км* и высота более 200 *м*. Углы наклона на крыльях 2—4°. Свод и западное крыло брахиантиклинали осложнены несколькими складками. В своде обнажаются породы

свиты чентоу. В одной из скважин на северо-западном крыле Гунчжулина поднят керн с 22 прослоями песчаников, насыщенных нефтью. Нефтеносные горизонты залегают на глубине 500—800 *м*. Нефть встречается также в базальных конгломератах мела и в нижележащих метаморфических породах фундамента. Пористость песчаников 20%, проницаемость 15—70 *мд*.

На поднятиях Женьминьчжен, Фуюй, Хуацзидин, Чанчунлин также получены признаки нефти.

ОРДОССКИЙ БАССЕЙН

Связан с крупной асимметричной синеклизой. Его осевая часть, в которой фундамент опущен на глубину 7000 *м*, смещена к западу. Западный борт крутой, местами осложнен мелкой складчатостью; восточный борт широкий и чрезвычайно пологий. В западной, северной и южной краевых частях бассейна выделяется несколько грабеновидных прогибов (рис. 174).

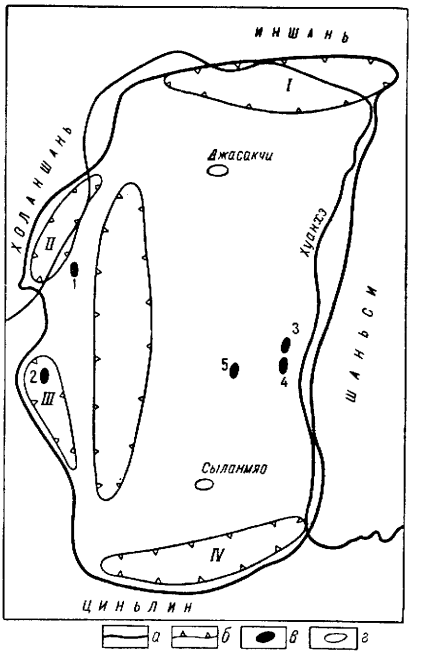


Рис. 174. Схема размещения нефтяных месторождений Ордосского бассейна.

а — границы бассейна; *б* — контуры крупных прогибов; *в* — нефтяные месторождения: *1* — Мацзятань, *2* — Шатинцзы, *3* — Юнпин, *4* — Яньчан, *5* — Цаоюань; *г* — притоки нефти в отдельных скважинах на локальных поднятиях. *I* — грабен Баотоу; *II* — грабен Иньчуань; *III* — Предлюпаньшаньский прогиб; *IV* — грабен Вэйхэ.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Мощная толща пермо-триасовых отложений бассейна перекрыта юрскими и меловыми осадками и подстилается образованиями палеозоя, достигающими значительной мощности (табл. 130). Нефтяные залежи установлены в свите Яньчань. Признаки и небольшие притоки нефти получены также из меловых и юрских отложений. В пределах значительной части бассейна песчаники триаса и юры сильно сцементированы, уплотнены и имеют плохие коллекторские свойства. В связи с этим притоки нефти на месторождениях малы и неустойчивы. Обычно суточные дебиты в скважинах измеряются несколькими десятками килограммов, и лишь в отдельных случаях начальные дебиты достигают нескольких тонн.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Малодебитные нефтяные залежи и притоки нефти в скважинах установлены: 1) на структурных носах и мелких складках, осложняющих восточную моноклиналь, в триасовых, отчасти в юрских отложениях (месторождения Яньчан, Юнпин, Цаоюань); 2) в Предлюпаньшаньском прогибе в меловых отложениях — месторождение Шатинцзы; 3) на поднятии между грабеном Иньчуань и осевой зоной бассейна в триасовых и нижнеюрских отложениях — месторождение Мацзятань.

Месторождение Яньчан приурочено к слабо выраженному структурному носу, осложняющему региональную моноклиналь, наклоненную

Таблица 130

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений бассейна Ордос

Система	Отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная			Лесс	50—250	
Неоген—палеоген		Гуйян	Преимущественно красные песчаники и глины с гипсом. Развиты на западе Несогласие	100—200 (на западе, в Люпаньшане до 2700)	Нефтепроявления
Мел		Люпаньшань — на юго-западе; баоань — в центре	Темно-красные, серые песчаники, глины, мергели; в основании конгломераты Несогласие	500—2000	
Юра	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	Серые, серо-зеленые песчаники, черные глины с прослоями углей	100—600	Нефтепроявления
Триас	Верхний	Яньчан	Серо-зеленые песчаники с прослоями глин и горючих сланцев, угля. Верхняя часть свиты иногда выделяется в самостоятельную свиту вайпу	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	50—1500	—
Пермь	Верхний	Шихэцзы	Серо-зеленые и фиолетово-красные глинистые сланцы и песчаники с прослоями угля	100—700	Нефтепроявления в песчаниках
	Нижний	Шаньси	Светло-серые песчаники, темно-серые глинистые сланцы с конкрециями сидеритов и лимонитов	40—60	—

Продолжение табл. 130

Система	Отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Карбон	Верхний	Тайюань	Темно-серые, черные песчаники и сланцы с прослоями известняков	20—400	Нефтепроявления в песчаниках
	Средний	Бенци	Серо-зеленые, черные известняки, чередующиеся песчаники и глинистые сланцы с пластами каменного угля	80—1000	—
			Несогласие		
Ордовик			Доломитизированные известняки с прослоями сланцев	200—1000	
Кембрий			Известняки, доломиты, прослои фиолетовых сланцев	200—500	
Синий			Кремнистые известняки, внизу кварцевые песчаники и конгломераты	300—700	—

в западном направлении под углами 0,5—1°. Нефтеносны девять горизонтов песчаников свиты яньчан, залегающих на глубине до 150—200 *м*. Коллекторские свойства песчаников плохие: эффективная пористость ниже 10%, проницаемость — доли миллидарси; большую роль играет трещиноватость пород. Мощность песчаных пластов 2—10 *м*. Первоначальный суточный дебит нефти в скважинах, измеряемый от нескольких десятков килограммов до 100 *т*, впоследствии быстро падал до ничтожных величин; средний суточный дебит не превышает 30—50 *кг*. Суммарная годовая добыча в 1958 г. составляла 11 тыс. *т*. Запасы нефти незначительны. Нефть характеризуется небольшой плотностью и высоким содержанием бензиновых фракций.

Месторождение Юншин находится неподалеку от Яньчана. Приурочено к структурному носу, осложняющему моноклиналь. Естественные нефтепроявления в районе месторождения известны 800 лет назад. Разведочное бурение начато в 1930 г. На месторождении пробурено более 100 скважин. В средней части яньчанской свиты имеются три нефтеносных горизонта песчаников мощностью 20, 30 и 3 *м*, залегающих на глубине 70—900 *м*. Начальный дебит по отдельным скважинам достигал 2—3 *т/сутки*, среднесуточный приток нефти 30—50 *кг*.

На месторождении Цаоюань, расположенном примерно в том же районе, в трех скважинах (из юрских отложений) получены притоки нефти до 1,5 *т/сутки*, быстро падавшие до 10 *л/сутки*.

Месторождение Мацзятань находится в западной части Ордосского бассейна. Антиклиналь Мацзятань нарушена разрывом, рассекающим западное крыло. Около нарушения пласты пород триаса стоят на головах. С удалением от разрыва складка выполаживается. Под отложениями палеогена на глубине 200 *м* залегают породы верхнего триаса, заключающие до 40 нефтеносных горизонтов. Мощность пачки достигает 200 *м*. Глубина

залегания нефтеносных песчаников колеблется от 200 до 900 *м*. Суточный дебит по скважинам составил 10—20 *л*.

Месторождение Шатинцзы находится в Предлюпаньшаньском прогибе на крайнем западе бассейна. Приурочено к небольшой антиклинали, осложненной двумя разрывами. На глубине разрывы сходятся, образуя клин. Верхний структурный ярус антиклинали выражен меловыми отложениями с углами падения пластов на крыльях 3—5°. Эти отложения с резким несогласием перекрывают сильно дислоцированные породы триаса, залегающие под углом 70° (рис. 175). На глубине 40—100 *м* в меловых отложениях обнаружены залежи нефти. Мощность нефтеносных песчаников 3—4 *м*. Залежи имеются на своде и на восточном крыле антиклинали.

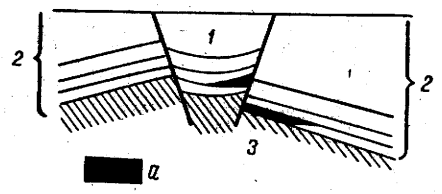


Рис. 175. Принципиальная схема строения месторождения Шатинцзы.

1 — четвертичные отложения; *2* — мел; *3* — свита яньчань, триас. *а* — нефть.

ЧЖАОШУЙСКИЙ БАССЕЙН

Приурочен к небольшой впадине, отделенной от Преднаньшаньского бассейна горными грядами Луншоушаня и Хэлишаня, и сложен преимущественно меловыми и юрскими отложениями. Последние зале-

Таблица 131

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Чжаошуйского бассейна
(по данным Министерства нефтяной промышленности Китайской Народной Республики)

Группа, система	Отдел	Серия, свита	Литологический состав	Мощность, *м*	Нефтегазоносность
Кайнозой		Ганьсуйская	Вверху серые, внизу красные конгломераты, песчаники и глины	1000	
Мел	Верхний	*Цзинганчуаньская*	Красные, серые конгломераты, розовые песчаники, серо-зеленые и красные глины	100—900	
	Нижний	*Мяогоу*	Вверху красные песчаники, глины с известковистыми конкрециями, внизу красные конгломераты	200—600	
Юра		*Шачжаохэ*	Красные, серо-зеленые песчаники, глины, внизу конгломераты	300—500	
		Цинтуцзин	Серые песчаники, глины, с прослоями угля, внизу конгломераты	500—1800, средняя 1100	Нефтяные залежи
Карбон	Нижний	*Чжоунюгоу*	Известняки, мергели	100	

гают непосредственно на образованиях каменноугольного возраста (табл. 131).

В бассейне выявлено одно малодебитное нефтяное месторождение Цинтуцзин. Цинтуцзинская антиклиналь сжатая, крутая, асимметричная, с более крутым взбросовым южным крылом. В ядре складки обнажаются породы юры. Наклон слоев на крыльях антиклинали 60—80°. Выходы нефти приурочены к угленосной свите нижней юры в зоне взброса. В тех же отложениях в одной из структурных скважин получены небольшие притоки нефти плотностью 0,84 *г/см*^{3}. Скважина эксплуатировалась с дебитом 200—300 *кг* нефти в сутки.

БАССЕЙН ФУСИНЬ

Представляет небольшой грабен в сравнительно слабо дислоцированном палеозойском комплексе пород. В основном выполнен юрскими вулканогенно-осадочными породами. На двух небольших пологих локальных поднятиях в скважинах глубиной до нескольких сотен метров из юрских отложений добывается незначительное количество нефти. Суточный дебит по скважинам измеряется единицами и десятками килограммов. Число нефтеносных горизонтов в юрской свите тухулу достигает 14. Антиклинали, на которых получены притоки нефти, Тунган и Цинхэйлин расположены в южной части бассейна.

Месторождение Тунган имеет небольшие размеры: 5—6 × 2—3 *км*. В своде структуры обнажаются юрские отложения. Поднятие асимметрично, с более крутым юго-восточным крылом. На пологом крыле слои наклонены под углами 8—10°. Из 105 скважин, пробуренных японцами на глубину до 600 *м*, пять дали промышленную нефть дебитом от нескольких килограммов до 3 *т*. Притоки нефти зафиксированы лишь в скважинах ударного бурения; в скважинах, пробуренных вращательным способом, притока нефти не отмечено.

На поднятии Цинхэйлин в 15 скважинах, пробуренных на уголь, установлены нефтепроявления из нижней части фусиньской угленосной свиты и верхней части вышележащей шахэйской сланцевой свиты юрского возраста. Антиклиналь Цинхэйлин асимметричная, с более крутым южным крылом, наклоненным под углами 17—20°, и относительно пологим северным крылом, в котором углы наклона слоев составляют 8—10°.

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНОГО КИТАЯ

Месторождения установлены в Сычуаньском бассейне (рис. 176), представляющем крупный синклинорий в теле Южно-Китайской активизированной параплатформы. В бассейне сочетаются зоны резко выраженного складчатого строения с развитыми в них крупными линейными складками, нередко тяготеющими к краевым частям впадины, и плитообразные области, в которых распространены пологие куполовидные и брахиантиклинальные поднятия платформенного типа. Основными структурными элементами Сычуаньского бассейна являются Центрально-Сычуаньская плита, западный Предлуньмыньшаньский прогиб, Юго-Восточная Сычуаньская складчатая область, Южно-Сычуаньский и Цзилюцзинский прогибы. Фундамент в области бассейна представлен древними докембрийскими образованиями.

Выходы нефти и газа в Сычуаньском бассейне известны с древнейших времен. Около 1000 лет назад в период правления династии Сун на месторождении Цзилюцзин стали использовать газ для выпаривания соляных рассолов. Для извлечения рассолов скважины бурили и на площади

Пынлайчжен. Поиски нефти и газа в Сычуаньском бассейне начали осуществляться с 1936 г. В 1938 г. получен промышленный приток газа на месторождении Шиюгоу, в 1943 г. — на месторождении Лунчан (Шындыншань).

После образования Китайской Народной Республики поисковые работы стали проводиться большим коллективом геологов Нефтяного геологоразведочного управления Юго-Западного Китая. Значительно возрос объем нефтегазопоисковых работ с 1953 г. В 1953—1954 гг. исследования проводились в основном в западной части Сычуани, в 1955—1956 гг. — на юге бассейна, а с 1957 г. — в центральной области бассей-

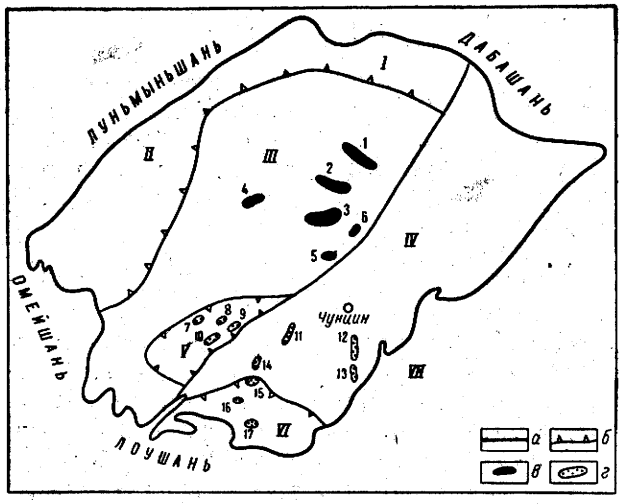


Рис. 176. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Сычуаньского бассейна.

а — граница бассейна; *б* — контуры крупных структурных элементов; месторождения: *в* — нефтяные, *г* — газовые, *1* — Иншань; *2* — Наньчун; *3* — Луннюйсы; *4* — Пынлайчжен; *5* — Хэчуань; *6* — Лоудуси; *7* — Цзиллюцзин; *8* — Хуаньцзячань; *9* — Шындыншань; *10* — Дэнцзингуань, *11* — Хуангуаньшань; *12* — Шиюгоу; *13* — Дунси; *14* — Янгаосы; *15* — Наси; *16* — Чаньюаньба; *17* — Гаомудинь. *I—VII* — структуры: *I* — Преддабашаньский прогиб; *II* — Предлуньмыньшаньский прогиб, *III* — Центрально-Сычуаньская плита, *IV* — Юго-Восточная Сычуаньская складчатая зона, *V* — Цзилюцзинский прогиб, *VI* — Южно-Сычуаньский прогиб, *VII* — Цзяннаньский массив.

на. В результате открыты нефтяные месторождения Иншань, Наньчун, Луннюйсы, Пынлайчжен, Хэчуань, Лоудуси в Центральной Сычуани и газовые месторождения Хуаньцзячань, Дэнцзингуань, Дунси, Янгаосы, Наси, Чаньюаньба и Гаомудинь в южных районах бассейна.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В составе осадочного выполнения Сычуаньского бассейна, мощность которого достигает 6000—12 000 *м*, основная роль принадлежит мезозойским отложениям (табл. 132).

В пермском и триасовом разрезах выделяются мощные (до нескольких сотен метров) толщи известняков, являющихся массивными природными резервуарами трещинного типа. С известняками перми и триаса связаны высокодебитные газовые залежи в южной и юго-восточной Сычуани. Промышленно газоносные горизонты сосредоточены в среднетриасовых известняках цзялинцзянской свиты и в известняках свиты маокоу нижней перми. Газовые залежи в последних выявлены на месторождениях Шындыншань и Янгаосы. Известняки цзялинцзянской свиты являются

Таблица 132

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Сычуаньского бассейна

Группа, система	Отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Кайнозой			Галечники, конгломераты, глины — на западе	0—500	—
Мел		Цзядин	Красные песчаники, глины с базальными конгломератами	0—1700	
Юра	Верхний	Верхняя чунцинская	Чередующиеся светло-красные песчаники и глины	1000—2000, средн. 1500	
		Шасимяо (нижняя чунцинская)	Темные лилово-красные глины с прослоями песчаников; в нижней части пачка желтовато-зеленых глин	1000—2000, средн. 1500	Притоки нефти
		Цзилюцзин	Чередующиеся толщи темно-серых глин, песчаников и известняков и темных лилово-красных глин с прослоями песчаников	400—700, средн. 500	Основные нефтеносные горизонты
	Средний, нижний	Сянси	Чередующиеся мощные толщи темно-серых глин с прослоями углей и светло-серых песчаников	400—800 (на западе до 3000)	Притоки нефти
Триас	Верхний	Луйкоупоу	Светло-серые известняки и доломиты, в середине и внизу пачки серо-зеленых глин	200—500	Редкие нефтегазопроявления
	Средний	Цзялинцзян	Светло-серые известняки и доломиты с пачками глин, ангидритов, каменной соли	500—1000, средн. 600	Основные газоносные горизонты, признаки нефти
	Нижний	Фэйсянь-гуань	Фиолетовые и черные сланцы и мергели с прослоями известняков	300—500, средн. 500	Притоки газа, признаки нефти

Продолжение табл. 132

Группа, система	Отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Пермь	Верхний	Чансин	Серые кремнистые известняки	150	Нефтегазопроявления
		Лопин	Черные угленосные сланцы с прослоями песчаников и известняков; в горах Оми базальты	100	—
	Нижний	Маокоу	Серые известняки, внизу сланцы	100—300, средн. 200	Газовые залежи
		Цися	Светло-серые известняки, внизу черные угленосные сланцы, песчаники	70—200, средн. 150	То же

главным промышленно газоносным комплексом на многих месторождениях Южной и Юго-Восточной Сычуани. В цзялинцзянской свите выделяются три продуктивные известняковые толщи, разделенные пачками гипсов. Суточные дебиты скважин составляют от сотен тысяч кубометров в Цзилюцзинском прогибе до нескольких миллионов кубометров в Южно-Сычуанском прогибе и на южной периклинали юго-восточной складчатой области. В Центральной Сычуани из триасовых известняков получены небольшие притоки нефти, а на месторождении Чаньюаньба — также конденсат.

В Центральной Сычуани промышленно нефтеносна верхняя часть цзилюцзинской свиты (верхняя юра), охватывающая даанцзайскую и лянгаошаньскую подсвиты и разделяющую их толщу красных глин. В ее составе выделяются шесть пластовых природных резервуаров, представленных песчаниками и известняками мощностью от единиц до первых десятков метров. Нефтяные залежи занимают большую площадь; отдельные продуктивные скважины расположены и в синклинальных участках. В связи с низкими коллекторскими свойствами пород притоки нефти неустойчивые. Скважины вступают в эксплуатацию с дебитом от нескольких тонн до 100 *т/сутки*, однако впоследствии дебит обычно быстро снижался. Нефть двух верхних пачек лянгаошаньской подсвиты черно-зеленого цвета, тяжелая, вязкая; в нижних горизонтах она желтого цвета, характеризуется невысокой плотностью, низкой вязкостью; нефть сильно парафинистая (до 17%). На месторождении Луннюйсы нефть из лянгаошаньской подсвиты имеет плотность 0,84 *г/см*^{3}, содержит серы 0,29%, парафина 13,1%, бензина 15,5%. Промышленные притоки нефти (до нескольких тонн) получены также из линзовидных песчаников шасимяоской свиты на месторождениях Луннюйсы и Иншань, залегающих на глубине 300—400 *м*.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Нефтяные месторождения Центральной Сычуани приурочены к крупным пологим платформенным брахиантиклинальным поднятиям размером 20—50 × 10—25 *км*, высотой 100—250 *м*. Локальные поднятия имеют широкие своды и пологие крылья, наклоненные под углами 1—3° (редко до 6—7°). В сводах антиклиналей обнажаются верхнеюрские отложения свиты шасимяо.

Газовые месторождения Южной и Юго-Восточной Сычуани связаны с брахиантиклинальными и куполовидными антиклиналями с узкими сводами и некрутыми и умеренно крутыми крыльями, наклоненными под углами 10—60°. Наряду с симметричными имеются и резко асимметричные структуры. Некоторые складки нарушены разрывами.

В центральной части Сычуани нефтяные месторождения расположены в пределах Луннюйсыйского свода и его северного и западного склонов.

Месторождение Наньчун представляет брахиантиклиналь, вытянутую с северо-запада на юго-восток. Длина ее 22 *км*, ширина 10 *км*, высота замкнутого контура 150 *м*; угол наклона крыльев 1—3°. Основной нефтеносный горизонт — песчаники пачек «а»—«с» лянгаошаньской подсвиты верхней юры, залегающие на глубине 1400—1500 *м*. Начальные дебиты в отдельных скважинах достигали 10—100 *т/сутки*. Нефтепроявления отмечались в нижне-среднеюрских отложениях на глубине 2200 *м*.

Месторождение Пынлайчжен связано с пологой брахиантиклиналью размером 25 × 15 *км*, высотой более 50 *м*. Залежь нефти приурочена к известнякам даанцзайской подсвиты верхней юры, залегающей на глубине 1600 *м*. Дебит нефти составляет 20 *т/сутки*. Небольшой приток нефти получен из нижележащих известняков дуньемяо, а также из триасовых цзялинцзянских известняков.

Месторождение Иншань приурочено к крупной вытянутой антиклинали северо-западного простирания, расположенной в северной части Центрально-Сычуаньской плиты. Размер складки 50 × 15 *км*, высота 150 *м*. Наклон крыльев достигает 13°. Нефтяные залежи установлены в песчаниках лянгаошаньской и даанцзайской подсвит на глубине 1400—1500 *м*, а также в песчаниках шасимяо, залегающих на глубине 400 *м*. Дебит нефти в скважинах небольшой (1—5 *т*) и неустойчивый.

Месторождение Луннюйсы находится в южной части Центральной Сычуани. Размер Луннюйсыйской антиклинали 50 × 20 *км*, высота складки 250 *м*. Углы падения на северном крыле 2—5°, на южном 1—2°. Нефтеносны верхнеюрские песчаники лянгаошаньской подсвиты, залегающие на глубине 1100—1200 *м*, и свиты шасимяо, залегающие на глубине 300 *м*. Начальный дебит нефти колеблется от нескольких тонн до 50 *т/сутки*. Песчаники шасимяо нефтеносны и в пределах синклинали. В одной из скважин из лянгаошаньской подсвиты получен приток газа со свободным дебитом более 150 тыс. *м*^{3}*/сутки*. Состав газа (в %) следующий: CH_4 — 90,5; C_2H_6 — 5,1; C_3H_8 — 1,6; C_4H_{10} — 0,9; CO_2 — 0,1; N_2 — 1.

На месторождении Хэчуань, приуроченном к куполовидному поднятию на крайнем юге Центральной Сычуани, получены неустойчивые притоки нефти из лянгаошаньских песчаников верхней юры с глубины 1200—1300 *м*.

В Южной и Юго-Восточной Сычуани газовые месторождения находятся в пределах Цзилюцзинского прогиба, на южном погружении Юго-Восточной Сычуаньской складчатой зоны и в Южно-Сычуаньском прогибе. Простирание структур в первом районе юго-западное, во втором

близкое к меридиональному, в третьем широтное. В Цзилюцзинском прогибе известны газовые месторождения Цзилюцзин, Хуаньцзячань, Шындыншань (Лунчан), Дэнцзингуань. Суточный дебит газа в скважинах достигает 140 тыс. $м^3$.

Месторождение Цзилюцзин связано с крупной асимметричной антиклиналью с пологим северо-западным крылом, наклоненным под углом 10°, и крутым, нарушенным разрывом юго-восточным крылом, с углами падения 50° и более. На месторождении пробурено более 1000 скважин, из которых добываются рассол и газ. Глубина скважин от 400 до 1200 *м*. Газ в небольших количествах извлекают из триасовых известняков цзялинцзянской свиты.

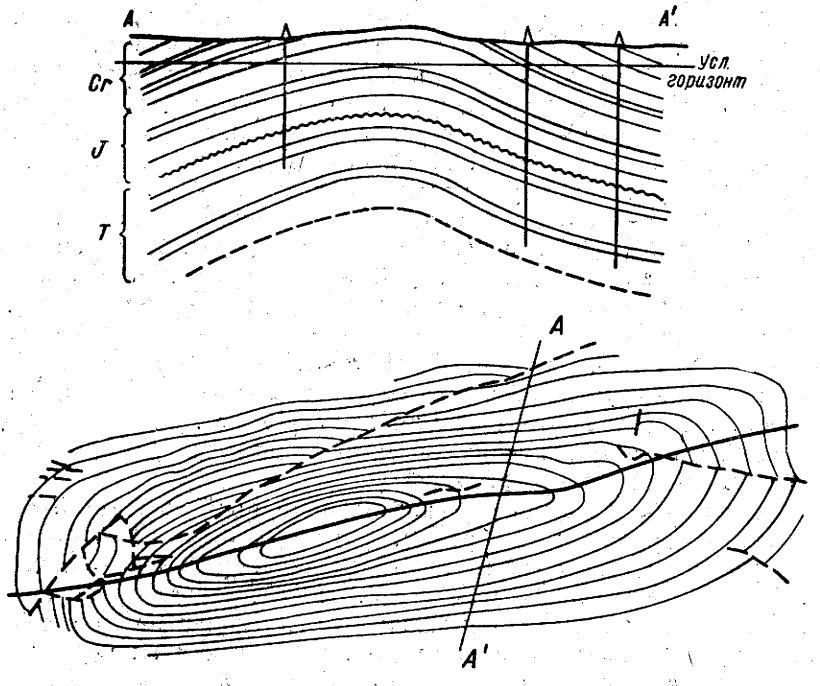


Рис. 177. Структурная карта и поперечный разрез месторождения Шындыншань (по Чжан Гену, Чжен Цин-да, П. П. Забаринскому, 1958).

Месторождение Шындыншань (Лунчан) приурочено к крупной некрутой слегка асимметричной антиклинали (рис. 177). Углы наклона крыльев складки составляют 15—40°. Установлено несколько промышленно газоносных горизонтов в цзялинцзянской свите и газовая залежь в нижнепермских известняках маокоу, залегающих на глубине около 200 *м*. Дебит газа из нижнепермских известняков составил 70 тыс. $м^3/сутки$.

В пределах южной оконечности Юго-Восточной Сычуаньской складчатой зоны имеются газовые месторождения Хуангуаньшань, Янгаосы, Шиюгоу и Дунси. Месторождение Шиюгоу расположено близ восточного края бассейна, приурочено к узкой линейной асимметричной складке с пологим (18—30°) восточным и более крутым (до 60°) западным крыльями. Газовые залежи находятся в известняках цзялинцзянской свиты. Газ метановый с небольшим содержанием этана и азота. На месторождении Янгаосы газоносны нижнепермские известняки. Суточный дебит газа превышает 2 млн. $м^3$. На месторождении Хуангуаньшань газовая залежь в цзялинцзянских известняках сопровождается узкой нефтяной оторочкой. Из

нижне-среднеюрских отложений с глубины 500 *м* получено небольшое количество нефти. Максимальный суточный дебит газа на рассмотренных месторождениях составил 2,8 млн. *м*³/*сутки*.

В Южно-Сычуаньском прогибе выделяется крупная субширотная зона газонакопления, к которой приурочено месторождение Чаньюаньба. Два других месторождения — Наси и Гаомудинь находятся в северной и южной частях прогиба. Структура Чаньюаньба имеет форму купола размером 8 × 6 *км*, высотой 750 *м*. Крылья складки наклонены под углом 20°. Несмотря на частичный размыв цзялинцзянской свиты на месторождении, дебит газа из этого горизонта составил 5—10 млн. *м*³/*сутки*. Попутно с газом извлекается конденсат.

Южнее Сычуаньского бассейна отделенный от него Лоушаньской горной страной располагается крупный нефтегазоносный бассейн Гуанси-Гуйчжоу. Бассейн изучен весьма слабо. Небольшие притоки нефти получены в скважинах из силурийских песчаников. В ряде скважин газопроявления зафиксированы при вскрытии триасовых и пермских отложений. Известны также выходы нефтеносных песчаников.

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАЙВАНЬСКОГО БАССЕЙНА

Многочисленные естественные нефтегазопроявления издавна привлекали к себе внимание. Первое нефтяное месторождение Чжухуанкэн открыто в 1875 г., но вскоре заброшено. Разведочные работы возобновлены японцами после оккупации острова. Кроме месторождения Чжухуанкэн, на о. Тайвань открыты газовые месторождения Диншуй (1921) *, Нюшань (1930) *, Лючжунли, Чутунг (1934) *, Чутончи (1940) *, Шантзечиао (1954) * и др.

Тайваньский бассейн приурочен к краевому прогибу. Доступная наблюдению его часть расположена на территории западной предгорной равнины о. Тайвань. На западе бассейн раскрывается в сторону Тайваньского пролива; восточным обрамлением служит антиклинорий высокогорного (до 4000 *м*) центрального хребта, сложенного метаморфическим комплексом палеозойского — мезозойского ? возраста (рис. 178).

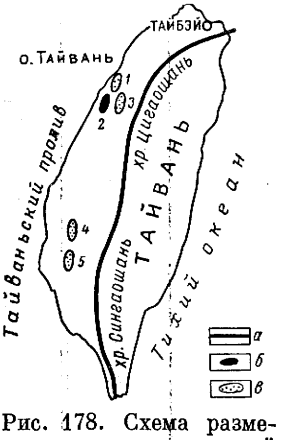


Рис. 178. Схема размещения месторождений нефти и газа на о. Тайвань.

а — восточная граница нефтегазоносного бассейна; месторождения: *б* — нефтяные, *в* — газовые. *1* — Диншуй; *2* — Чжухуанкэн; *3* — Зудун; *4* — Нюшань; *5* — Лючжунли.

Тайваньский краевой прогиб выполнен комплексом кайнозойских осадков, суммарная мощность которых превышает 10 *км* (табл. 133). Основные промышленно нефтегазоносные горизонты приурочены к неогену. Месторождения связаны с узкими, обычно крутыми (углы падения 50—60°), линейными и брахиантиклинальными поднятиями, нарушенными разрывами. Бóльшая часть месторождений — Диншуй, Зудун на севере и Нюшань, Лючжунли на юге — газовые, на месторождении Чжухуанкэн, расположенном на севере, добывается небольшое количество нефти.

Месторождение Чжухуанкэн представляет узкую складку юго-западного простирания, длиной 25 *км*. Нефтяные залежи небольших размеров. Нефтегазоносные горизонты приурочены к нижней части плиоцена. В интервале 300—900 *м* установлены четыре нефтегазоносных пласта. Плотность нефти 0,848 *г*/*см*³. До 1947 г. добыто 170 тыс. *т* нефти. В настоящее время истощено.

Таблица 133

Литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Тайваньского бассейна

Система	Отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Четвертичная	Плейстоцен	Гравий тейблланд	Валунник, гравелит, вверху красноцветные латеритные почвы, на юге древний береговой риф	60	—
		Конгломерат тоукошан (токазан)	Вверху массивные конгломераты, ниже песчаники, глины и конгломераты	1500	
Неоген	Плиоцен	Холан (такуран)	Чередующиеся глины, алевролиты и песчаники	2000—9000	Нефтегазоносные песчаники
		Хиншуй	Черные глины	300—400	—
	Миоцен	Квейчулин	Темно-серые массивные песчаники и глины	500—900	Пачки нефтегазоносных песчаников
		Нанчулин (верхняя угленосная)	Белые песчаники, серые глины, пласты углей	450—700	
		Нанкан (нанко)	Светло-серые песчаники с подчиненными им прослоями глин	450	
		Того	Чередующиеся песчаники и глины	320	
		Шихти (средняя угленосная)	Чередующиеся светло-серые песчаники и темно-серые глины с пластами углей	300—450	
		Таляо (тайрио)	Светло-серые песчаники, сине-серые глины	350—650	
		Кункян (кокан)	Туфы, агломераты, базальты с прослоями песчаников, глин и известняков	20—270	
		Мушан (нижняя угленосная)	Белые песчаники, чередующиеся темно-серые песчаники и глины, пласты углей, прослои базальтов, туфогенных пород, линзы известняков	450	
		Сейтан	Темно-серые глины, белые песчаники		

Месторождение Диншуй приурочено к линейно вытянутой антиклинали юго-западного простирания. В разрезе плиоцена в интервале 1800—3900 *м* выделяются 15 газоносных горизонтов, из которых верхние истощены.

Месторождение Зудун связано с меридиональной антиклиналью. В нижней части плиоцена выделяются пять газоносных пластов. Максимальная глубина скважин 1400 *м*. До 1947 г. добыто 873,6 млн. $м^3$ газа.

Месторождение Нюшань представляет крупную брахиантиклиналь меридионального простирания. На крыльях складки слои наклонены под углами 50—60°. Скважины имеют глубину 2700 *м*. До 1949 г. добыча газа составила 117,6 млн. $м^3$.

ЛИТЕРАТУРА

Брод И. О. О перспективах нефтеносности Сунляоской равнины. Разведка нефти, № 12, 1959.

Ван Шан-вэнь. Успехи нефтеразведки в Цайдамской впадине. Разведка нефти, № 19, 1959.

Варенцев М. И., Кравченко К. Н. Тектонические особенности нефтегазоносных впадин Китая. Сб. «Вопросы тектоники нефтегазоносных областей». АН СССР, 1962.

Гуань Цзо-шу. Нефтеносные районы в центральной части провинции Сычуань и характеристика трещиноватых нефтеносных пород юрского возраста. Разведка нефти, № 13, 1958.

Кравченко К. Н. О перспективах нефтегазоносности Таримской области. Вестник МГУ, сер. биол., почв., геол., геоф. № 1, 1958.

Моисеев В. Е. Некоторые данные по нефтеносности Китая. Сб. «Проблемы миграции нефти и формирование нефтяных и газовых скоплений». Гостоптехиздат, 1959.

Основы тектоники Китая. Госгеолтехиздат, 1962.

Синицын В. М. Основные черты тектоники Китая. Сб. «Вопросы геологии Азии», т. II. АН СССР, 1958.

Тянь Цзинь-чжун. Оценка перспектив нефтегазоносности Синьцзяна. Разведка нефти, № 15, 1959.

Хуан Дзи-цинь, Жэнь Цзи-шуань. О тектонике и перспективах нефтеносности Сычуаньской впадины. Разведка нефти, № 1—2, 1957.

Чжан Гэн. О месторождениях нефти в провинции Сычуань. Разведка нефти, № 18, 1958.

Чжан Гэн, Чжен Цин-да, Забаринский П. П. Нефтяные и газовые месторождения Китайской Народной Республики. Гостоптехиздат, 1958.

Chang W. T., Chang J. T., Yü C. M. Brief notes on the stratigraphy of the western border of Tsaidam basin. Acta geol. sinica, v. 38, No 1, 1958.

Hsieng Ting-pu. A. brief account of the geology of the Dzungarian basin. Acta geol. sinica, v. 38, No 4, 1958.

Huang Yui-chang. On the Tertiary stratigraphy its petrological characteristics and oil possibilities of the Western Tsaidam. Acta geol. sinica, v. XXXIX, No 1, 1959.

Juang P. L. A resume of geological data of north foreland of Tienshan and Dzungaria platform, Sinkiang. Acta geol. sinica, v. 36, No 2, 1956.

§ 3. АФГАНИСТАН

Месторождения нефти и газа открыты в последние годы в Северном Афганистане в районе городов Шибарган и Сари-Пуль провинции Мазари-Шариф (рис. 179). Эта территория является частью крупного межгорного прогиба, сливающегося на западе с Туранской плитой. Район месторождений приурочен к Северо-Афганскому выступу палеозойского фундамента — крупному тектоническому элементу, протяженность которого в направлении с запада на восток достигает 250 *км*. В центральной части выступа

породы палеозойского возраста перекрыты чехлом меловых и кайнозойских отложений умеренной мощности. В строении склонов, помимо меловых, принимают участие образования юрского и триасового возраста. Складчатый фундамент вскрыт несколькими скважинами на глубине от 1200 до 2500 *м*. Северо-Афганский нефтегазоносный район, территориально соответствующий упомянутому выше уступу, характеризуется разнообразными структурными формами, с которыми могут быть связаны скопления нефти и газа: линейные гребневидные антиклинали, пологие

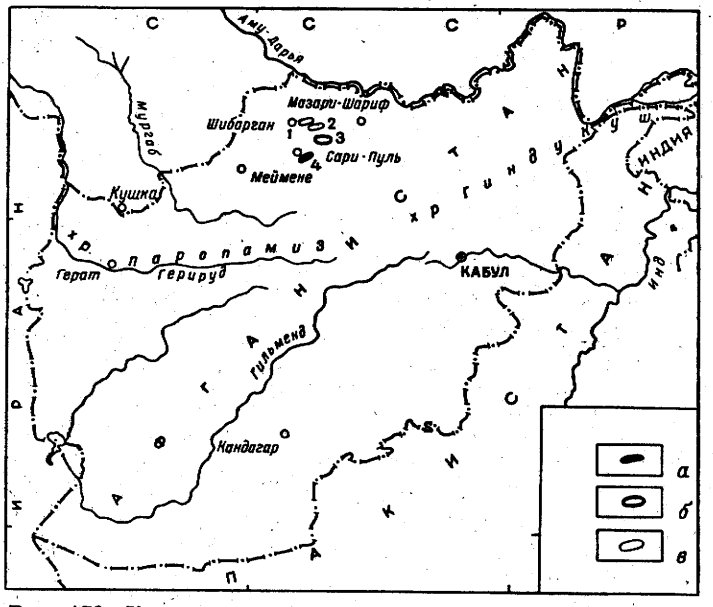


Рис. 179. Карта размещения нефтяных и газовых месторождений в Афганистане.

Месторождения: *а* — нефтяные, *б* — газонефтяные, *в* — газовые. *1* — Етым-Таг; *2* — Ходжа-Гугердаг; *3* — Ходжа-Булан; *4* — Ангот.

брахиантиклинали, крупные сводообразные поднятия площадью до 600 *км*^{2} и более. Все четыре месторождения приурочены к западной части Северо-Афганского нефтегазоносного района.

Естественные нефтегазопроявления с давних времен известны в районе Сари-Пуль. Первые сведения о наличии в разрезе мезозойских отложений нефтегазоносных свит получены в процессе бурения двух крелиусных скважин со 100%-ным отбором керна на поднятии Ангот в 7 *км* северо-восточнее Сари-Пуль. Бурение проводилось шведской компанией «Супер-Диамант» в 1956—1958 гг. по рекомендации и проекту голландского геолога С. В. Тромпа. Было установлено, что нефтегазопроявления приурочены к коллекторским породам апта, альба, сеномана, турона и сенона. С 1957 г. начались систематические целенаправленные геологические, геофизические исследования, а затем разведочные работы, связанные с выявлением перспектив нефтегазоносности Северного Афганистана. В 1958—1959 гг. в междуречье Сиах-Таш-Курган проведена геологическая съемка в масштабе 1 : 200 000 (В. Я. Широков, Ю. П. Чепов), по результатам которой ряд структур, в том числе Етым-Таг, Ходжа-Гугердаг и Ходжа-Булан, рекомендованы для детальной разведки с целью подготовки под глубокое разведочное бурение. В 1958—1959 гг. румынскими геологами под руководством Е. Германа осуществлена детальная геологическая съемка Шибарганской группы антиклиналей, проведенная

в масштабе 1 : 25 000. В тот же период Ю. С. Воронковым с участием Ю. П. Чепова проведена детальная геологическая съемка в масштабе 1 : 25 000 Анготского поднятия, на котором впоследствии была заложена первая в Афганистане разведочная скважина.

Глубокое поисково-разведочное бурение начато в 1959 г. и вплоть до 1962 г. проводилось на структурах Ангот, Етым-Таг, Ходжа-Гугердаг и др. С 1962 г. наряду с продолжением разведочного бурения на указанных площадях в разведку вовлечены некоторые другие структуры: погребенный Андхойский вал, Ширамское сводовое поднятие; положительных результатов не получено. В 1964 г. в разведку включена и Ходжа-Буланская площадь. В результате разведочных работ в центральной части Северного Афганистана открыты крупные газовые месторождения Ходжа-Гугердаг и Етым-Таг. Разведанные запасы газа по промышленным категориям В + С, приуроченные к нижнемеловым отложениям, составили 68 млрд. $м^3$, в том числе на Ходжа-Гугердаге 48,5 млрд. $м^3$ (по промышленной категории В 38 млрд. $м^3$ и по C_1 10,5 млрд. $м^3$) и на Етым-Таге 19,5 млрд. $м^3$ (по категории C_1). Основной газоносный горизонт (песчаники готерива), содержащий более 90% всех запасов газа, залегает на глубине до 1800 *м*, имеет суммарную мощность около 100 *м*, характеризуется большими пластовыми давлениями (240—250 *ат*) и высокими дебитами газа (свободные дебиты до 2,5 млн. $м^3/сутки$). Газ практически сухой, плотностью 0,6—0,64 $г/см^3$, преимущественно метановый, бессернистый; содержание конденсата около 0,6 $м^3$ на 1 $м^3$ газа.

В конце 1963 г. установлена промышленная газоносность мощной (около 400 *м*) толщи келловей-оксфордских известняков на месторождении Ходжа-Гугердаг и в апреле 1964 г. — на месторождении Етым-Таг. Газоносные горизонты юрского возраста залегают на глубине 1900—2300 *м*. Характерны устойчивые свободные дебиты газа до 1,3 млн. $м^3/сутки$.

В июне 1964 г. бурением установлена промышленная газоносность нижнемеловых отложений на Ходжа-Буланской структуре, расположенной в 18 *км* южнее Етым-Тага. Из готеривских отложений в скв. 1 получен газ с абсолютно свободным дебитом до 2,3 млн. $м^3/сутки$. В интервале 1341—1327 *м* (готерив) через 10-*мм* штуцер получен фонтан с суточным дебитом 200 тыс. $м^3$ газа и 3 *т* нефти. В интервале 1317—1306 *м* при 10-*мм* штуцере приток конденсата составлял 1,4 *т/сутки*. Газовые залежи многопластовые, приурочены к верхнемеловым, нижнемеловым и верхнеюрским отложениям. Общие запасы газа промышленных категорий только по двум месторождениям Ходжа-Гугердаг и Етым-Таг составляют не менее 100 млрд. $м^3$. В центральной части Северного Афганистана выявлены две залежи нефти на структурах Етым-Таг и Ангот; нефтепроявления отмечены на поднятии Ходжа-Булан. На структуре Етым-Таг в 1960—1962 гг. в ряде разведочных скважин получены притоки легкой нефти из верхнемеловых сенонских отложений, залегающих на глубине 300—600 *м*. Разведочными работами установлено, что эта нефтяная залежь не имеет промышленного значения. На Анготской площади в 1960 г. из разведочной скв. 1 получен небольшой приток нефти (0,7 $м^3/сутки$) с водой из отложений альба, залегающих на глубине около 650 *м*. В 1964 г. в скв. 2 из отложений того же возраста в интервале 658—621 *м* через 8-*мм* штуцер получен фонтан нефти с суточным дебитом 20 $м^3$. В процессе пробной эксплуатации добыто 300 *т* нефти.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Стратиграфический разрез и характеристика нефтегазоносности Северо-Афганского нефтегазоносного района даны в табл. 134, 135.

Таблица 135

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе скважин Шибарган-Боянгурского нефтегазоносного района

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, *м*	Эффективная мощность, *м*	Коллекторские свойства		Состав залежи (содержание, %; плотность, *г/см³*)
					пористость, %	проницаемость, *мд*	
Месторождение Ходжа-Гугердаг							
Альб	I	Известняки	4—10	9,5	10	—	Газ: CH_4 + высшие 93,3; CO_2 0,9; O_2 0,3 N_2 + редкие 5,5
»	II	»	До 10	4,5	10	—	
Апт	III	Песчаники, прослои глин	До 15	До 8	14	—	
»	IV	То же		До 11	14—21	До 122	
Готерив	V	Чередующиеся песчаники и глины	140—160	87—100	До 15,9	До 136	
Келловей—оксфорд	VI	Известняки	До 400	—	—	—	Газ метановый (келловей—оксфорд): CH_4 85; тяжелые углеводороды 4,5; H_2S 1,21; CO_2 6,89; сероорганические соединения 0,03
Месторождение Етым-Таг							
Сенон	I	Известняки-ракушечники	4,5—14	9,5	10	—	Нефть (коньякский ярус, I пласт): плотность 0,845; парафина с темп. плавл. 45° 0,79;

							S 0,28, асфальтово-смолистые 1,46; бензиновые фракции, выкипающие до 200° С, 19,7; дизельные фракции, выкипающие от 200 до 350° С, 78; остаток 2,2 Газ (сенон) метановый: CH_4 + высшие 96,6; CO_2 2,7; N_2 + редкие 0,5; вес 1 $м^3$ при нормальных условиях 0,78 $Г/см^3$
Сеноман	II	Переслаивающиеся известняки и песчаники	—	До 40	10	—	
Альб	III	Трещиноватые известняки	—	5—10	10	—	
Апт	IV	Песчаники		15—18	12	—	
»	V	»			12	—	
Готерив	VI	Переслаивающиеся песчаники и глины	140	95,5	13,5	100—160	Газ (готерив) метановый: CH_4 + высшие 96,6; CO_2 2,7; N_2 + редкие 0,7; вес 1 $м^3$ при нормальных условиях 0,82 $Г/см^3$
Келловей—оксфорд	VII	Известняки	До 400	—	—	—	
		Месторождение Ходжа-Булан					
Готерив	I	Песчаники	1317—1311 1309—1306 (интервалы опробования)	—	14—16	До 362	Газ метановый: CH_4 92,6; N_2 + редкие до 2,5: органическая сера 0,004; H_2S 0,3; CO_2 2,5; C_2H_8 + высшие 2,1

Таблица 134

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносного района Северного Афганистана (разрез скважины Ходжа-Гугердаг 3)

Система, отдел	Ярус	Свита, горизонт, слои	Литологический состав	Мощность, м
Мел — палеоген	Верхний кампан — палеоцен	Бухарские	Известняки светло-серые, массивно-слоистые, иногда доломитизированные	220
Мел верхний	Кампан		Песчаники, глины, мергели	79
	Несогласие			
	Сантон		Переслаивающиеся глины и песчаники	81
	Коньяк		Глины, прослои песчаников	129
	Турон		Глины, прослои мергелей, реже песчаников	314
	Сеноман		Переслаивающиеся глины, известняки, песчаники	137
Мел нижний	Альб		Глины, прослои мергелей, известняков и песчаников	295
	Апт		Песчаники, прослои глин и ангидритов	100
	Баррем	Окузбулакская	Глины с прослоями мергелей и ангидритов	149
	Готерив	Кызылташская	Песчаники	144
	Валанжин		Глины, прослои песчаников	90
Юра верхняя		Гаурадакская	Ангидриты	354
	Келловей, оксфорд		Известняки, прослои песчаников и мергелей	288
Триас верхний	Несогласие			
	Карний		Песчаники, глины	294

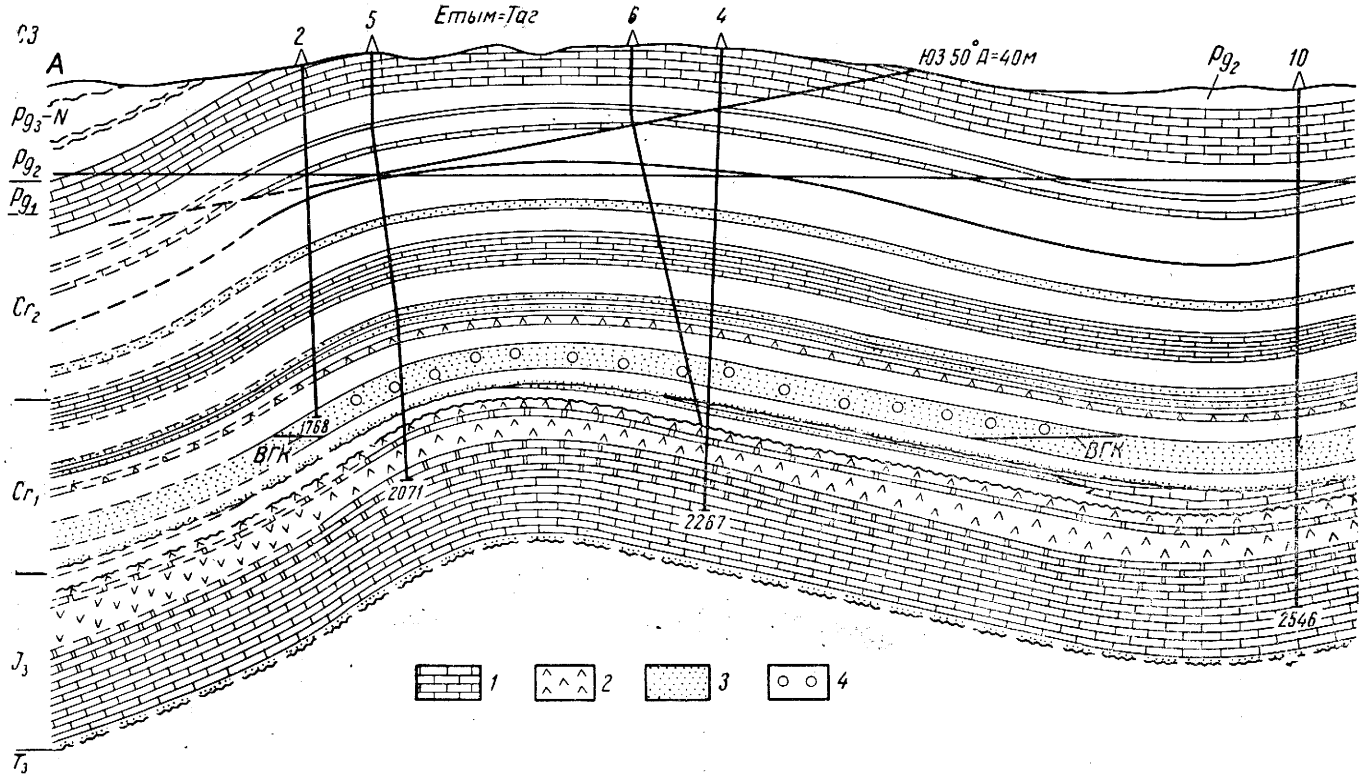


Рис. 180. Геологический разрез структуры Етым-Таг (по Ю. М. Малиновскому).

1 — известняки; *2* — гипсы; *3* — песчаники; *4* — газ.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения нефти и газа выражены сравнительно пологими, иногда удлиненными брахиантиклиналями.

Выявленные притоки нефти и газа связаны во всех случаях с пластовыми сводовыми залежами.

Месторождение Етым-Таг представляет пологую слабо асимметричную брахиантиклиналь размерами 8 × 4,5 *км*, выраженную в рельефе небольшой возвышенностью с максимальной абсолютной отметкой 660 *м*. Углы падения слоев южного крыла 14—18°, северного 8—15°. Крылья имеют небольшие вторичные гофрировки. Амплитуда поднятия достигает 250 *м* (рис. 180).

Месторождение Ходжа-Гугердаг выражено слабо асимметричной брахиантиклиналью размерами 9 × 5 *км*. Морфологически ей соответствует небольшое поднятие с максимальной высотой 604,1 *м*. Углы падения слоев 5—10° на северном и до 15° на южном крыльях. Оба крыла гофрированы. Амплитуда поднятия около 200 *м*.

Месторождение Ходжа-Булан представляет резко асимметричную удлиненную антиклиналь, выраженную в рельефе валообразной грядой широтного простирания. Размеры брахиантиклинали 17 × 2,5 *км*. Углы падения 40—50° на северном и 8—10° на южном крыльях. Присводовая часть южного крыла осложнена флексурообразным перегибом и небольшим нарушением. Амплитуда поднятия 300—350 *м*.

Месторождение Ангот — относительно пологая асимметричная брахиантиклиналь протяженностью 12 *км* и шириной 6,5 *км*. Падения слоев на крыльях 10—12° и 30—40°, более крутое южное крыло. Амплитуда поднятия 350—400 *м*.

ЛИТЕРАТУРА

Браташ В. И., Егупов С. В., Печников В. В., Шеломенцев А. И. Новые данные по геологии и нефтегазоносности юго-восточного обрамления Туранской плиты. Сб. «Тектоника Туркмении и сопредельных территорий». Изд-во «Наука», 1966.

Калинин С. И. Геотектоническое районирование Индии, Пакистана и Афганистана в связи с их нефтегазоносностью. Труды ВНИГНИ, вып. XLII, 1964.

Кравченко К. Н., Чепов Ю. П. О геологических условиях распространения известных и возможных скоплений нефти и газа в Афгано-Таджикском нефтегазоносном бассейне. ГОСИНТИ, 1961.

Широков В. Я. Основные черты региональной тектоники Афгано-Таджикской депрессии. Сб. «Вопросы геологического строения и перспектив нефтегазоносности Таджикистана», вып. 1, «ИРФОН», 1965.

§ 4. ИНДИЯ

Нефтяные и газовые месторождения находятся в северо-восточной части штата Ассам и на западе страны у Камбейского залива. Приурочены к Ассамскому, Бенгальскому и Камбейскому нефтегазоносным бассейнам (рис. 181).

Важнейшие события в истории поисков нефти и газа, предшествующие второй мировой войне, могут быть суммированы следующим образом. В 1867 г. — бурение первых скважин с целью поисков нефти в районе Маргерита на площади Макум-Намданг (верхний ассам), где выходы нефти на поверхность отмечались еще в начале XIX в. Попытки обнаружить здесь промышленные залежи предпринимались неоднократно до 1949 г., но оказались безуспешными. Лишь в нескольких скважинах удалось получить небольшие притоки нефти. В 1889 г. — начало поискового бурения в районе Дигбой, характеризующемся многочисленными естествен-

ными нефтепроявлениями. 1890 г. — открытие первого нефтяного месторождения Дигбой и начало его эксплуатации (добыча длительное время была незначительной). 1915 г. — открытие месторождения Бадарпур в долине Сурма; скважина-открывательница заложена на основании поверхностных нефтепроявлений. 1921 г. — начата интенсивная промышленная разведка месторождения Дигбой; в последующие годы выявлены новые глубоко залегающие высокопродуктивные горизонты, расширена площадь месторождения. 1933 г. — закончена эксплуатация месторождения Бадарпур ввиду его истощения; суммарная добыча за 18 лет составила 321 тыс. *т*. 1934 г. — добыча на месторождении Дигбой достигла 250 тыс. *т/год*. 1937 г. — первые геофизические исследования (гравиразведка и сейсморазведка) проводятся в долине р. Брахмапутра с целью выявления поднятий, погребенных под аллювиальным чехлом.

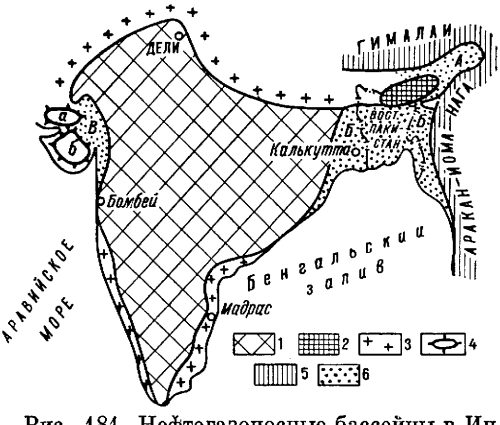


Рис. 181. Нефтегазоносные бассейны в Индии (по К. Н. Кравченко, 1965).

1 — Индостанский щит; *2* — обособленный выступ докембрийского фундамента Индостанской платформы — плато Шиллонг; *3* — склоны Индостанской платформы; *4* — крупные платформенные поднятия: *а* — Кач, *б* — Катхиавар; *5* — складчатые сооружения Альпийско-Гималайского пояса; *6* — нефтегазоносные бассейны: *А* — Ассамский, *Б* — Бенгальский, *В* — Камбейский.

В первые послевоенные годы в Ассаме осуществлялось бурение поисковых скважин на ряде антиклиналей, установленных геологической съемкой в западной зоне Нага. Доразведка месторождения Дигбой позволила к 1950 г. существенно расширить его площадь в восточном направлении. Наряду с этим возобновились геофизические исследования в долине р. Брахмапутра, где сейсморазведкой было установлено несколько погребенных поднятий. В 1953 г. последовало открытие месторождения Нахоркатиа, связанного с одним из таких поднятий. С 1955 г. после создания Национальной комиссии по нефти и природному газу фронт поисковых работ в стране стал значительно расширяться. Бурением и комплексными геофизическими исследованиями охватываются обширные территории Западного Бенгала, Раджастхана, Пенджаба, побережья Индостанского полуострова. Важнейшими результатами поисков, начиная с 1956 г., являются следующие.

1. Открытие в Ассамском бассейне с помощью геофизических методов нескольких месторождений: Моран (1956) *, Рудрасагар (1961) *, Лаква (1963) * и др.

2. Установление промышленной нефтегазоносности бассейна Камбей. На его территории еще в 1921 г. несколько скважин, пробуренных на воду около Барода, дали небольшие притоки газа и нефти. Позже природный газ был получен в водной скважине у Гога. Результаты начатой в 50-е годы сейсморазведки позволили наметить ряд погребенных поднятий, на которых были заложены поисковые скважины. В 1958 г. в бассейне открыто газовое месторождение Камбей, в 1960 г. — крупнейшее в Индии нефтяное месторождение Анклешвар и в 1961 г. — газонефтяное месторождение Калол. При бурении на некоторых других погребенных поднятиях получены значительные притоки нефти и газа.

В настоящее время достоверные запасы нефти в стране составляют около 70 млн. *т* и газа — 14 млрд. $м^3$.

АССАМСКИЙ БАССЕЙН

Приурочен к небольшой межгорной впадине в долине р. Брахмапутра. С севера и юго-востока обрамлен надвинутыми на впадину складчатыми сооружениями Альпийско-Гималайского пояса — Восточными Гималаями и надвигом Нага (рис. 182); фронтальные элементы этих складчатых сооружений входят в состав бассейна. На юго-западе он ограничен выступом Индийского щита — плато Шиллонг, сложенным докембрийскими кристаллическими образованиями. В средней, основной части

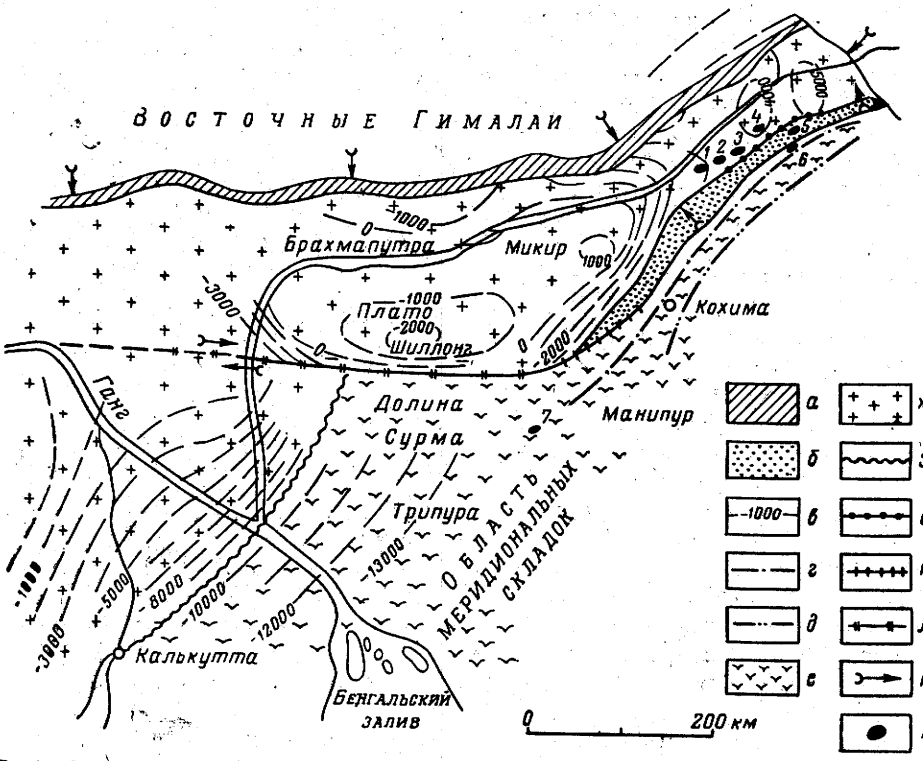


Рис. 182. Тектоническая схема Восточной Индии (по Л. Матуру и П. Эвансу, 1964).

а — передовой Гималайский надвиг; *б* — юго-восточная зона надвигов; *в* — схематические изогипсы фундамента; *г* — ось синклинория Кохима; *д* — ось синклинория Патканы; *е* — геосинклинальные формации; *ж* — платформенные формации; *з* — условная граница геосинклинальных и платформенных формаций; *и* — надвиг Нага; *к* — надвиг Дизанг; *л* — сдвиг Даука; *м* — направление смещения; *н* — месторождения: *1* — Рудрасагар, *2* — Лаква, *3* — Моран, *4* — Нахоркатия, *5* — Дигбой, *6* — Макум-Намданг, *7* — Бадарпур.

бассейна располагается погребенный выступ фундамента, являющийся северо-восточным погружением плато Шиллонг. В пределах этого выступа осадочный чехол представлен полого наклоненными или горизонтально залегающими платформенными образованиями кайнозоя. Фундамент разбит системой пересекающихся сбросов, в различной степени проникающих в осадочный чехол. Западная часть надвига Нага, входящая в состав Ассамского бассейна, представляет систему надвинутых чешуй, слагаемых геосинклинальными фациями палеогена — неогена. Стратиграфические разрезы средней части бассейна в долине р. Брахмапутра и юго-восточной его части — западной зоны надвига Нага — приведены в табл. 136. Сведения о нефтегазоносности бассейна (в пределах Индии) даны в табл. 137. Характеристика месторождений по структурным формам приведена в табл. 141.

Таблица 136

Литолого-стратиграфический разрез отложений средней (I) и юго-восточной (II) частей Ассамского бассейна

Система	Отдел	Серия	Литологический состав. Мощность, м	
			I	II
Четвертичная			Рыхлые конгломераты, пески, глины	Рыхлые конгломераты, пески, глины
		Несогласие		
Неоген	Плиоцен	Дихинг	Свита декиаджули: пески, конгломераты, прослои лигнита. 1800	Конгломераты, пески, глины. Не менее 900
		Несогласие		
	Плиоцен — верхний миоцен	Дупи тила	Свита намсанг: пестроцветные глины, песчаники, многочисленные прослои конгломератов, линзы лигнитов. 600	800
		Несогласие		
	Миоцен нижний и средний	Типам	Свита глин гируджан: голубовато-серые и пестроцветные глины с редкими прослоями песчаников 600	1800
			Свита песчаников типам: Песчаники с прослоями глин. 900	Песчаники с редкими пачками пестроцветных глин. 2300
		Сурма	Глины, песчаники, редкие горизонты конгломератов. 200	Аргиллиты, песчаники, конгломераты. 900
		Несогласие		
Палеоген	Олигоцен	Барайл	Грубозернистые ожелезненные песчаники, местами с прослоями известковистых глин. 1200	Свита тикак парбат: песчаники, аргиллиты, в основании мощные пласты угля. 600 Свита бараголай: песчаники, аргиллиты, тонкие прослои угля. 3300 Свита наогаон: плотные слоистые песчаники с прослоями аргиллитов. 2200
	Эоцен — палеоцен		Серия джаинтия: свита копили: известняки, песчаники, глины, прослои угля. 500; свита силхет: известняки, песчаники с редкими линзами угля. 500; свита террия: песчаники, известняки. 100	Серия дизанг: темно-серые аргиллиты с тонкими прослоями песчаников. >3000

БЕНГАЛЬСКИЙ БАССЕЙН

Связан с обширной впадиной, занимающей восточный склон Индостанской платформы и краевой прогиб перед альпийским складчатым сооружением Аракан-Йома, простирающимся меридионально и обрамляющим бассейн с востока. Средняя его часть находится на территории Восточного Пакистана. В пределах восточного борта бассейна развита мощная толща кайнозойских отложений, подстилаемых породами мелового возраста (табл. 137). Кайнозойский комплекс смят в систему складок, простирающихся с северо-востока на юго-запад. В области его развития выделяются узкие высокие антиклинали, как правило, осложненные разрывами и разделенные широкими симметричными синклиналями.

Сведения о нефтегазоносности бассейна (в пределах Индии) приведены в табл. 138.

Таблица 137

Литолого-стратиграфический разрез отложений Бенгальского бассейна (долина Сурма)

Система	Отдел	Серия	Свита	Литологический состав. Мощность, *м*
Четвертичная				Галечники, пески, глины
		Несогласие		
Неоген	Плиоцен	Дихинг		Конгломераты, песчаники, глины, не менее 400
		Несогласие		
	Плиоцен—миоцен верхний	Дупи тила	Верхняя дупи тила	Мощные пачки пестроцветных глин, прослои пестроцветных песчаников и песков с галькой. 2800
			Нижняя дупи тила	Песчаники грубозернистые с прослоями глин. 500
		Несогласие		
	Миоцен нижний—средний	Типам	Глины гируджан	Глины серые и пестроцветные с прослоями песчаников. 1500
			Песчаники типам	Песчаники массивные, грубозернистые, с редкими пачками глин. 2600
		Сурма	Бока билл	Аргиллиты и песчанистые аргиллиты с прослоями грубозернистых песчаников. 1500
			Бхубан	Аргиллиты, песчаники, в низах прослои конгломератов. 4000

Продолжение табл. 137

Система	Отдел	Серия	Свита	Литологический состав. Мощность, *м*
Несогласие				
Палеоген	Олигоцен	Барайл	Рэнджи	Песчаники с подчиненными им аргиллитами. 1000
			Дженам	Песчаники и аргиллиты. 1200
			Лайсонг	Плотные слоистые песчаники с прослоями аргиллитов. 2400
	Эоцен—палеоцен	Дизанг		Темно-серые аргиллиты с тонкими прослоями песчаников. >1500
Мел			Лангпар	Песчаники грубозернистые, массивные, иногда глауконитовые
			Махадео	

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения Ассамского и Бенгальского бассейнов связаны с крупными антиклиналями и пологими отраженными платформенными поднятиями (табл. 139).

К антиклиналям приурочены месторождения внутреннего борта Бенгальского бассейна (Бадарпур) и зоны передовых надвигов Нага Ассамского бассейна. Антиклинали осложнены надвигами. Типичным является месторождение Дигбой (рис. 183). Оно приурочено к асимметричной брахиантиклинали до 16 *км* длиной и около 2 *км* шириной, ось которой простирается с запада-северо-запада на восток-юго-восток. На северном крыле углы падения достигают 80—90°, на южном изменяются от 60° в районе западной периклинали до 30—40° в районе восточной периклинали. Шарнир круто погружен в западном направлении и очень полого в восточном. Осевая поверхность складки наклонена на юго-восток под углами 60—85°. Глубина залегания поверхности надвига Нага под сводом складки около 600 *м*, а на юго-восточной окраине месторождения примерно 2600 *м*. Надвинутая часть складки рассечена очень немногочисленными мелкими разрывами. Остаточные извлекаемые запасы по некоторым данным достигают 5 млн. *т*. Месторождение Бадарпур связано с небольшой брахискладкой площадью по обнажающимся в своде слоям нижней подсвиты бхубан 6 *км*^{2}. Складка рассечена взбросо-надвигом, падающим на северо-запад, по которому сводовая часть и западное крыло (с углом падения пластов до 50°) смещены на юго-восток. Месторождение Макум-Намданг приурочено к пологой моноклинали, представляющей перемещенное по надвигу крыло складки, срезанной разрывом над осевой поверхностью.

Все залежи на охарактеризованных месторождениях пластовые. Большинство являются пластовыми сводовыми (Дигбой, Бадарпур).

К пологим отраженным платформенным поднятиям относятся месторождения долины р. Брахмапутра. Поднятия погребены под аллювиальным чехлом и в различной степени разбиты сбросами на блоки. Наиболее

Таблица 138

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений Ассамского и Бенгальского бассейнов

Месторождение, год открытия	Возраст	Наименование	Литологический состав; мощность, *м*	Глубина залегания кровли, *м*	Среднесуточный дебит нефти в скважинах, *т*	Состав залежи (плотность, *г/см³*; содержание, %)	Средняя суточная добыча в 1-й половине 1964 г., *т*	Суммарная добыча к 1/VI 1964, *т*	Количество действующих скважин в 1964 г.
Бадарпур, 1915	Средний — нижний миоцен	Серия сурма, свита бхубан	12 песчаных горизонтов	500		0,92—0,97	—	320 000	—
Дигбой [1], 1890		Серия и свита типам [1]	Песчаники: 24 горизонта, разделенных прослоями глин на 4 пачки: нахор, 75; верхний дигбой [2], 75; средний дигбой, 210; базальный дигбой, 60	900—1200	5—10	0,840; с парафиновым и асфальтовым основанием	Западная площадь 140	6 800 000	6 фонтанных, 70 насосных
							Восточная площадь 400	1 600 000	35 фонтанных
Лаква, 1963			Песчаники	—				—	—
Нахоркатия, 1953	Олигоцен	Серия барайл	»	2850	~ 20	0,855; парафина 8—11,5	2560	3 200 000	127 фонтанных
Моран, 1956			»	3300		0,845—0,860; парафина 8	—	2 000	—
Рудрасагар, 1961			»	3100	20—30	Высокое содержание парафина и асфальта	—	—	—
Макум-Намданг		Свита бараголай	»	—	—	—	—	400	—

[1] В восточной части месторождения небольшие залежи обнаружены в песчаниках серии сурма. [2] Пористость песчаников дигбой 10—16%; проницаемость 10—140 *мд*.

крупным из таких месторождений является Нахоркатия, структурно представляющее поднятие, разбитое на блоки двумя системами сбросов, простирающихся в западно-юго-западном и северо-северо-восточном направ-

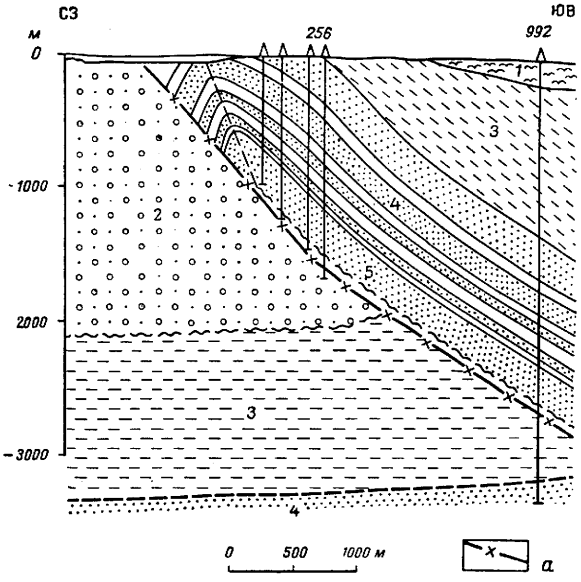


Рис. 183. Разрез месторождения Дигбой (по Л. Матуру и П. Эвансу).

1 — четвертичные образования; *2* — слои декиаджули; *3* — глины гируджан; *4* — песчаники типам; *5* — серия барайл. *а* — надвиг Нага.

влениях (рис. 184). Менее значительны по размерам месторождения Моран и Рудрасагар. На месторождении Моран пробурена самая глубокая скважина на юго-востоке Азии (4188 *м*). Извлекаемые запасы нефти месторождений Нахоркатия и Моран оцениваются от 35 до 45 млн. *т*. Месторо-

Таблица 139

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа нефтегазоносных бассейнов Индии

Структурные формы	Типы залежей		Месторождения
Антиклинальные складки, срезанные надвигами	Пластовые	Сводовые	Дигбой, Бадарпур
		Литологически экранированные	Макум-Намданг
Отраженные штамповые складки		Сводовые	Нахоркатия, Моран
		Разбитые на блоки	Рудрасагар, Лаква
Надразломные и приразломные складки		Сводовые	Анклешвар
		Часто разбитые на блоки	Камбей, Калол

ждения долины Брахмапутры заключают пластовые сводовые залежи, иногда разбитые на блоки. Структурные формы месторождений и типы залежей охарактеризованы в табл. 139.

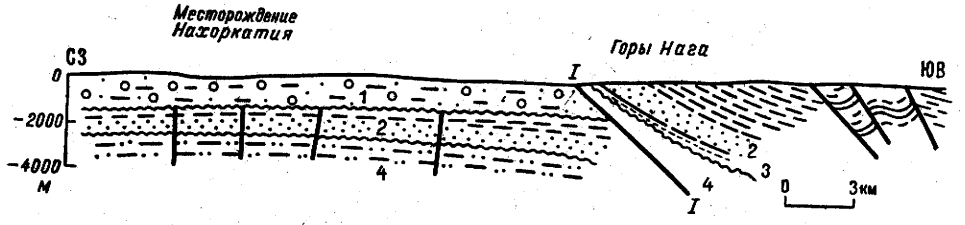


Рис. 184. Разрез месторождения Нахоркатия (по Б. Мартинйсу, 1961).

1 — дихинг; *2* — типам; *3* — сурма; *4* — барайл; *I* — надвиг Нага.

КАМБЕЙСКИЙ БАССЕЙН

Связан с грабеном в теле докембрийской Индостанской платформы. Выполнен толщей эффузивов и осадочных пород от мелового до четвертичного возраста. Наиболее широко представлены песчано-глинистые, иногда угленосные отложения эоцена и миоцена (табл. 140). Мощность осадоч-

Таблица 140

Литолого-стратиграфический разрез отложений Камбейского бассейна

Система	Отдел	Литологический состав. Мощность, *м*
Четвертичная		Глины, пески, алевролиты, гравелиты. До 700
Неоген	Плиоцен	
	Миоцен	Глины, песчаники, на окраине бассейна местами углистые прослои. До 900
	Несогласие	
Палеоген	Олигоцен	Глины, песчаники; на юге в верхней части прослои известняков. 160
	Эоцен	Глины, алевролиты с прослоями локальных песчаников и известняков; в верхней части углистые прослои. До 1000
	Несогласие	
—?—	Палеоцен или верхний мел	Деканские траппы; базальты, местами перекрытые латеритами, глинами, туфами. На юге до 1000
	Несогласие	
Мел	Верхний	Известняки, мергели
	Нижний	Континентальные песчаники

~300; обнажены на бортах; во впадине бурением не вскрыты

ного постплиоценового комплекса, перекрывающего деканские траппы, в отдельных участках превышает 2000 *м*. В бассейне имеется ряд крупных сбросов. Один из них проходит в долине р. Нарбада с восток-северо-востока на запад-юго-запад. Система сбросов, выявленная севернее р. Махисагар, имеет субмеридиональное простирание, параллельное продольной оси бассейна. С этими сбросами связаны различные по размерам

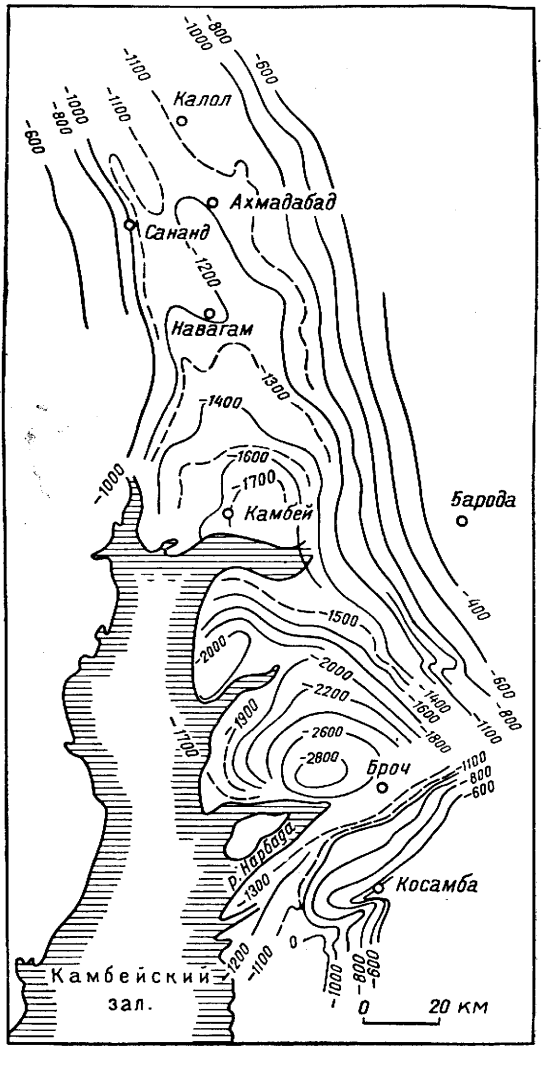


Рис. 185. Структурная карта кровли отложений эоцена, развитых в бассейне Камбей (по L. P. Mathur и P. Evans).

надразломные и приразломные поднятия платформенного типа (рис. 185). К последним приурочены месторождения Анклешвар, Камбей и Калол. Сведения о них приводятся в табл. 141.

Месторождение Анклешвар структурно представляет асимметричную брахиантиклиналь субширотного простирания (рис. 186). На более пологом северном крыле углы падения не превышают 8—9°, на южном возрастают до 16—18°. Длина и ширина складки соответственно равны 15 и 4 *км*. Режим залежей смешанный — водонапорный и газонапорный. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 35 млн. *т*. Месторождение Камбей (рис. 187) связано с пологой складкой, в пределах которой выделяется несколько замкнутых локальных поднятий. Разбито сбросами на несколько

Таблица 141

Характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений бассейна Камбей

Месторождение, год открытия	Возраст	Наименование	Литологический состав	Коллекторские свойства: пористость, %	Коллекторские свойства: проницаемость, мд	Мощность, м	Глубина залегания, м	Количество действующих скважин в 1964 г.	Примечание
Анклешвар, 1960	Эоцен	Нижний комплекс — притоки нефти в отдельных скважинах	Алевролиты					80 (все фонтанные)	Давление насыщения в горизонтах S_1, S_2, S_{3+4} — 116 *ат*; газовый фактор ($м^3/м^3$): S_1 — 150, S_2 — 148, S_{3+4} — 130; средний коэффициент начальной нефтенасыщенности этих горизонтов 0,75, коэффициент нефтеотдачи 0,60 Добыча нефти по месторождению в *т*: среднесуточная в 1-й половине 1964 г. — 2700; суммарная к 1/VI 1964 г. — 1,4 млн.
		Средний комплекс — основной продуктивный: горизонт S_0 — нефтеносен в восточной части месторождения; горизонты S_1, S_2, S_{3+4} — залежи нефти с газовой шапкой:	Кварцевые песчаники среднезернистые, среднеотсортированные; глинистая фракция 5%; карбонатность 4%			(S_0) 15,0			
		S_1		9,5	300	11,3	1180		
		S_2		20,5	680	12,6	1190		
		S_{3+4}		20,1	900	18,9	1200		
		Верхний комплекс. Притоки нефти в отдельных скважинах	Песчаники						
Камбей, 1958	Эоцен	4 горизонта. Притоки нефти и газа	Глинистые известняки, алевролиты					> 30	Плотность 0,863 *г/см³*; среднесуточный дебит 80 — 300? тыс. $м^3$/*сутки*
	Олигоцен	2 горизонта. Один маломощный нефтеносный; другой заключает залежь газа	Песчаники						
	Миоцен	Притоки газа в нескольких скважинах							
Калол, 1961	Эоцен	5 продуктивных горизонтов; 2 верхних газоносны, 3 нижних нефтеносны	Сверху вниз: 1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — алевролит; 4 и 5 — углистые алевролиты						Пробурены газовые и 3 нефтяные скважины. Месторождение не эксплуатируется

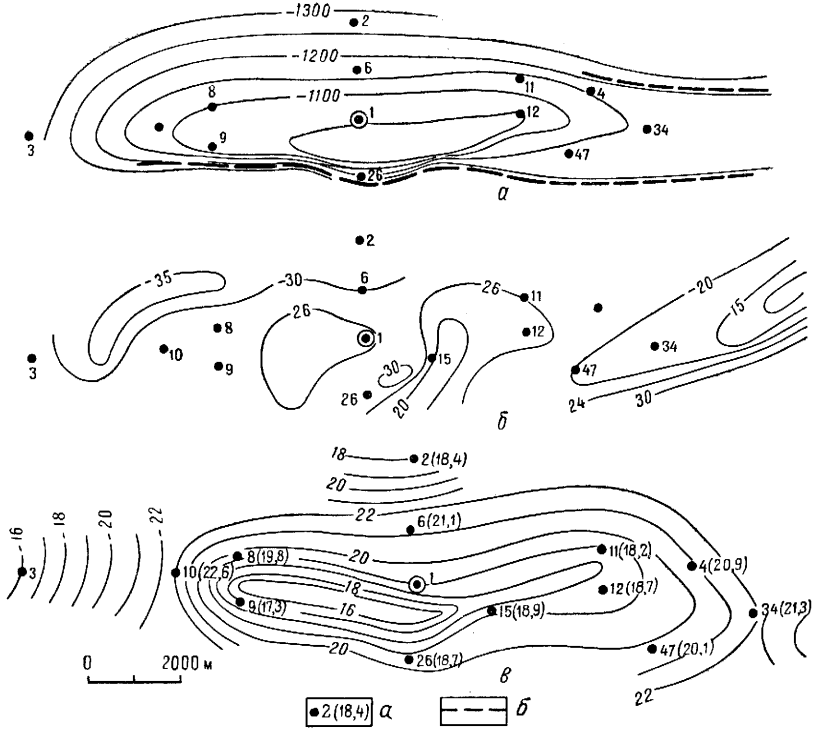


Рис. 186. Структурная карта кровли песчаных горизонтов S_{3+4} (*а*), изолинии мощности (в метрах) песчаных горизонтов S_{3+4} (*б*), изолинии пористости пластов S_{3+4} (по данным Г. И. Покровской, П. Р. Синха и В. М. Кукушкина, (*в*) месторождения Анклешвар.

а — скважина, ее номер, в скобках — значение пористости коллектора в %; *б* — граница залежи.

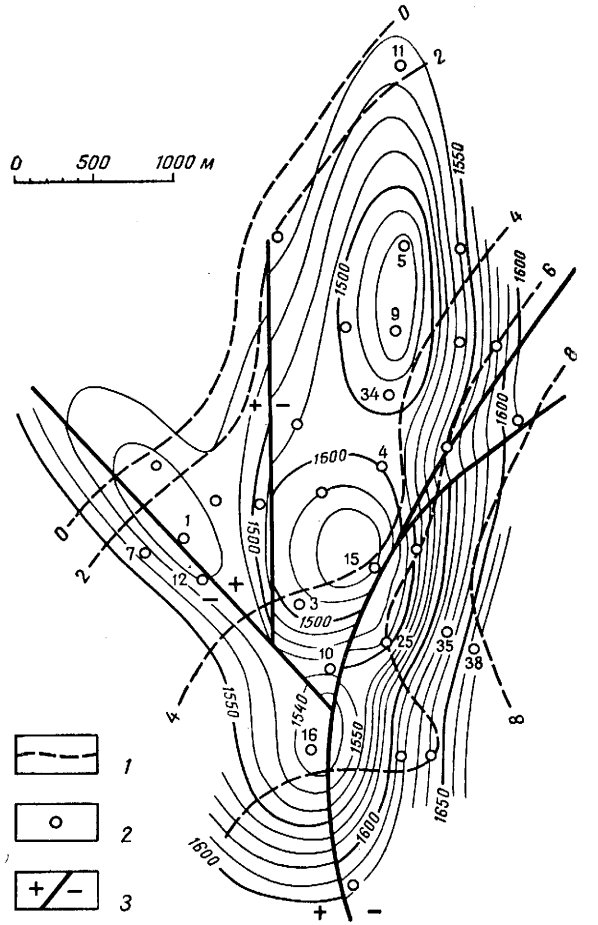


Рис. 187. Структурная карта подошвы второго олигоценового песчаного горизонта месторождения Камбей.

1 — эффективная мощность второго олигоценового песчаника в *м*; *2* — скважины; *3* — знак плюс — поднятый блок, знак минус — опущенный блок.

блоков. Длина складки около 8 *км*, ширина 1,8—4,4 *км*. Содержит крупные залежи газа и одну залежь нефти. Последняя заключена в весьма маломощном песчаном горизонте и не может рассматриваться как объект промышленной эксплуатации. Добыча газа планируется на уровне 1 млн. *м*^{3}*/сутки*. Месторождение Калол приурочено к пологому куполовидному поднятию, удлиненному в северо-восточном направлении и разбитому продольным сбросом. Здесь ведется предварительная разведка. При бурении ряда поисковых скважин на поднятиях и структурных носах, выявленных в результате сейсморазведки, получены притоки нефти и газа из эоценовых и миоценовых отложений.

ЛИТЕРАТУРА

Калинин Н. А. Основные проблемы нефти Индии. Изд-во «Недра», 1966.
Оленин В. Б. Поиски нефти в Индии. Геология нефти, № 2, 1957.
Evans P., Mathur L. P. Oil in India. A review, prepared by the staffs of the ONGC, the Assam Oil Co Ltd, and Oil India Ltd. New-Delhi, 1964.

---

§ 5. ПАКИСТАН

На территории Пакистана установлены промышленно нефтегазоносные области — Потварская нефтеносная и Саккарская газоносная в Западном Пакистане и Сурминская газоносная в Восточном Пакистане (рис. 188, 191). Западная и Восточная провинции Пакистана разделены индийской территорией, бóльшая часть которой располагается на древнем докембрийском Индостанском щите. Восточный Пакистан представляет как бы зеркальное отображение Западного. В направлении от индийских границ в обеих провинциях наблюдается переход от Индостанского щита к относительно погруженным склонам Индостанской платформы, краевым прогибам и, наконец, к молодым складчатым сооружениям, входящим в состав южной ветви Альпийско-Гималайского складчатого пояса.

Поиски нефти начаты в 1868 г., когда была пробурена скважина близ нефтепроявления Кундал в округе Мианвали. Впервые незначительные притоки нефти получены в 1885 г. на антиклинали Хаттан. В 1915 г. скважина, заложенная компанией «Атток ойл» на антиклинали Хаур, привела к открытию первого нефтяного месторождения в Западном Пакистане. В 1935 г. обнаружено второе, наиболее крупное в Западном Пакистане нефтяное месторождение Дулиан, в результате чего удалось значительно повысить уровень добычи нефти. В это время геологические изыскания проводились силами двух нефтяных компаний: «Барма ойл» (ныне преобразованной в компанию «Пакистан петролеум лимитед») и «Атток ойл» («Пакистан ойл лимитед»). Значительная часть перспективных структур в обеих провинциях Пакистана была покрыта геологической съемкой, проводившейся главным образом компанией «Барма ойл». В 1944 г. первая нефть получена на месторождении Джойя-Мэйр, а в 1946 г. — на месторождении Балкассар. Важным переломным моментом в развитии нефтяной и газовой промышленности явилось открытие в 1952 г. крупного газового месторождения Суи, расположенного в Западном Пакистане севернее Саккара, привлекшее внимание ряда американских акционерных компаний. С 1954 по 1958 г. поисково-разведочные работы в стране начинают вести компании «Стандард вакуум» («Эссо»), «Хант», «Шелл», «Сан-ойл» и «Тайдуотер». Значительно возрастает объем геофизических и буровых работ. Результатом этих работ явилось открытие еще 12 газовых

месторождений: в Западном Пакистане — Зин (1954) *, Уч (1955) *, Хайрпур (1956) *, Мари (1957) *, Мазарани (1958) *, Кандхот (1959) * и в Восточном Пакистане — Силхет (1955) *, Чхатак (1959) *, Разидпур (1960) *, Каилас-Тила (1962) *, Титас (1962) * и Хабиганж (1963) *.

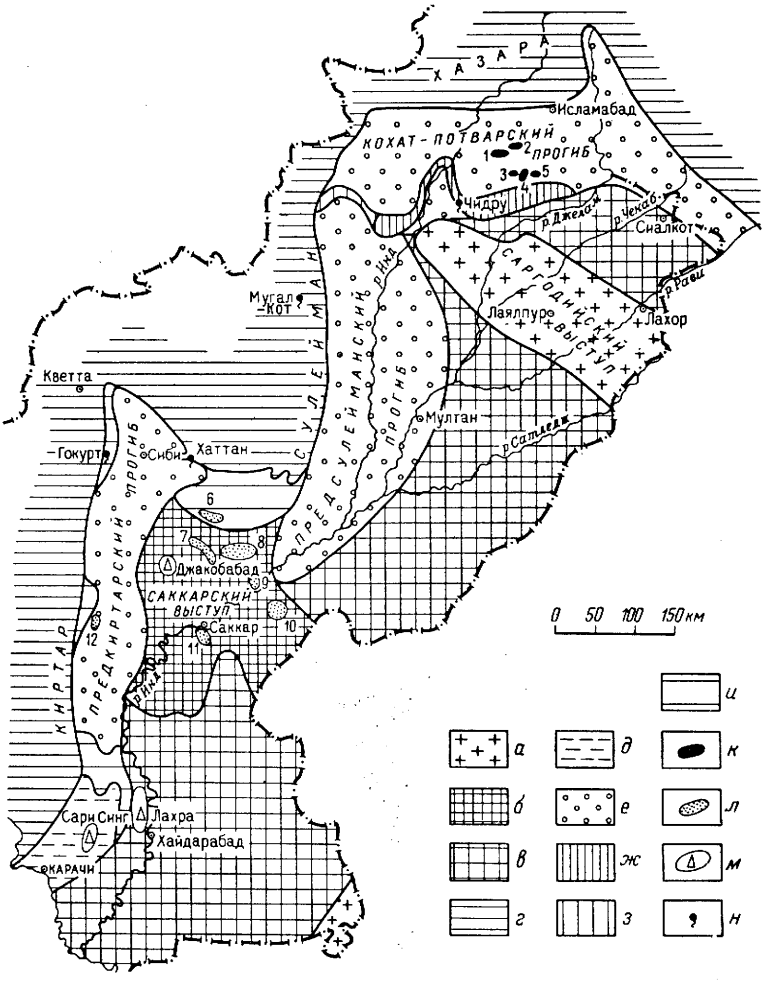


Рис. 188. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в Западном Пакистане.

а—в — Индостанская платформа: *а* — выступы щита, *б* — платформенные склоны, *в* — выступы на склонах платформы; *г* — альпийское складчатое сооружение; *д—и* — пояс краевых прогибов: *д* — краевые прогибы, наложенные на периклинальные окончания складчатых сооружений, *е* — краевые прогибы, *ж* — блоковые поднятия, сложенные палеозоем, мезозоем и палеогеном, ограничивающие краевые прогибы, *з* — седловины между краевыми прогибами в неогеновых молассах, *и* — внешние зоны склонов мегантиклиниориев и складчатые перемычки между краевыми прогибами; *к* — месторождения нефтяные: *1* — Дулиан, *2* — Хаур, *3* — Карсал, *4* — Балкассар, *5* — Джойя-Моэйр; *л* — газовые: *6* — Зин, *7* — Уч, *8* — Суи, *9* — Кандхот, *10* — Мари, *11* — Хайрпур; *м* — притоки газа в скважинах; *н* — естественные нефтепроявления.

В районе Потвара в 1959 г. обнаружено небольшое нефтяное месторождение Карсал, а в 1960 г. получена нефть из юрских отложений на месторождении Дулиан. В 1961 г. подписано советско-пакистанское соглашение о сотрудничестве в области поисков нефти и газа в Пакистане. Корпорация по развитию нефтяных и газовых ресурсов, работающая при консультации советских специалистов, выполнила большой объем геологических и геофизических работ в различных районах Западного и Восточного

Пакистана. В двух первых разведочных скважинах, пробуренных на структуре Джалди в Восточном Пакистане и Сари Синг близ г. Карачи в Западном Пакистане, получены притоки газа.

ЗАПАДНЫЙ ПАКИСТАН

Вдоль западной и северной окраин Западного Пакистана протягивается альпийское складчатое сооружение, образующее западное крыло гигантской дуги, которую описывает южная ветвь Альпийско-Гималайского пояса, огибая Индостанский щит. Преобладающее простирание структур здесь субмеридиональное, сменяющееся на субширотное на западе и севере в местах сочленения южной ветви с системами Загроса и Гималаев. Наиболее поднята северная часть ветви, где в ядре складчатого сооружения Хазара (см. рис. 188) обнажаются палеозойские и докембрийские отложения. В южном направлении складчатое сооружение постепенно погружается.

Нефтяные и газовые месторождения приурочены к краевым прогибам и прилегающим к ним западным склонам Индостанской платформы. Выделяются три краевых прогиба, выполненных мощной неогеновой молассой; Кохат-Потварский, расположенный между Хазарским складчатым сооружением и Соляным кряжем, Предсулейманский и Предкиртарский.

Нефтяные месторождения Кохат-Потварского краевого прогиба приурочены к восточной его половине, к собственно Потварскому прогибу, имеющему асимметричный поперечный профиль. Северный складчатый борт прогиба — Равалпиндийская область — характеризуется сложной изоклинально-чешуйчатой структурой. Западная часть южного борта прогиба имеет пологое платформенное строение; выделяются отдельные купола и структурные носы с углами наклона слоев на крыльях 1—5°, иногда несколько более. Восточная часть прогиба образована системой крупных гребневидных складок, сложенных породами неогена, с узкими сводами и крутыми крыльями. Аналогичные складки развиты вдоль южного края Северо-Потварской (Равалпиндийской) области. Южным ограничением Потварского прогиба служит мегаантиклиналь Соляного кряжа, представляющая крупный поднятый блок фундамента Индостанской платформы, осложненный складчатостью и разрывными нарушениями. Нефтяные месторождения небольшие, малопродуктивные. Дебит нефти колеблется от нескольких тонн до нескольких десятков *т/сутки*, иногда составляет 200 *т*. Средний суточный приток нефти на скважину достигает 50—70 *т*. Наиболее крупные месторождения — Дулиан и Балкассар, на долю которых приходится около 95% общей добычи нефти в Пакистане; в 1963 г. на них добыто 263 и 153 тыс. *т* соответственно. На остальных месторождениях в 1963 г. добыча нефти (в тыс. *т*) составила: на Джойя-Мэйр 12,5, на Карсал 2,7, на Хаур 0,3. Добыча попутного газа (в млн. $м^3$) в 1960 г. на месторождениях Потвара равнялась: на Дулиане 178, на Балкассаре 6,4, на Карсале 170, всего 185 млн. $м^3$.

Основные газовые месторождения Западного Пакистана приурочены к склону Индостанской платформы, к Саккарскому выступу. Саккарский выступ представляет область приподнятого залегания пород мезозоя и, вероятно, фундамента, служащую перемычкой между Предкиртарским и Предсулейманским краевыми прогибами. Относительное превышение выступа над прилегающими частями краевых прогибов по подошве кайнозойских отложений составляет около 2000 *м*. По мере перехода от поднятых частей платформенного склона к альпийской складчатой области характер структурных форм меняется: типично платформенные пологие купола изометрических очертаний Мари, Кандхот и др. переходят в более

четко выраженные брахиантиклинали Суи и, наконец, в узкие, линейно вытянутые складки Уч.

С Саккарским выступом связаны газовые месторождения Суи, Мари, Кандхот, Уч и Хайрпур. Небольшие залежи газа установлены на двух антиклиналях Зин и Мазарани, расположенных в смежных с Саккарским выступом складчатых областях. Месторождение Суи наиболее крупное в Пакистане; запасы газа оцениваются в 170 млрд. $м^3$. Запасы газа второго по величине месторождения Саккарской области Мари оцениваются в 140 млрд. $м^3$. Ресурсы остальных месторождений значительно меньше. Общие запасы газа Западного Пакистана в 1959 г. определялись в 250 млрд. $м^3$, в 1964 г. были выше 400 млрд. $м^3$. Эксплуатируется месторождение Суи. Суточная добыча газа здесь в первой половине 1964 г. достигла 3 млн. $м^3$, общая добыча в 1964 г. — 1320 млн. $м^3$.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносных областей и распределение в нем нефтегазоносности показаны в табл. 142.

Таблица 142

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Западного Пакистана

Система, отдел	Серия, *свита*	Литологический состав	Мощность, *м*
Неоген—плейстоцен	Сивалик	Потварская нефтеносная область Чередующиеся серые песчаники и красноватые глины, вверху конгломераты	3000—5000
	Марри	Часто переслаивающиеся пурпурно-красные песчаники и глины	1000—3000
Палеоген	*Нуммулитовые сланцы, известняки и сланцы, пестроцветные глины*	Зеленые, красные глины с подчиненными прослоями известняков	10—200
Эоцен	*Чоргали*	Серые, коричневые мергели, известняки, переслаивающиеся с глинами. На юге известняки бадрар	50—200
	Сакесар	Серые массивные известняки	100
	Наммал	Голубовато-серые мергели и глины	40—100
Палеоцен	*Патала*	Темно-серые глины; вверху на Дулиане прослой известняков верхний раникот	40—70
	Хайрабад	Серые узловатые известняки	10—50
	Дак-пасс	Темно-коричневые глины, песчаники	20

Продолжение табл. 142

Система, отдел	Серия, свита	Литологический состав	Мощность, м
Юра	*Пестроцветная*	Белесые, вишнево-красные песчаники, латериты, глины с прослоями охристых доломитов	150
Триас	*Кингриальские доломиты*	Желтоватые доломиты, светло-серые песчаники	50
	Кингриальские песчаники	Светло-серые, лиловатые песчаники	50
	Цератитовая	Зеленовато-серые глины с тонкими прослоями известняков и песчаников	100—200
Пермь, карбон	*Продуктусовая*	Серые массивные известняки, вверху и внизу переслаивающиеся с песчаниками и глинами	—
	Лавандовые глины	Черные, лиловатые глины	30—100
	Крапчатые песчаники	Лиловатые, белесые рыхлые песчаники	100—150
Кембрий	*Оливковая (эвридесмиевые и конуляриевые слои)*	Черные углистые сланцы, зеленовато-серые песчаники	20—50
	Конгломераты талчир	Конгломераты с галькой изверженных пород	0—60
	Соляные псевдоморфозы	Красные глины и алевролиты	100
	Магнезиальные песчаники	Доломитовые песчаники кремового цвета	20—75
	Необолусовые слои	Темно-серые слюдистые глины	40—60
	Пурпурные песчаники	Пурпурно-красные песчаники	150—200
Кембрий—докембрий	Пенджабская соленосная	Красные и белые гипсы, доломиты, мергели, соль	До 2000
		Саккарская газоносная область	
Плиоцен—плейстоцен	Сивалик	Чередующиеся песчаники и глины с прослоями конгломератов	500—600
Миоцен—олигоцен	*Гадж, нари*	Белые кварцевые пески, пестрые глины	50—150
Эоцен	*Киртар*	Две пачки белых массивных известняков: пир кох и хабиб рахи, разделенных пачками глин	300—500

Продолжение табл. 142

Система, отдел	Серия, *свита*	Литологический состав	Мощность, *м*
Эоцен	*Газидж* [1]	Зеленовато-серые глины с гипсом. В нижней части 50-метровая пачка верхнесуинских известняков	350—600
Палеоцен	*Главный известняк суи*	Белые мелоподобные фораминиферовые известняки	150—650
	Нижний раникот	Темные глины	0—250
Мел	*Паб (кварцевые песчаники)*	Плотные кварцевые песчаники	0—500
	Нишпа (мугалкот или орбитоидные известняки)	Вверху орбитоидные известняки, внизу глины	270—330
	Пар, гору, сембар	Темно-серые глины, мергели, вверху на севере пачка известняков (пар), внизу песчаники (сембар)	До 1300
Юра	Сулейман	Темно-серые массивные известняки	Более 1400

[1] Включает толщи нижних алебастровых глин и нодуляриевых известняков.

В Потварской нефтеносной области основными продуктивными горизонтами являются эоценовые известняки сакесар, бадрар и чоргали и палеоценовые известняки хайрабад (раникот). На месторождениях Балкассар, Джойя-Мэйр и Карсал из-за отсутствия глинистого раздела между палеогеновыми известняками нефтеносна лишь верхняя пачка известняков. На Дулиане нефтяная залежь установлена и в юрских песчаниках. Эффективная пористость песчаников 13—18%, проницаемость 75—100 *мд*. Небольшие притоки нефти получены из кембрийских песчаников на месторождении Джойя-Мэйр. На месторождении Хаур разрабатывались залежи в песчаниках неогена.

В Саккарской области главным газоносным горизонтом, с которым связано большинство залежей, является нижняя карбонатная пачка, так называемые главные известняки суи, относящиеся к палеоцену — эоцену. На месторождении Мари газоносны эоценовые известняки хабибрахи, относящиеся к верхней карбонатной пачке. Коллектором являются белые мелоподобные или тонкокристаллические, обычно рифовые известняки. Основная часть главного известняки суи на месторождении Суи характеризуется довольно высокой пористостью (4—32%); проницаемость в кернах колеблется от 0,1 до 23 *мд*; по промысловым данным средняя проницаемость 35 *мд*. В верхнем суинском известняке пористость колеблется от 1 до 20% (в среднем 8%), проницаемость — между 1—3 *мд*.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В Потварской нефтеносной области месторождения группируются вдоль двух антиклинальных зон, находящихся по обе стороны от оси Потварского прогиба. К северной зоне приурочены месторождения Хаур

и Дулиан. В южной зоне находятся месторождения Джойя-Мэйр, Балкассар и Карсал. Месторождения Хаур и Джойя-Мэйр связаны с довольно крутыми брахиантиклиналями, нарушенными продольными разрывами. Месторождение Дулиан приурочено к коробчатой брахиантиклинали с углами падения пластов на крыльях до 30°. Месторождения Балкассар и Карсал связаны с очень пологими куполами изометричных очертаний (углы падения до 3°). Преобладающий тип нефтяных залежей — пластовые сводовые в трещинных резервуарах. На месторождениях Хаур и Джойя-Мэйр залежи сводовые, частично тектонически экранированные.

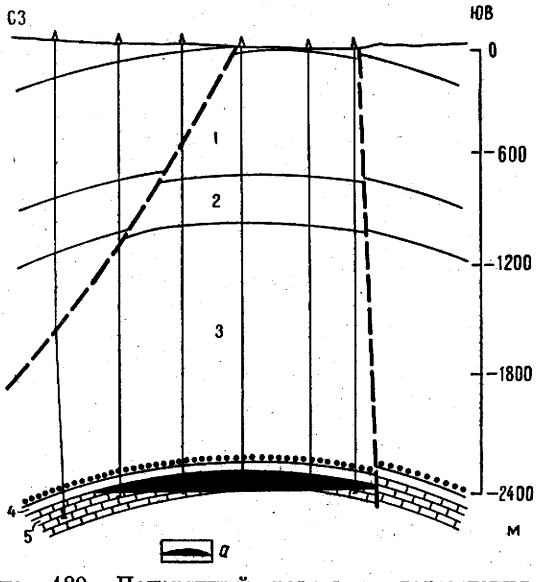


Рис. 189. Поперечный разрез месторождения Дулиан (по Е. С. Пинфолду).

1 — чинжи; *2* — камлиал; *3* — марри; *4* — нижний чхарат; *5* — слои чоргали и известняк лаки; *а* — нефтяная залежь.

В Саккарской области залежи газа в породах палеогена массивные, глубина их 600—1250 *м*; обычная высота 70—250 *м*.

Месторождение Дулиан (рис. 189) нефтяное. Приурочено к брахиантиклинали размером 25 × 12 *км*, высотой 450 *м*. Свод складки плоский, крылья некрутые, наклонены под углами 25—30°. Нефтяные залежи содержатся в палеогеновых известняках сакесар, хайрабад и верхний раникот, а также в юрских песчаниках, выклинивающихся в восточной части месторождения. Глубина залегания пород палеогена 2300—2600 *м*, юры 2700—3000 *м*. Размеры залежей достигают 9 × 25 *км*.

Месторождение Хаур нефтяное, ныне истощенное. Связано с крутой, нарушенной разрывами антиклиналью. Нефтеносны песчаники миоценовой серии марри и палеогеновые известняки. Залежи находятся на различных глубинах: от небольших до 1700 *м*.

Месторождение Балкассар нефтяное. Связано с плоским куполом размером 13 × 10 *км*, высотой 250—300 *м*. Нефтеносны эоценовые известняки сакесар и бадрар, залегающие на глубине 2400 *м*.

Месторождение Карсал нефтяное. Приурочено к небольшому, слабо замкнутому, очень пологому куполу высотой несколько десятков метров. Нефть добывается из известняков сакесар с глубины 3400 *м*.

Месторождение Джойя-Мэйр нефтяное. Приурочено к небольшой, нарушенной продольным разрывом антиклинали с умеренно крутыми крыльями. Нефть добывается из эоценовых известняков с глубины 2100 *м*, отличается высокой плотностью. Небольшие притоки нефти (3 *т/сутки*) получены также из кембрийских пурпурных песчаников.

Свойства нефтей отдельных месторождений приведены в табл. 143.

Месторождение Суи газовое (рис. 190). Приурочено к крупной брахиантиклинали размером 50 × 25 *км*, сложенной сиваликскими отложениями. Углы падения слоев на обоих крыльях 1—5°. Высота брахиантиклинали 750 *м*. Складка рассечена поперечным сбросом, по которому восточная половина антиклинали поднята относительно западной на 15—20 *м*. Газовые залежи приурочены к главному и верхнему известнякам суи,

Таблица 143

Характеристика нефтей Западного Пакистана

Месторождение	Горизонт	Плотность, г/см³	Содержание серы, %
Джойя-Мэйр	Палеоген	0,960	2,36
	Пурпурные песчаники	0,983	2,20
Балкассар	Бхадрар	0,865	0,84
	Сакесар	0,899	1,21
Карсал	Бхадрар, сакесар	0,914	0,92
Дулиан	Сакесар	0,856	0,42
	Раникот	0,783	0,06
Хаур	Марри (глубоко залегающий горизонт)	0,867	0,51

залегающим в своде на глубине 1250 и 1170 *м*. Мощность главного известняка суи достигает 660 *м*, верхнего суинского известняка 15—60 *м*. Высота газовой залежи в главном известняке 226 *м*, в верхнем более 146 *м*.

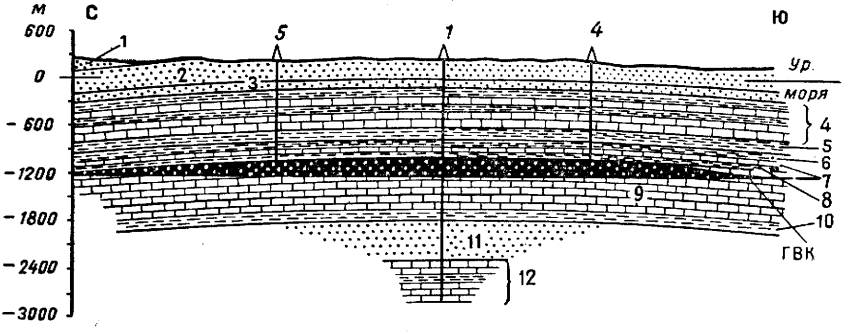


Рис. 190. Поперечный геологический разрез месторождения Суи (по Тейншу, Стрижеру и Азаду).

1, 2 — сивалик: *1* — средний, *2* — нижний; *3* — гадж, нари; *4* — киртар; *5* — нижние алебастровые глины; *6* — сланцы с нодуляриевыми известняками; *7* — верхний суинский известняк; *8* — глины газид; *9* — главный известняк суи; *10* — известняк и глины раникот; *11* — кварцевый песчаник; *12* — известняки и глины верхнего мела.

Месторождение Мари газовое. Связано с крупным, очень пологим куполом размером 30 × 45 *км*, на поверхности сложенным четвертичными осадками. Газоносны эоценовые известняки хабиб-рахи мощностью 100 *м*, залегающие на глубине 700 *м*. Высота газовой залежи 75 *м*, пластовое давление 80 *ат*. По запасам месторождение Мари близко к Суи, но газ здесь худшего качества (66% метана).

Месторождение Уч газовое. Приурочено к узкой антиклинали размером 40 × 6 *км*, сложенной сиваликскими (неогеновыми) отложениями. Южное

крыло значительно круче северного и, вероятно, рассечено разрывом. Высота антиклинали более 600 *м*. Газовая залежь в главных известняках суи залегает на глубине 1200 *м*, высота ее 260 *м*. Запасы газа оцениваются в 70 млрд. $м^3$, однако на долю углеводородов (метана) приходится лишь 27%.

Месторождение Хайрпур газовое. Находится в центральной части Саккарского выступа на крупном пологом куполе размером более 30 × × 30 *км*, высотой более 300 *м*. Газоносен главный известняк суи, залегающий на глубине 620 *м*. Высота залежи 40 *м*. Запасы газа 28 млрд. $м^3$. Газ содержит 70% CO_2.

Месторождение Зин газовое. Находится севернее Саккарского выступа. Размер антиклинали Зин 70 × 20 *км*. Она сложена эоценовыми известняками. Свод плоский, северное крыло пологое, южное крутое, осложнено флексурным изгибом. Газоносный горизонт — главный известняк суи — залегает на глубине 900 *м* близ уровня дренажа, вследствие чего пластовое давление оказывается очень низким (19,5 *ат*), а запасы газа небольшими (3 млрд. $м^3$). Дебит газа в скважине составил всего 85 тыс. $м^3$/*сутки*.

ВОСТОЧНЫЙ ПАКИСТАН

Бóльшая часть Восточного Пакистана относится к Бенгальскому краевому прогибу, на западе и севере ограниченному выступами Индостанской платформы, а на востоке примыкающему к альпийскому складчатому сооружению Аракан-Йома (рис. 191). Бенгальский краевой прогиб отчетливо разделяется на две части: западную, образованную глубоко погруженной, полого дислоцированной плитой, и восточную, образующую его складчатый борт. Господствующее простирание структур на складчатом борту северо-северо-западное, меняющееся на субширотное в склад-

Таблица 144

Литолого-стратиграфический разрез отложений Сурминской газоносной области

Отдел	Серия, *свита*	Литологический состав	Мощность, *м*
Неоген	Дупи тила	Пестрые пески, глины	300—350
	Гируджан	Пятнистые глины	100—200
	Типам	Охристые рыхлые песчаники	600—1000
	Бока-била	Серые глины, некрепкие песчаники	1000—1250
	Верхний бхубан	Часто чередующиеся крепкие песчаники и глины серого цвета	800—1000
	Средний бхубан	Серые глины с подчиненными пачками песчаников	500—600
	Нижний бхубан	Чередующиеся песчаники и глины	300
Олигоцен	Барайл	Глины и массивные песчаники	> 1000

ках, примыкающих к южному краю Шиллонгского массива. На востоке краевого прогиба преобладают узкие, крутые, нарушенные разрывами складки и антиклинальные чешуи, на западе — широкие коробчатые антиклинали. Осадочный комплекс Бенгальского краевого прогиба представлен мощными неоген-олигоценовыми терригенными отложениями (табл. 144).

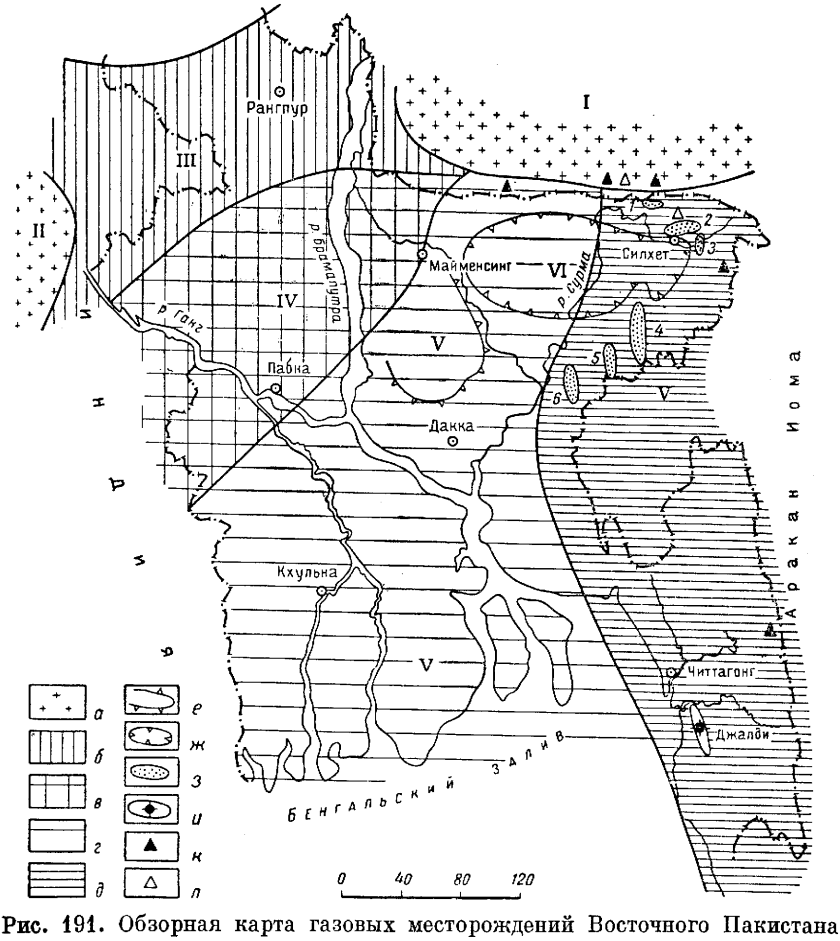


Рис. 191. Обзорная карта газовых месторождений Восточного Пакистана.

а—в — Индостанская платформа: *а* — щиты и массивы с породами докембрийского фундамента на поверхности, *б* — седловины с неглубоким залеганием докембрийского фундамента, *в* — склоны платформы; *г*, *д* — Бенгальский краевой прогиб: *г* — внешняя зона — погруженная плита, *д* — внутренняя зона — складчатый борт; *е*, *ж* — контуры тектонических элементов: *е* — положительных, *ж* — отрицательных; *з* — газовые месторождения: *1* — Чхатак, *2* — Силхет, *3* — Каиластила, *4* — Разидпур, *5* — Хабиганж, *6* — Титас; *и* — притоки газа в скважине; *к* — естественные нефтепроявления; *л* — естественные газопроявления. *I* — Шиллонгский массив; *II* — Индостанский щит; *III* — Рангпурская седловина; *IV* — юго-восточный склон платформы; *V* — Бенгальский краевой прогиб; *VI* — Силхетский прогиб.

Газовые месторождения сосредоточены в северной части складчатого борта, в области Сурма и приурочены к структурам Силхет и Чхатак в северной тектонической зоне и Титас, Хабиганж, Разидпур, Каиласт-Тила в южной зоне. Газоносны песчаники свит бока била и верхний бхубан, залегающие на глубине соответственно 1200—1800 *м* и 2500—3000 *м*. Мощность коллекторских пачек 30—60 *м*. Коллекторские свойства песчаников свиты бока била высокие, свиты верхний бхубан — более низкие. Залежи пластовые, сводовые. Суммарные запасы газа в месторождениях Сурминской области в 1964 г. составляли в 110 млрд. $м^3$. Характеристика

газа отдельных месторождений приведена в табл. 145. Разрабатываются два месторождения — Силхет и Чхатак.

Таблица 145

Характеристика газов месторождений Пакистана

Месторождение	Горизонт	Глубина кровли, *м*	Пластовое давление, *ат*	Извлекаемые запасы, млрд. *м*³	Состав, %					
					CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}+ + высшие	N_2	CO_2
Суи	Главный известняк суи	1250	135	170	88,52	0,89	0,26	0,37	2,5	7,35
Зин		1890	19,5	3	46,1	0,4	0,15	0,15	8,5	44,7
Уч		1220	140	70	27,3	0,7	0,3	0,3	25,5	46,2
Хайрпур		610	67	20	12,2	0,2	0,1	—	16,9	70,6
Джакобабад		990	—	Небольшие	25,0	0,5	0,1	0,5	38,0	37,0
Кандхот		1320	135	5,6	79,2	1,1	0,2	0,4	16,6	2,5
Мазарани		1900	205	0,85	87,0	2,5	0,1	1,2	8,0	0,3
Мари	Хабибрахи	680	80	140	66,2	0,2	—	—	19,5	14,1
Силхет	Бока била	1100	135	8	95,4	2,7	0,3	0,8	0,37	0,48
Чхатак		1070	130	0,6	99,05	0,2	—	—	0,67	0,04
Разидпур		1230	—	21	99,6	0,08	0,01	0,10	0,31	0,05
Титас	Бхубан	3120	125	170?	96,8	1,8	0,5	0,2	0,2	Нет

Месторождение Силхет приурочено к крупной симметричной брахиантиклинали размером 25×7 *км*, сложенной свитой дупи тила. Крылья антиклинали наклонены под углами 25—30°. В присводовой части складки, отличающейся пологим залеганием слоев, выделяются два купола. Высота восточного купола 270 *м*. Газовые залежи приурочены к двум пачкам песчаников свиты бока била мощностью 50—60 *м*, залегающим на глубине 1200—1300 *м*. Коллекторские свойства песчаников высокие: пористость 25,5%, пластовое давление 135 *ат*. Высота залежей достигает 150 *м* (верхняя) и 50 *м* (нижняя). Из нижнего горизонта добывается конденсат в количестве 35 *м*³ на 1 млн. *м*³ газа. Запасы газа оцениваются в 8 млрд. *м*³.

Месторождение Чхатак связано с брахиантиклиналью длиной 19 *км*, нарушенной системой разрывов. Крылья складки наклонены под углами

30—35°. В свите бока била на глубине 1100 и 1200 *м* установлены два газоносных горизонта. Мощность продуктивных пачек 30 и 50 *м*. Пластовое давление около 130 *ат*. Попутно с газом извлекается очень небольшое количество конденсата. Притоки газа получены и из маломощных (5 *м*) прослоев песчаников свиты верхний бхубан на глубине 1600 *м*. Запасы газа составляют всего 0,6 млрд. $м^3$.

На месторождении Разидпур газоносны песчаники бока била и верхнего бхубана, залегающие на глубине 1200 и 2800 *м*. Запасы газа оцениваются в 21 млрд. $м^3$.

На месторождении Каилас-Тила газовые залежи вскрыты в свите бока била на глубине 3000 *м*. Газоносны те же горизонты, которые продуктивны на месторождении Силхет.

Месторождение Титас, открытое недавно, относится к числу наиболее крупных. Газ получен из двух горизонтов, залегающих на глубине 3000—3100 *м*. Дебит в нижнем горизонте составил 120 тыс. $м^3$/*сутки*, пластовое давление 125 *ат*. Из нижнего горизонта получено очень незначительное количество конденсата: 5 $м^3$ на 1 млн. $м^3$ газа. По запасам Титас не уступает месторождению Суи.

В районе Читтагонга на структуре Джалди в свитах бока била и верхний бхубан на глубине 360—900 *м* и более 2000 *м* установлено несколько газоносных пластов.

ЛИТЕРАТУРА

Кришнан М. С. Геология Индии и Бирмы. ИЛ, 1954.

A manual of geology of India and Burma (editor E. H. Pascoe). 3 ed. Delhi, 1950.

Ahmad Kazis. Natural gas in Pakistan. Pakistan geogr. rev. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol. v. 13, No 2, 1958.

Khan A. H. and Azad J. The geology of Pakistan gas fields. Symposium on development of petroleum resources in Asia and Far East. Teheran, 1962.

Pinfold E. S. Oil production from Upper Tertiary fresh-water deposits of West Pakistan. Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., v. 38, No 8, 1954.

Rahman H. Geology of petroleum in Pakistan. Sixth World Petrol. Congress, Frankfurt, 1963.

Symposium on petroleum in the Far East. ECAFE (UN), 1958. Proceedings of the Symposium on the Development of Petrol. um Resources of Asia and the Far East. New-Dehli, 1958.

Tainsh H. R., Stringer K. V., Azad J. Major gas fields of West Pakistan. Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., v. 43, No 11, 1959.

Wadia D. N. Geology of India. Ed. 3., London. 1953.

Williams M. D. Stratigraphy of the Lower Indus Basin, West Pakistan. Fifth World Petrol. congress, proceedings, Geology and geophysics, sect. 1, New-Jork, 1959.

§ 6. БИРМАНСКИЙ СОЮЗ

На территории Бирманского Союза все разрабатываемые и эксплуатировавшиеся месторождения расположены в долине р. Иравади.

История использования нефти имеет многовековую давность. В конце XVIII в. нефть добывалась из колодцев в районе месторождения Енангьяунг, на участках Твингон и Беме. С 1864 г. ручным способом бурились скважины на месторождениях Енангьят и Сабе. К 1886 г., когда Бирма была захвачена Англией и стала ее колонией, добыча нефти в стране составляла около 10 тыс. *т/год*. К началу XX в. она возросла до 35 тыс. *т/год*. Период 1901—1940 гг. характеризуется открытием нескольких крупных месторождений — Ланива-Чаук, Индо — и ряда очень небольших. К 1940 г. добыча нефти составила около 1 млн. *т/год*. До 20-х годов текущего столетия доминирующую роль играло месторождение

Енангьяунг, где в 1918 г. было получено около 800 тыс. *т*. Затем все большее значение стало приобретать Ланива-Чаук. В годы второй мировой войны подавляющее большинство нефтепромыслов, трубопроводов и нефтеперерабатывающих заводов было разрушено. Последующая гражданская война надолго задержала восстановление нефтяной промышленности. С 1946 по 1951 г. добыча не достигала 100 тыс. *т/год* и в 1960 г. едва превысила 500 тыс. *т*. Предпринятые за последние годы геофизические исследования и бурение поисковых скважин в южной части долины р. Иравади, полностью перекрытой мощным аллювиальным чехлом, успехов не принесли. Достоверные запасы нефти в стране к 1/I 1963 г. составляли 5,4 млн. *т*. Добыча за последние годы (в млн. *т*) равнялась: в 1960 г. — 0,5, в 1961 г — 0,5, в 1962 г. — 0,6, в 1963 и 1964 гг. — по 0,6.

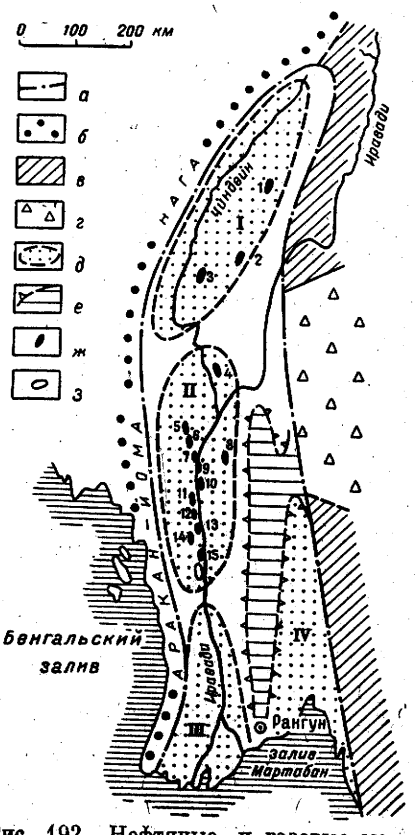


Рис. 192. Нефтяные и газовые месторождения Бирманского Союза.

а — граница Иравадийско-Андаманского нефтегазоносного бассейна на территории Бирманского Союза; *б* — область альпийской складчатости; *в* — область мезозойской складчатости; *г* — массив Шань; *д* — прогибы: *I* — Чиндвин, *II* — Минбу, *III* — Дельтовый (Южный), *IV* — Ситтанг; *е* — зона Пегу-Йома; *ж* — нефтяные месторождения: *1* — Таунгтонлон, *2* — Вунтхо, *3* — Индо, *4* — Моньява, *5* — Сабе, *6* — Енангьят, *7, 9* — Ланива-Чаук, *8* — Маунт, *10* — Енангьяунг, *11* — Минбу, *12* — Паланион, *13* — Истайа, *14* — Енанма, *15* — Падаукпин; *з* — газовое месторождение Пиайе.

Долина р. Иравади является северной частью Иравадийско-Андаманского нефтегазоносного бассейна. Структурно она представляет межгорную (Иравадийскую) впадину, ограниченную на западе альпийским складчатым сооружением (антиклинории Аракан-Йома и Нага), а на востоке — областью мезозойской складчатости, в которой располагается срединный массив Шань. Межгорная впадина асимметрична — более погружена западная ее часть (рис. 192). В пределах Иравадийской межгорной впадины выделяются крупные прогибы: Чиндвин, Минбу, Дельтовый, или Южный, и Ситтанг, разделенные структурными поднятиями. Подавляющее большинство месторождений Бирмы располагается в прогибе Минбу. Несколько ныне не эксплуатируемых месторождений находится в прогибе Чиндвин.

В бассейне Иравади развита чрезвычайно мощная толща песчано-глинистых осадков кайнозоя. На юге они почти полностью выражены в морских фациях, на севере — преимущественно в континентальных (табл. 146). Нефтеносны песчаники свит кьяуккок, пьяубве, окминтаунг и падаунг серии пегу. Данные о нефтяных месторождениях Бирмы приведены в табл. 147.

Почти все месторождения связаны с локальными поднятиями протяженных антиклинальных зон, простирающихся в указанных выше прогибах в меридиональном или близком к нему направлении (табл. 148).

Месторождения антиклиналей развиты наиболее широко.

Часть из них приурочена к брахиантиклиналям, отчетливо асимметричным, с более крутым, иногда подвернутым восточным крылом. Обычно

Таблица 146

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений Иравадийской впадины

Система	Отдел	Серия	Свита	Литологический состав	Мощность, м
Неоген	Плиоцен	Иравади[1]		Континентальная пресноводная толща грубозернистых, часто железистых косослоистых песков и песчаников, чередующихся с галечниками и конгломератами; прослои глин лигнитов	1500—3300
				Несогласие	
	Миоцен	Пегу	Верхняя часть пегу	Обогон	Переслаивающиеся песчаники и глины на юге в морских фациях, на севере — континентальные, заключающие прослои конгломератов	До 1000
				Кьяуккок	На юге песчаники желтобурые с прослоями глин, иногда загипсованных, на севере песчаники более грубого состава, часто косослоистые	До 1500
				Пьяубве	На юге голубовато-серые глины с частыми прослоями песчаников, на севере пестроцветные глины и песчаники с галькой	До 1000
				Несогласие		
Палеоген	Олигоцен		Нижняя часть пегу	Окминтаунг	На юге песчаники с прослоями глин и ракушечников; к северу появляются косослоистые разности, прослои лигнитов	0—1500
				Падаунг	На юге глины голубовато-серые с прослоями песчаников в основном в нижней части. К северу содержание песчаников возрастает, появляются гравелиты	600—1000
				Чвезетау	На юге песчаники тонкозернистые, плотные, с прослоями глин, на севере континентальные угленосные фации	600—1200

[1] Некоторыми исследователями возраст серии иравади определяется как плиоцен — верхний миоцен.

Продолжение табл. 146

Система	Отдел	Серия	Свита	Литологический состав	Мощность, м
Палеоген	Эоцен		Яу	Преимущественно морские голубые, серые глины, с прослоями известняков, песчаников, конгломератов, иногда на севере — пресноводные, угленосные	300—600
			Пондаунг	На юге в нижней части конгломераты, зеленоватые песчаники, прослои голубовато-серых глин. Вверху песчаники и пестроцветные глины. На севере континентальные фации	До 2000
			Табьин	Глины зеленоватые, бурые, с прослоями песчаников и пропластками углей, количество которых увеличивается к северу	1500
			Тилин	Песчаники зеленовато-серые с прослоями глин. Континентальные фации на севере и морские на юге	До 1500
			Лаунгше	Глины темно-серые, тонкослоистые иногда загипсованные, с редкими прослоями песчаников	2700—3600
			Паунджи[1]	Конгломераты, грубозернистые песчаники, редкие прослои глин	600—1200
				Несогласие	
				Метаморфические породы: сланцы, филлиты, кварциты	—

[1] Свита паунджи рядом авторов относится к датскому ярусу — палеоцену.

они осложнены надвигами, поверхность которых падает на запад, и многочисленными поперечными сбросами. Крупнейшим представителем является Ланива-Чаук (Сингу) в прогибе Минбу, разделенное на поверхности руслом р. Иравади (рис. 193, 194, 195). На западном крыле углы падения не превышают 10—15°. Восточное крыло очень крутое, в большей части складки подвернутое. Шарнир складки полого погружается на север и гораздо более резко на юг. Брахиантиклиналь рассечена продольным надвигом и рядом поперечных сбросов; наиболее крупные сбросы осложняют южную периклиналь. Аналогично строение месторождений Сабе и Енангьят, приуроченных к той же антиклинальной зоне, но связанных

Таблица 147

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений Бирмы

Месторождение	Возраст	Наименование	Литологический состав, коллекторские свойства	Количество горизонтов, их мощность, *м*	Глубина залегания, *м*	Дебит нефти в скважинах	Характеристика нефти, плотность, *г/см³*	Суммарная добыча, млн. *т*
Енангьят	Олигоцен	Падаунг	Песчаные горизонты; коллекторские свойства изменчивы: пористость меняется от 13—15 до 30—35% (редко) проницаемость — от десятков до 1000—2000 *мд* (редко)	35	360—1140	Десятки *кг* — первые десятки *т*	Плотность 0,820—0,830, парафина до 8—10; смолы — высокое содержание	
Ланива Чаук 1*-		»		> 30 (по 3—15 *м* каждый)	360—1500	Десятки *кг* — первые десятки *т*		~15
Сабе					До 540	Крайне незначителен		Ничтожная
Енанма, Падаукпин, Пиайе (газ)					До 360 (в Енанма)	Очень небольшой		»
Енангьяунг 1*	Олигоцен	Окминтаунг, падаунг		> 50 (от 3 до 45 *м* каждый)	200—1650; основные в интервале 300—1200	Десятки *кг* — десятки *т* (до 140—150 *т*)		~25
	Миоцен	Кьяуккок, пьяубве						
Индо	»	Пьяубве			250—350 2*	До 20—30 *т*		0,2
Минбу, Паланион, Иетайа	»	»			120—220 в Минбу; в двух других до 900—1200	Крайне незначителен		0,5

1* Многие нефтяные залежи имеют газовые шапки. Курсивом выделены месторождения, эксплуатируемые в настоящее время.

2* Глубже установлено несколько газоносных песчаных пластов. В 1964 г. на месторождении Ланива-Чаук действовало 367 насосных скважин, а на Енангьяунг — 18 фонтанных; суточная добыча на обоих месторождениях в 1964 г. равнялись 1640 *т*.

Таблица 148

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа

Структурные формы	Типы залежей	Месторождение
Резко асимметричные антиклинали, обычно осложненные крупными продольными надвигами и рядом поперечных сбросов	Пластовые сводовые, обычно разбитые на блоки	Ланива-Чаук, Сабе, Енангьят, Минбу, Паланион
	Тектонически экранированные	Иетайа, Индо, Падаукпин, Пиайе?
Слабо асимметричные антиклинали, разбитые поперечными разрывами на блоки	Литологически экранированные	Енангьяунг
Моноклинали	Тектонически или литологически экранированные	Енанма

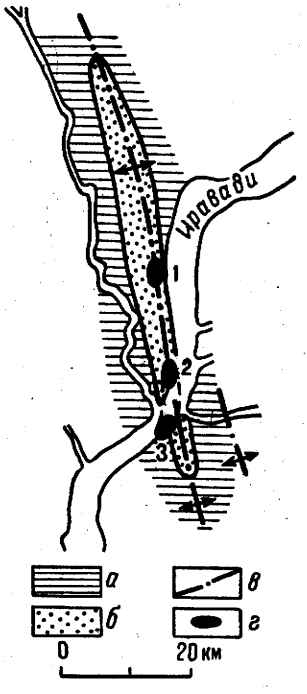


Рис. 193. Схематическая геологическая карта района месторождений Енангьят и Ланива-Чаук (из «The Science of Petroleum», Edited by V. C. Illing, vol. VI, part. I, 1953).

а — серия иравади; *б* — серия пегу; *в* — оси антиклиналей; *г* — нефтяные месторождения: *1* — Енангьят; *2*, *3* — Ланива-Чаук.

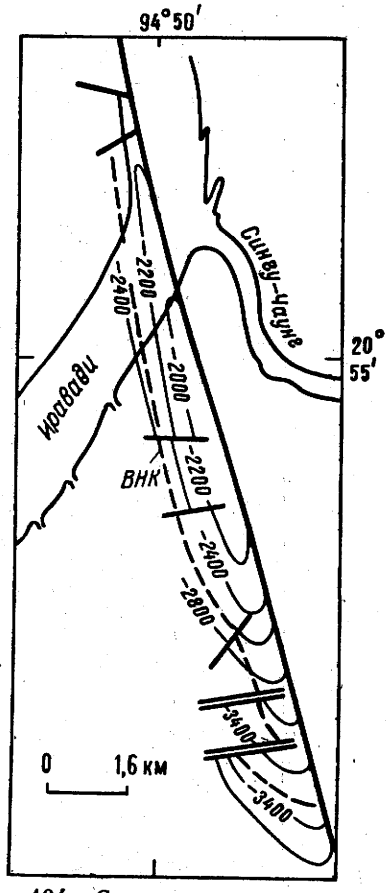


Рис. 194. Структурная карта подошвы 3000-футового песчаника месторождения Ланива-Чаук (по H. R. Tainsh, 1950).

Отметки изогипс даны в футах.

со структурно более приподнятой брахиантиклиналью. В ядре ее обнажаются породы свиты падаунг. Таково же строение месторождений Минбу, Паланион, Иетайа, заключенных в единой антиклинальной зоне. Брахиантиклинали, с которыми они связаны, осложнены в отличие от упомянутых выше месторождений не только разрывами, но и грязевым вулканизмом. К таким месторождениям относятся, возможно, Индо, Падаукпин, Пиайе.

К месторождениям слабо асимметричных складок, разбитых поперечными разрывами на блоки, принадлежит Енангьяунг (рис. 196). Оно приурочено к брахиантиклинали длиной 15 *км*, шириной 3,5 *км*. В своде на поверхность выходят слои свиты кьяуккок. Углы падения на западном крыле не превышают 50°, на восточном 40°. Складка разбита на блоки многочисленными, преимущественно поперечными сбросами, затухающими на небольшой глубине.

Месторождения брахиантиклиналей заключают пластовые залежи, количество которых в крупнейших из них — Енангьяунг, Енангьят, Ланива-Чаук — достигает несколь-

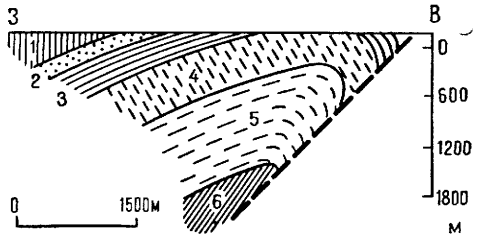


Рис. 195. Поперечный разрез месторождения Ланива-Чаук (по H. R. Tainsh, 1950).

1 — серия иравади; *2* — свита кьяуккок; *3* — свита пьяубве; *4* — свита окминтаунг; *5* — свита падаунг; *6* — свита чвезетау.

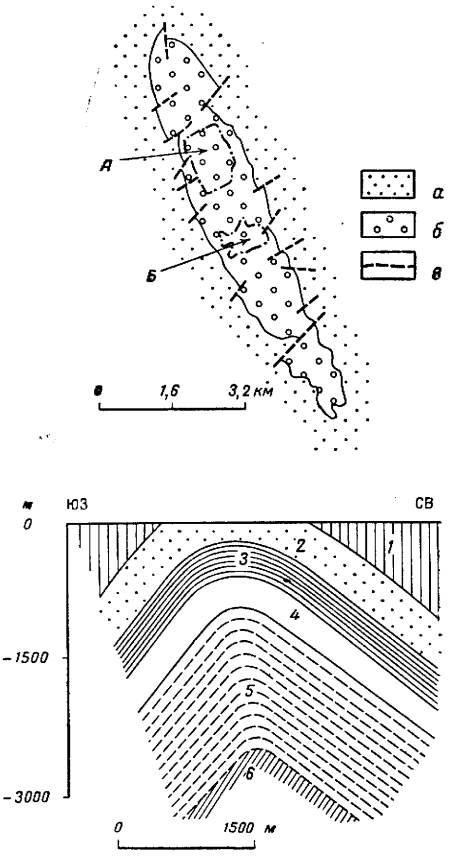


Рис. 196. Геологическая карта и поперечный разрез месторождения Енангьяунг (по H. R. Tainsh, 1950).

а — иравади; *б* — пегу; *в* — разрывы; *А* — участок Твингон; *Б* — участок Бемé. *1* — *6* см. рис. 195.

ких десятков. Среди пластовых залежей выделяются сводовые ненарушенные и разбитые на блоки, тектонически и литологически экранированные.

К месторождениям моноклиналей относится единственное незначительное месторождение Енанма. Здесь в породах олигоцена, падающих под углами 20—25°, заключены небольшие скопления нефти, образовавшиеся по одним данным вследствие выклинивания песчаных горизонтов по восстанию, по другим — в результате экранирования поверхностью разрыва.

ЛИТЕРАТУРА

Кучапин А. В. Общие черты геологического строения и нефтяные месторождения Бирмы. Труды ВНИГНИ, вып. 3, 1953.

Tainsh H. R. Tertiary Geology and Principal Oil Fields of Burma. Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., v. 34, No 55, p. 823—855, 1950.

The Science of Petroleum; Edited by V. C. Illing, v. VI, part. I, 1953.

§ 7. ТАИЛАНД

В Таиланде имеются два небольших нефтяных месторождения, расположенных в крайней северной части страны, у границы с Бирманским Союзом (рис. 197). Заключающий их нефтегазоносный бассейн Фанг структурно представляет незначительную по размерам межгорную впадину, обрамленную мезозойскими складчатыми сооружениями.

На восточном борту бассейна Фанг уже давно были известны поверхностные выходы нефти, связанные с плиоценовыми песчаниками. Западнее этих выходов, в более погруженной части бассейна с 1949 г. предпринимались попытки поисков нефти, приведшие в 1958 г. к открытию первого в стране месторождения Фанг. В первые годы разработки здесь насчитывалось до 23 нефтяных эксплуатационных скважин; общий дебит нефти по скважинам достигал около 100 *т/сутки*. В настоящее время на месторождении добывается всего 5—6 *т/сутки* тяжелой окисленной нефти. В августе 1963 г. поисковой скважиной, заложенной по данным сейсморазведочных и гравиметрических исследований в западной части бассейна, открыто нефтяное месторождение Ме-Сун, более крупное, чем Фанг. На нем пробурено семь нефтяных скважин. Запасы оцениваются примерно в 0,5 млн. *т*.

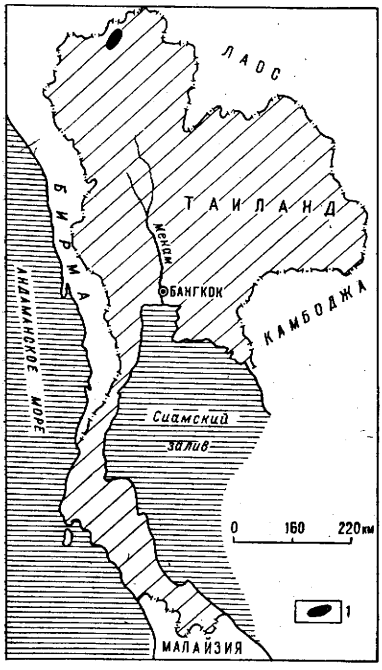


Рис. 197. Положение нефтеносной площади в пределах Таиланда.
1 — нефтеносная площадь.

Бассейн Фанг выполнен толщей пресноводных осадков плиоценового — плейстоценового? возраста (табл. 149). Мощность осадочного чехла составляет не менее 1200 *м*. На рис. 198 показана структурная карта бассейна по подошве плиоценовой свиты ме-сот. Строение его асимметричное. На западном борту, отделенном от обрамляющих мезозойских складчатых сооружений зоной крупных разрывов, углы падения слоев меняются от 10 до 45°. На восточном борту слои образуют пологую моноклиналь с углами падения 5—15°, осложненную несколькими локальными поднятиями малой амплитуды.

Сведения о месторождениях Фанг и Ме-Сун приведены в табл. 150.

Месторождение Фанг приурочено к зоне выклинивания песчаников чайпракорн по восстанию на моноклинали. Месторождение заключает пластовые залежи, запечатанные у дневной поверхности асфальтом, и, возможно, литологически экранированные залежи. Очевидно, оно представляет сохранившуюся незначительную восточную часть более крупного месторождения, существовавшего ранее, но затем в основном разрушенного эрозией (см. рис. 198).

Месторождение Ме-Сун приурочено к антиклинали высотой около 75 *м* и содержит пластовую сводовую залежь в песчаниках чайпракорн. Возможно, присутствуют пластовые, литологически экранированные залежи. Строение обоих месторождений показано на рис. 199, представляющем поперечный разрез через бассейн Фанг.

Таблица 149

Литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Фанг

Система, отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, *м*
Плейстоцен?	Ме-фанг	Аллювиальные аркозовые пески и глины	Не менее 1200
Плиоцен	Ме-сот	Глины серые и коричневые с высоким содержанием лигнита Горизонт чайпракорн; песчаники и глины; мощность до 350 *м* Красноцветные глины, лигниты, в основании конгломераты	
		Несогласие	
Триас	Хорат	Плотные красноцветные песчаники	?

Примечание. Весь разрез плейстоцена ? и плиоцена сложен пресноводными осадками.

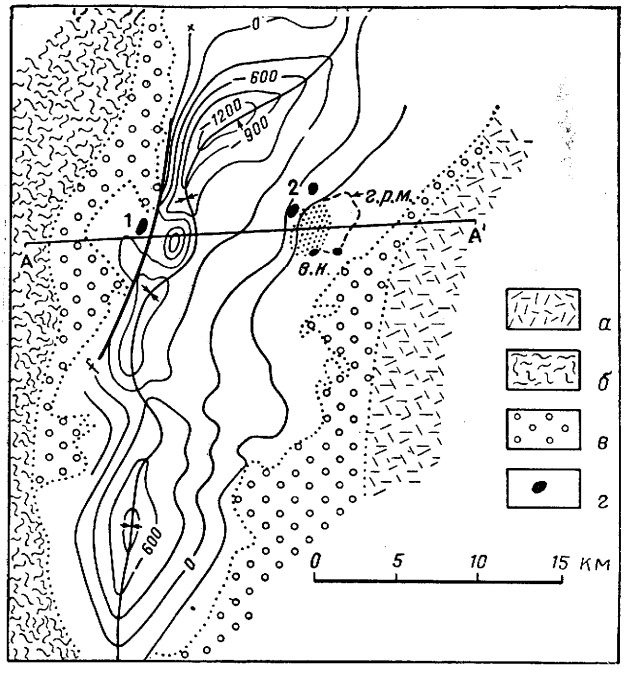


Рис. 198. Структурная карта подошвы плиоцена бассейна Фанг (по В. Уайтли).

а — триасовые гранитоиды; *б* — палеозойские сланцы и гнейсы; *в* — площадь выхода свиты хорат; *г* — месторождения: *1* — Ме-Суп, *2* — Фанг; в. н. — выходы нефти; г. р. м. — предполагаемая граница ранее существовавшего месторождения. Разрез *AB* см. на рис. 199.

Помимо бассейна Фанг, на севере Таиланда имеется ряд аналогично построенных более крупных впадин (Ченгмаи, Лампанг, Ченграи). Глубинное строение их не изучено, однако перспективы нефтеносности, судя по данным о бассейне Фанг, очевидны.

Таблица 150

Распределение и характеристика продуктивных отложений Таиландского бассейна

Возраст	Наименование	Литологический состав	Коллекторские свойства	Мощность, м	Месторождение	Глубина залегания, м	Плотность нефти, г/см³	Максимальный дебит в скважинах, т/сутки
Плиоцен	Чайпракорн	Песчаники тонко- и среднезернистые, хорошо отсортированные	Средняя пористость 27%; средняя проницаемость 1700 *мд*	От долей до 6	Фанг[1]	200	0,959	0,2—0,3
					Ме-Сун	650	0,870	20—25

[1] Суммарная добыча на месторождении Фанг к 1965 г. составляла около 20 тыс. *т*.

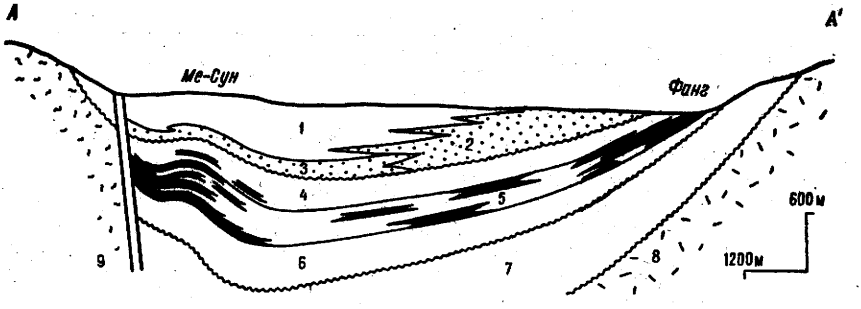


Рис. 199. Поперечный разрез бассейна Фанг (по В. Уайтли).

1 — глины свиты ме-фанг; *2, 3* — аркозовые песчаники и глины свиты ме-фанг; *4* — озерные глины свиты ме-сот; *5* — горизонт чайпракорн; *6* — красноцветные глины и конгломераты свиты ме-сот; *7* — свита хорат; *8* — триасовые гранитоиды; *9* — палеозойские гнейсы и сланцы.

ЛИТЕРАТУРА

Whitley William V. Fang isn't only basin to show oil promise in Thailand. Oil and Gas Internat., No 5, 1965.

§ 8. ИНДОНЕЗИЯ

В современном геотектоническом плане основная часть территории Индонезии — большая область обширного Малайского архипелага, состоящего из Больших и Малых Зондских, Молуккских и многих менее значительных по площади островов, расположенных между Юго-Восточной Азией и Австралией, а также о. Гвинея — относится к Зондской складчатой системе — составной части так называемой Бирмано-Явской дуги. Общая протяженность собственно Зондской складчатой системы определяется в 700 *км*. Начинаясь на западе в виде Андамано-Никобарских островов, она прослеживается по Большим и Малым Зондским островам и сочленяется на востоке с южными разветвлениями восточноазиатской, или тихоокеанской, складчатости. Западные ветви последней замыкаются на юге горными сооружениями о-вов Калимантан (Борнео) и Целебес, восточные протягиваются через о. Хальмахера в Новую Гвинею и далее на юго-восток, где составляют Круго-Австралийскую складчатую систему.

В Индонезии известно восемь нефтеносных районов: три на о. Суматра (северо-восточная, центральная и южная части острова), два на о. Ява, два на о. Калимантан [1], один в Западном Ириане. Отдельные нефтяные

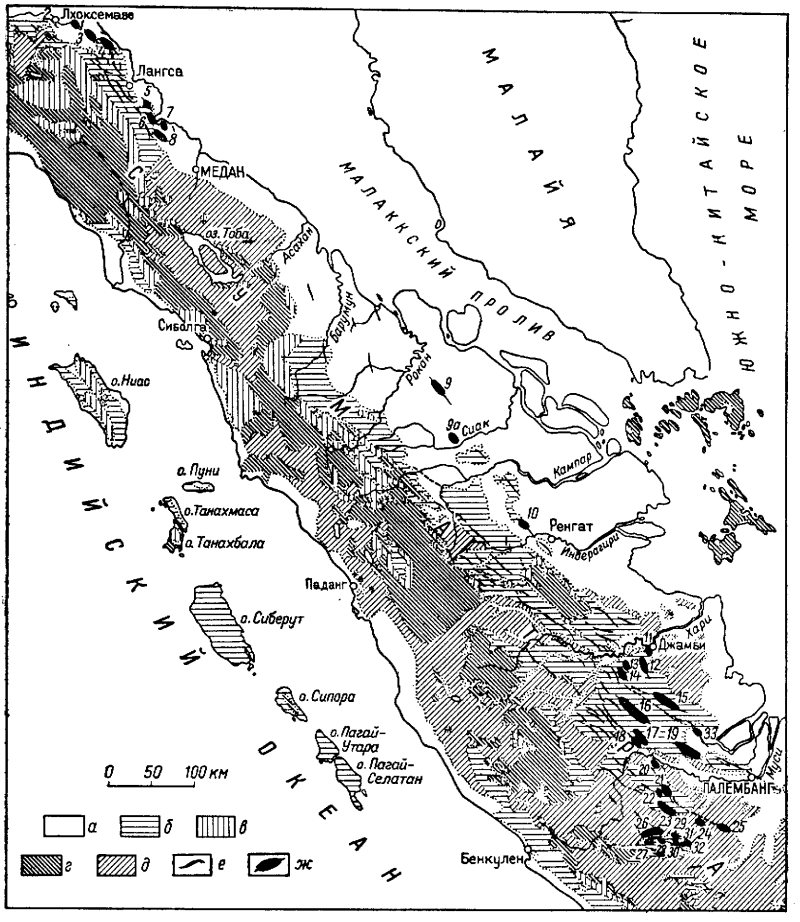


Рис. 200. Схема расположения нефтяных месторождений и антиклинальных складок на о. Суматра.

а — аллювиальные равнины; *б* — неоген; *в* — палеоген; *г* — дотретичные и древние изверженные породы; *д* — молодые вулканические породы; *е* — антиклинали; *ж* — нефтяные месторождения: *1* — Пиада-Сампой, *2* — Пасей, *3* — Джулу Раджеу, *4* — Перлак (Пеудава), *5* — Рантау (Серанг Джаджа), *6* — Пангкалан Сусу (Пулу Панджанг), *7* — Палу Табухан, *8* — Дарат (Телега-Саид, Кепала Гаджа), *9* — Дури-Сабанг, *9а* — Минас, *10* — Лирик, *11* — Кенали Асам, *12* — Темпино, *13* — Баджубанг, *14* — Бетунг, *15* — Кенаванг Грисик (Западное Берау-Берау), *16* — Лубук Бату, *17* — Кукуй-Бабат (Субан-Бурунг), *18* — Мангунджаджа, *19* — Клуанг, *20* — Пангаданг, *21* — Таланг Акар-Пендопо, *22* — Таланг Джирак, *23* — Бенакат (Село), *24* — Лимау, *25* — Таланг-Джимар (Гунунг Кемала), *26* — Рамок (Танджунг), *27* — Банджарсари (Аракан), *28* — Сенабинг, *29* — Кампонг Минджак, *30* — Батукрас, *31* — Сунгей Тахам, *32* — Субан-Джериги, *33* — Лилин (Сумпал-Ребо Нжаро, Саларо Ладанг Пайт).

месторождения имеются на о-вах Таракан и Бунью и на северо-восточном побережье о. Церам. На о. Суматра (рис. 200) нефтяные месторождения приурочены к узкой полосе, протягивающейся по побережью проливов Малаккского, Берхали и Банка. Общая длина полосы превышает 1200 *км*

[1] Нефтеносные районы Суматры, Явы и Калимантана структурно расположены в краевых частях межгорной впадины, заключенной между Бирманско-Зондским кайнозойским складчатым сооружением на юге и малаккско-калимантанским мезозойским складчатым сооружением на севере. На северо-западе эта впадина выходит из-под уровня моря и образует Бирманскую нефтеносную впадину. *Прим. ред.*

при ширине 50—250 *км*. Площадь нефтеносного района 130 тыс. *км*². Нефтяные месторождения Восточной Явы расположены в районах Тжепу, южнее Рембанга (рис. 201) и Сурабая. На Калимантане из семи месторо-

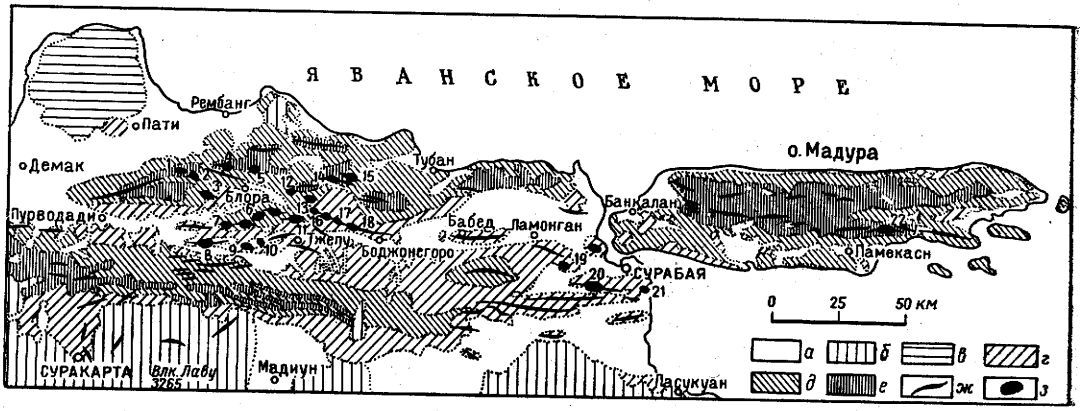


Рис. 201. Схема расположения антиклинальных складок и нефтяных месторождений на о-вах Ява и Мадура.

а — аллювий; *б* — кайнозойские известково-щелочные вулканические породы; *в* — щелочно-вулканические породы; *г* — плейстоцен; *д* — плиоцен; *е* — миоцен; *ж* — антиклинали; *з* — нефтяные месторождения: *1* — Тжанди, *2* — Нгапус, *3* — Трембул, *4* — Нгионо, *5* — Плантунган Калипитинг, *6* — Нглобо, Семанги, Банджуасин, *7* — Метес, *8* — Тунгкул, Габус, Трембес, *9* — Луэи, *10* — Петак, *11* — Ледок, Кединдинг, *12* — Банджубанг, *13* — Дандангило, Вонотжоло, Нгражонг, *14* — Тавун, *15* — Гегунунг, *16* — Кавенган, *17* — Воносари, *18* — Киданган, *19* — Секаркоронг, Метату, *20* — Лида, *21* — Кути-Крука, *22* — Кертеген (Мадура).

ждений шесть находятся в прибрежной части района Кутай севернее г. Баликпапан и одно — в районе Улу-Сунгай под г. Танджунг (рис. 202). Нефтяные месторождения Западного Ириана расположены на п-ове Вогелкоп (рис. 203).

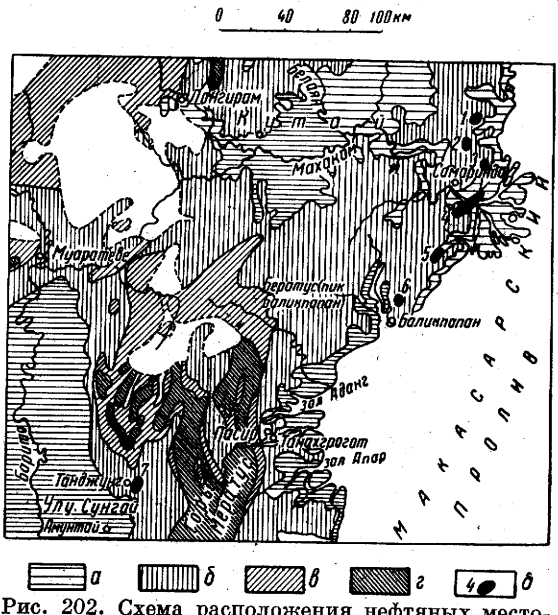


Рис. 202. Схема расположения нефтяных месторождений восточной части Борнео.

а — четвертичные отложения; *б* — неоген; *в* — палеоген; *г* — изверженные (нерасчлененные) и докайнозойские осадочные породы; *д* — нефтяные месторождения: *1* — Семсерам, *2* — о. К. Мумус, *3* — Пеларанг, *4* — Ангана, *5* — Санга-Санга (Луизе и Муара), *6* — Самбоджа, *7* — Танджунг.

Всего в Индонезии имеется около 70 промышленных, частью уже истощенных месторождений нефти.

О наличии нефти известно с глубокой древности. Местное население добывало ее из естественных источников задолго до того, как на восток проникли первые голландские путешественники. В 1872 г. началось бурение на Западной Яве, в 1877 г. — на Восточной. Примерно из 50 разведанных структур около половины оказались промышленно нефтеносными. Однако вследствие плохих коллекторских свойств нефтеносных пластов добыча в них остается весьма ограниченной; потенциальные возможности этой области оцениваются невысоко. Основную добычу в районе Тжепу

дают месторождения Кавенган и Ледок, в районе Сурабая — Лида и Крука, открытые соответственно в 1926, 1896, 1896 и 1929 гг. Начало нефтепоисковых и разведочных работ на Северной Суматре относится к 1883 г. Первое промышленное нефтяное месторождение Телега-Саид выявлено в 1892 г. В разведке находилось 26 структур, из которых 12 дали промышленную нефть. Наиболее значительно месторождение Рантау, среднесуточная добыча которого перед второй мировой войной достигала 1350 *т*. Месторождения Северной Суматры, дававшие до войны около 1 млн. *т* нефти в год, в послевоенное время не были восстановлены и практически не эксплуатировались до 1957 г. Первые месторождения нефти Дури-Себанг и Саго открыты в 1941 г., но в эксплуатацию введены только в 1952 г.; основную добычу дают месторождения Минас, Дури-Себанг и Лирик. На Южной Суматре первое нефтяное месторождение Бабат открыто в 1901 г. В этом районе известно свыше 30 нефтяных месторождений, эксплуатируемых около 1100 скважинами. К наиболее крупным относятся Кенали Асам, открытое в 1931 г., а также Темпино (1931) *, Баджубанг (1927) *, Клуанг (1914) *, Таланг Акар-Пендопо (1922) *, Джирак (1930) *, Бенакат (1933)*, Таланг-Джимар (1937)* и Субан-Джериги (1905)*. Бо́льшая часть месторождений открыта в 1927—1941 гг., когда поисками нефти стали заниматься крупные нефтяные компании, проводившие бурение на антиклиналях, выявляемых в результате съемки на геологически открытых площадях, примыкающих к районам естественных выходов нефти. Применение геофизических методов разведки и аэрофотосъемки позволило начать исследование закрытых равнинных пространств, заболоченных прибрежных территорий островов и мелководных прибрежных областей Южно-Китайского моря.

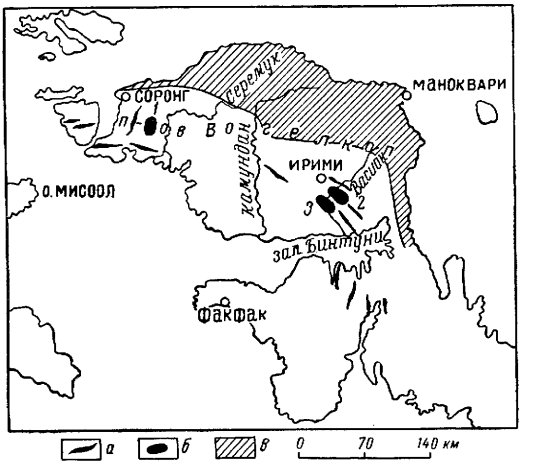


Рис. 203. Схема расположения антиклиналей и месторождений нефти на п-ове Вогелкоп Новой Гвинеи.

а — антиклинали; *б* — месторождения нефти: *1* — Кламано, *2* — Васиан, *3* — Могой; *в* — горные сооружения Тамрасу и Арфак.

На Калимантане из семи известных месторождений четыре открыты в период с 1897 г. (месторождение Санга-Санга) по 1910 г., три — в 1930—1940 гг.

На п-ове Вогелкоп Западного Ириана в результате разведочного бурения, проведенного на семи структурах, открыты нефтяные месторождения Кламано, Васиан и Могой. В месторождении Кламано промышленная добыча нефти началась в конце 40-х годов. Месторождения Могой и Васиан стали разрабатываться в 1953 г. На о. Церам в 1897 г. открыто единственное нефтяное месторождение Була-Лемун. Оно находилось в разработке до второй мировой войны; в послевоенное время работы не возобновлялись. Из 137 скважин 23 расположены в море.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Краткий разрез отложений, слагающих нефтеносные районы Индонезии, и характеристика их нефтегазоносности приведены в табл. 151—153.

Таблица 151

Литолого-стратиграфический разрез кайнозойских отложений нефтеносных областей о. Суматра и северо-восточной части о. Ява

Отдел	Местное деление: юго-восточная часть	Максимальная мощность, м	Местное деление: северо-восточная часть	Мощность, м	Литологический состав
Остров Суматра					
Плейстоцен		—	Свита туфов иоба	—	Современные туфогенные образования, занимающие иногда обширные пространства
Плиоцен	Свита палембанг: Верхняя толща	1600	Свита джулуражеу	1750	Песчаники и пластичные глины; в верхнем палембанге туфогенные осадки, реже голубоватые глинистые породы типа каолинитов
	Средняя толща	600	Свита сеуруля	174	Преобладают песчаники с прослоями глин. В составе среднего палембанга преобладают песчанистые сланцы, много пластов угля. В свите сеуруля и в среднем палембанге известны нефтеносные горизонты, которые дают небольшое количество нефти
	Нижняя толща	2000	Свита кеутапанг	1900	В основном известковистые и глинистые песчаники и конгломераты. Свита кеутапанг и нижняя толща палембанга, представленного чередующимися песчаниками и зеленовато-голубыми глинами, содержат основные нефтеносные горизонты
Миоцен	Свита телиса		Свита бордерклеу (нижние сланцы или гренсклей)	1900	Выдержанные по простиранию однородные, слабо слоистые серые глины с раковистым изломом; местами глины замещаются слоистыми шоколадно-коричневыми глинами, аналогичными глинам свиты телиса района Джамби или глинам типа каолинитов голубовато-серого цвета. Породы этой свиты содержат *Globigerina*, *Rotalia*, *Robulina*, а также растительные остатки. В верхней части разреза встречаются прослои нефтеносных песчаников

Олигоцен — миоцен	Черные сланцы	2200	Песчано-глинистые слюдистые сланцы почти черного цвета, местами приобретают голубовато-серый, а иногда коричневато-серый оттенок
	Слюдистые сланцы	1200	Слюдистые песчаники, переслаивающиеся со слюдисто-глинистыми песчаниками, иногда глауконитовыми
Олигоцен	Мергели	250	Темно-коричневые мергелистые сланцы, приобретающие вверх по разрезу красный цвет. По простиранию замещаются рифовыми известняками
	Нижние песчаники	200	Слабо сцементированные кварцевые песчаники, подстилающиеся базальным конгломератом

Отдел	Местное деление [1]		Мощность, м	Литологический состав
	район Сурабая и гор Кенденг	район г. Рембанг и Тжепу		
Северо-восточная часть о. Ява				
Голоцен	Молодые вулканические породы / Отложения верхней террасы	Отложения верхней террасы	—	Аллювий и туфогенные образования
Плейстоцен	Слои натопуро			Мергели, глины, песчаники со значительным количеством туфогенного материала
Плиоцен	Свита кабу, свита путжанган (тамбакромо), вулканогенные образования; Свита синих глин (мало)	Свита тури (дамас); Свита синих глин (мало)	300—650	Встречаются в вулканической и в глинистой фациях. В первой преобладают пески и песчаники, содержащие значительное количество туфогенного материала; вторая представлена главным образом синевато-серыми глинами и мергелями с тонкими прослоями песчаников. В песчаниках иногда отмечаются незначительные нефтепроявления

[1] Широко применяются введенные в 1927 г. (Van der Vlek u Umbgroke) буквенные подразделения разреза, основанные на изучении крупных форминифер. Выделенные по этому принципу стратиграфические зоны имеют возрастное значение, однако привязка их к стратиграфической шкале остается еще весьма условной.

Продолжение табл. 151

Отдел	Местное деление [1]					Мощность, м	Литологический состав
	район Сурабая и гор Кенденг			район г. Рембанг и Тжепу			
Плиоцен	Известняки кейтик	Свита калибенг	Верхняя толща	Глобигериновый мергель (горизонт мунду)	Известняки карен	165—1615	Глобигериновые мергели и аргиллиты зеленого цвета. В районе Тжепу не нефтеносен, а в районе Сурабая является основным нефтеносным горизонтом. Нефтеносность связана с чистыми глобигериновыми ракушняками. Отдельные горизонты свиты калибенг часто замещаются рифовыми известняками
				Горизонт ледок		200	Плитчатые глауконитовые песчаники с прослоями глобигериновых мергелей. Горизонт хорошо выдерживается по простиранию
Олигоцен — миоцен			Нижняя толща	Свита вонотжоло		200—700	Чередующиеся зеленоватые глобигериновые мергели и песчаники, часто содержащие глауконит. Песчанистые прослои нефтеносны. Обычно в разрезе находится от 1 до 4 нефтеносных пластов, а на месторождении Ледок установлено 10 нефтеносных горизонтов
	Свита керек		Серия рембанг	Свита нгражонг (верхняя часть орбитолиновых известняков)	Серия рембанг	100—600	Аргиллиты и мергели с прослоями известняков и песчаников. По простиранию иногда замещаются рифовыми известняками, развитыми в северном направлении. Отдельные прослои песчаников содержат жидкую нефть. В верхней части разреза прослежен прослой песчаников, хорошо насыщенных нефтью
	Свита пеланг			Нижняя часть орбитолиновых известняков		800—1250	Черные аргиллиты и мергели с прослоями известняков и кварцевых песчаников небольшой мощности. На нескольких антиклиналях песчаники из них содержат небольшие притоки нефти
				Свита кунджунг (базальные мергели)		1800	Темно-серые мергели и аргиллиты с прослоями глинистого песчаника и глобигериновых мергелей. Установлены незначительные нефте- и газопроявления

[1] Широко применяются введенные в 1927 г. (Van der Vlerk u Umbgroke) буквенные подразделения разреза, основанные на изучении крупных фораминифер. Выделенные по этому принципу стратиграфические зоны имеют возрастное значение, однако привязка их к стратиграфической шкале остается еще весьма условной.

Таблица 152

Литолого-стратиграфический разрез кайнозойских отложений нефтеносных областей восточной части о-вов Калимантан, Таракан и Бунью

Отдел	Местное деление и литологический состав				Мощность, м
	Улу-Сунгай (район месторождения Танджунг)		Кутай (район месторождений, расположенных севернее Баликпапан)	Таракан и Бунью	
Плейстоцен	Отложения речных террас и аллювий				
Плиоцен	Верхняя зона: галечники, пески, глины	Толща кластических пород	Осадки дельты р. Макахам. Глины и песчаники с растительными остатками и мелкими пелециподами	Слои бунью, слои таракан — Пески глины с многочисленными прослоями лигнита; мощность 1200—1500 м	600 на о. Борнео
	Средняя зона тяжелых минералов — циркона и рутила				
Миоцен	Нижняя зона роговой обманки эпидота		Слои кампонгбару: преимущественно глины, угли и песчаники	Свита табул: песчано-глинистые отложения	
	Угленосная толща		Слои баликпапан: песчаники с прослоями глин и мергелей и тонкими прослоями известняков		900—1200

Продолжение табл. 152

Отдел	Местное деление и литологический состав				Мощность, м
	Улу-Сунгай (район месторождения Танджунг)		Кутай (район месторождений, расположенных севернее Баликпапан)	Таракан и Бунью	
Миоцен	Базальные слои с нефтью		Слои палубаланг: глины и мергели с прослоями песчаников	Свита мелаит: песчаники	200—300
	Свита берау	Мергели	Слои памолуан: известняки, мергели, главным образом плотные сланцы, тонкослоистые песчаники	Слои наинтупу, свита месалай: мергели	800—1000
Олигоцен		Плотные известняки			
	Известняки с фораминиферами			Слои темпилан: известняки, известковистые сланцы, песчаники	75—300
	Известняки, мергели и песчаники с фораминиферами			Слои селор: мергели, известняки	
Эоцен	Известняки с фораминиферами			Слои тулит	1200 на о. Борнео
	Чередующиеся глины, глинистые сланцы, пески, в основании конгломератовидные песчаники. К песчанистым прослоям приурочена нефтеносность месторождения Танджунг			Слои тикун	
				Слои суджоу	
				Слюдистые песчаники мощностью несколько тысяч м	

Распределение и характеристика продуктивных отложений по разрезу бассейнов Индонезии

Нефтеносные районы		Возраст	Наименование	Литологический состав (мощность, *м*)	Характеристика нефти (плотность, *г/см*³; содержание, %)
Суматра	Северная и Северо-Восточная	Плиоцен	Свита сеурула Свита кеутапанг	До 11 песчанистых прослоев в глинистых сланцах (3—30)	Плотность 0,72—0,79
		Верхний миоцен	Верхняя часть свиты гренсклей		
	Центральная	Плиоцен	Свита палембанг	Песчанистые прослои в глинистых отложениях	Плотность 0,76—0,80
		Миоцен	Свита телиса		
	Южная	Плиоцен	Средний палембанг Нижний палембанг	До 8 песчанистых прослоев в глинистых отложениях	Из свиты нижняя телиса — парафинистая плотностью 0,88—0,84. В более молодых отложениях также парафинистая; плотность меняется в среднем палембанге от 0,76 до 0,80, в нижнем палембанге 0,74—0,72. В нескольких месторождениях добывается асфальтовая нефть плотностью 0,90—0,92. Бензиновых фракций 7—55
		Миоцен	Свита телиса		
Ява	Тжепу и Рембанг	Олигоцен — миоцен Миоплиоцен	Свита нгражонг Свита вонотжоло	До 10 песчанистых прослоев в глинистых отложениях	Парафинистые; разделяются на два типа: более светлые плотностью 0,812 содержат парафина до 7 и бензина 22%; более тяжелые плотностью 0,840 содержат парафина до 13, бензина 13%. Более тяжелые нефти добываются из песков свиты нгражонг и составляют почти $^1/_2$ всей добычи нефти данной территории
		Верхний плиоцен	Горизонт мунду	Глобигериновые ракушняки	Неглубоко залегающие, тяжелые, асфальтовые плотностью 0,87—0,91

Продолжение таблицы 153

Нефтеносные районы		Возраст	Наименование	Литологический состав (мощность, *м*)	Характеристика нефти (плотность, *г/см*³; содержание, %)
Борнео	Танжунг	Эоцен	Нижняя терригенная толща	Песчаники	Парафинистые, тяжелые плотностью 0,83; содержат парафина 18—20
	Баликпапан	Миоцен	Слои баликпапан и палубаланг	Песчаники	В верхней части разрезов месторождений Восточного Борнео асфальтовые, вверху — очень тяжелые, не содержащие газолина, внизу — более легкие, с газолином. В нижней части разреза — парафинистые, содержащие 20—25% остатка
	Таракан, Бунью	Плиоцен, миоцен	Слои бунью и таракан	До 15 песчанистых нефтеносных горизонтов	В основном асфальтовые, залегающие в более высоких горизонтах, небольшое количество парафинистых. Оба типа нефтей бедны газолином и керосином. Плотность асфальтовых 0,93, парафинистых 0,84—0,88
Западный Ириан	Церам	Плиоцен и контактирующий с ним триас	—	Крупнозернистые пески	Плиоценовая — асфальтовая; средняя плотность 0,93; мезозойская плотностью 0,88
	Вогелкоп	Верхний миоцен	Известняки класафет	Рифогенные известняки	На месторождении Кламоно асфальтовые плотностью 0,94; на месторождении Васиан парафинистые плотностью 0,79

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На Суматре все месторождения связаны с брахиантиклинальными поднятиями, нарушенными сбросами. В Северной Суматре наиболее крупное нефтяное месторождение Рантау представляет сравнительно пологую брахиантиклиналь, разбитую системой сбросов на ряд блоков, содержащих залежи нефти и газа. В результате этих разломов сводовая часть структуры оказалась опущенной. Схематические структурные карты типичных месторождений приведены на рис. 204 и 205. В Южной Суматре почти все месторождения связаны с хорошо обнаженными брахиантиклиналями, приуроченными к трем антиклинальным зонам северо-запад-

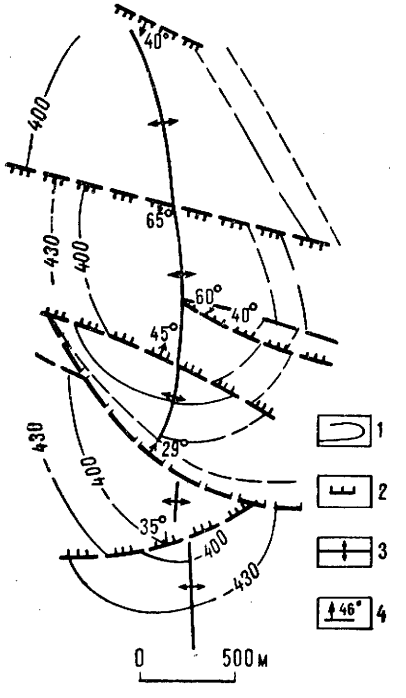


Рис. 204. Схематическая структурная карта кровли продуктивных отложений месторождения Рантау.

1 — стратоизогипсы кровли продуктивных отложений; *2* — сбросы; *3* — оси антиклиналей; *4* — направление и угол наклона сбрасывателя.

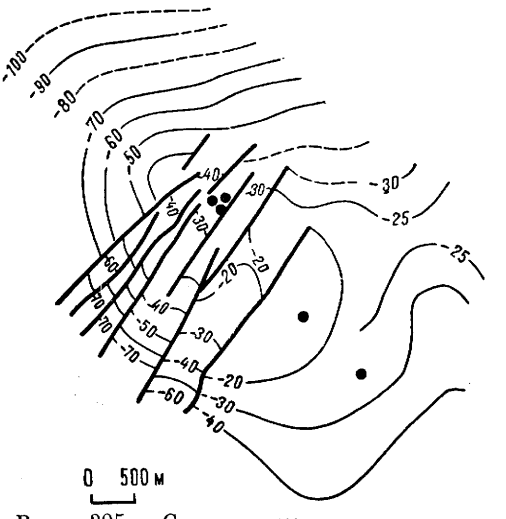


Рис. 205. Схематическая структурная карта кровли продуктивных отложений нефтяного месторождения Джулу Раджей.

ного простирания. Большинство складок разорвано нормальными сбросами на отдельные блоки, часто довольно крутые и асимметричные; крутые крылья связаны со взбросами.

Месторождения Восточной Явы, Тжепу-Сурабая и др. приурочены к антиклиналям и куполам, развитым в антиклинории, протягивающемся параллельно длинной оси острова, южнее Яванского шельфа, в так называемой зоне Северного Рембанга. Складки обычно асимметричные. Южные крылья, обращенные к погруженной зоне смежного на юге синклинория, крутые, иногда даже вертикальные, на северных крыльях углы падения пластов редко достигают 30°.

На о. Борнео в Баликпапанском районе нефтяные месторождения связаны с антиклиналями. Основные месторождения Самбоджа и Санга-Санга (рис. 206) открыты в 1898 и 1910 гг. Они являются частью огромной антиклинали длиной около 130 *км*. Нефтеносность прослежена на протяжении 30 *км* при ширине нефтеносной зоны около 1000 *м*. Антиклиналь асимметричная. Крутое западное крыло складки в сочетании

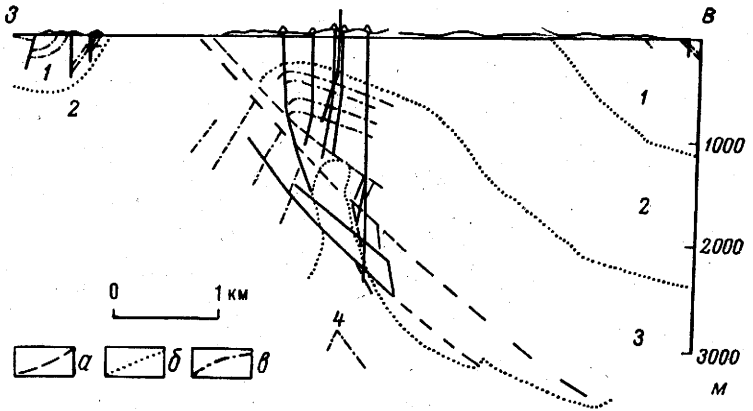


Рис. 206. Разрез нефтяного месторождения Санга-Санга (по Jan Weeda).

1 — плиоцен и верхи миоцена; *2* — слои кампонгбару и баликпапан; *3* — слои палубаланг; *4* — слои памолуан. *а* — разрывы; *б* — границы литологических подразделений *в* — нефтеносные пласты.

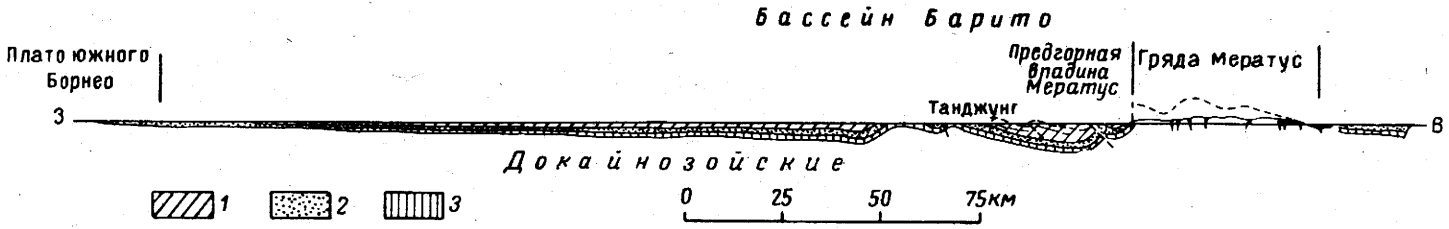


Рис. 207. Продольный разрез юго-восточной части о. Борнео (по Jan Weeda).

1 — плиоцен и плейстоцен; *2* — олигоцен; *3* — эоцен.

со взбросами создает сложные структурные условия в более глубоких горизонтах осевой ее части, где в результате выжимания глин свиты берау появляется тенденция к диапиризму.

Месторождение Танджунг — единственное в районе Барито. Приурочено к резко асимметричной антиклинальной структуре, осложненной крупным надвигом, с амплитудой смещения пластов примерно 1000 *м*. Структура находится в области западного борта предгорного прогиба гряды Мератус. К востоку, в направлении к гряде кайнозойских отложения интенсивно дислоцированы и смяты в асимметричные, иногда опрокинутые в западном направлении складки, также осложненные надвигами. В пределах западного склона и района Барито отложения кайнозоя постепенно выклиниваются к западу и дислоцированы относительно слабо (рис. 207).

Нефтяные месторождения о. Таракан выражены небольшими пологими брахиантиклиналями, расположенными на одной более крупной антиклинали, образующей весь остров. Из четырех нефтяных месторождений острова наиболее значительно Памуазин, открытое в 1906 г. На месторождении известно 15 нефтеносных пластов в отложениях миоцена, залегающих на глубине от 50 до 1130 *м*.

Нефтеносность о. Бунью связана с пологой антиклиналью, сходной с поднятием Таракан, но несколько меньших размеров, также осложненной второстепенными сводами. В самом южном своде в отложениях плиоплейстоцена установлены два нефтеносных горизонта.

Месторождение Кламано Западного Ириана представляет небольшую пологую брахиантиклиналь с падением крыльев от 5 до 10°, разбитую системой нормальных сбросов на несколько блоков. С разломами, развитыми в осевой части структуры, связаны многочисленные выходы нефти. Антиклинали Васиан и Могой составляют части крупной антиклинали длиной 60 *км*. Углы падения пластов на крыльях структур не превышают 20°. На поверхности они замыкаются сланцеватыми глинами плиоцена, согласно лежащими на нефтеносных известняках верхнего миоцена.

Месторождение Була-Лемун-Ниеф о. Церам расположено в районе давно известного естественного выхода нефти на восточном побережье острова. Нефтеносность связана с полого погружающимися к северу, к морю, песчанистыми горизонтами плиоцена, которые несогласно подстилаются сложнодислоцированными отложениями триаса. Последние также нефтеносны, но скопления нефти в них носят спорадический характер, частично эти скопления определяются литологическим составом пород, а в основном — сложной тектоникой.

Нефтяные залежи в большинстве месторождений пластовые сводовые или тектонически экранированные. На южной Суматре имеются линзовидные залежи, однако с незначительными скоплениями нефти. Глубина залежей обычно сравнительно небольшая, редко превышает 1200 *м*.

ЛИТЕРАТУРА

Кучапин А. В. Основные черты геологического строения и нефтегазоносность Индонезии. Геология и нефтегазоносность зарубежных стран. Труды ВНИГНИ, вып. X II, 1964.

Illing V. G. The World's Oilfields. The Eastern Hemisphere. The Science of Petrol., v. VI, part I. Oxford University Press. London, Toronto, 1953.

Schaub H. P. and Jacksons A. The Northwestern Oil Basin of Borneo. Habitat of oil edited by Lewis G. Weeks. Tulsa-Oklahoma, 1958.

§ 9. МАЛАЙЗИЯ И БРУНЕЙ

В Малайзии известно одно нефтяное месторождение Мири, находящееся в Сараваке, в Брунее — нефтяные месторождения Серия и Джерудонг. Месторождения расположены в предгорной части молодого складчатого сооружения — гор Бове-Капуас, Иран, Крокер, протягивающихся в северо-восточной части о. Калимантан с северо-востока на юго-запад (рис. 208).

Первые нефтепоисковые буровые работы начаты в 1879 г. на о. Лабуан. Скважины с небольшой глубины давали несколько десятков литров

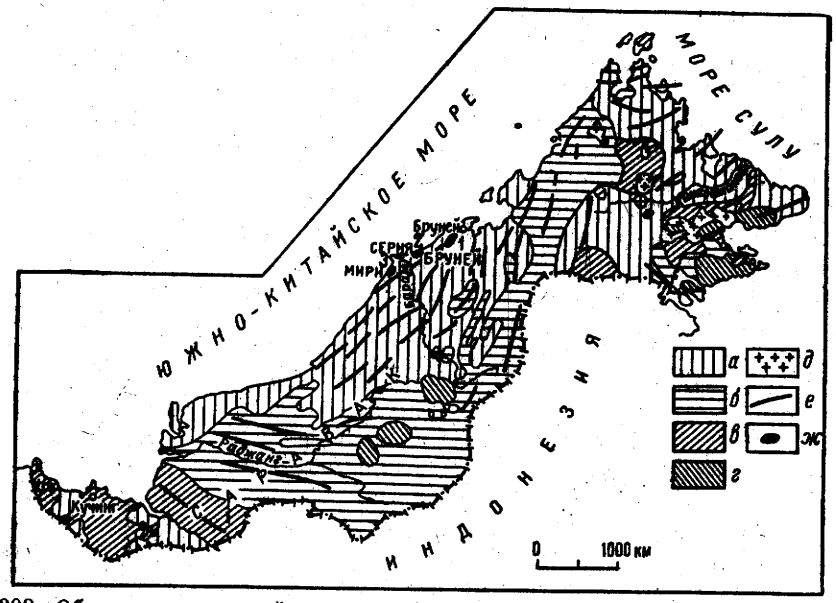


Рис. 208. Обзорная карта нефтеносного бассейна на северо-западе Борнео и схема расположения антиклиналей и нефтяных месторождений (по Х. П. Шаубу и А. Джексону).

а — неоген; *б* — палеоген; *в* — породы допалеогенового возраста; *г* — эффузивы; *д* — интрузивные породы; *е* — линии региональных простираний; *ж* — месторождения нефти: *1* — Джерудонг, *2* — Серия, *3* — Мири.

нефти в сутки. Буровые работы велись также на п-ове Клиас в районе давно известных поверхностных нефтепроявлений. В 1910 г. открыто месторождение Мири, скважины на котором были заложены по данным геологической съемки и поверхностным нефтепроявлениям, в 1929 г. — месторождение Серия, структура которого была выявлена в результате гравиметрической съемки и структурного бурения. Месторождение Джерудонг открыто в 1940 г. на антиклинали, выраженной на поверхности.[1]

Продуктивными являются пласты песчаников плиоценового и позднемиоценового возраста. Разрез неогеновых отложений приведен в табл. 154.

Месторождение Серия приурочено к асимметричной брахиантиклинали, часть которой находится в море. Южное пологое крыло структуры падает под углами 10—15° (рис. 209). Нефтеносны песчаники свит лианг, серия и мири, в разрезе которых в интервале 305—2134 *м* выделяются 24 горизонта мощностью от 9 до 46 *м*. Пористость песчаников около 20%, проницаемость до 100 *мд*. Основной пласт находится на глубине 914 *м*.

Нефти с глубиной закономерно изменяют плотность и содержание парафина от тяжелых (плотностью 0,4 *г/см*^{3}), лишенных парафина или

[1] В 1966 г. в Брунее открыты морские месторождения Юго-Западный Ампа и Западный Латонг.

Таблица 154

Литолого-стратиграфический разрез неогеновых отложений нефтеносных областей Саравак и Бруней

Система, отдел		Серия	Свита	Литологический состав	Максимальная мощность, *м*
Четвертичная		—	—	Речные песчано-глинистые породы	—
Неоген	Плиоцен	Тутонг	Лианг	Глины с прослоями песчаников. Нефтеносная толща	3000
			Серия		
	Миоцен	Белаит	Мири	Дельтовые и эстуариевые песчанистые породы, сменяющиеся в северном направлении морскими сланцеватыми глинами	6100
			Ламбир		
			Какус		
		Сетап	Сибути	Преимущественно морские сланцеватые глинистые породы, сменяющиеся в юго-восточном направлении песчанистыми разностями	4500
			Тангап		
			Нялау		
			Тубау		
			Батубора		

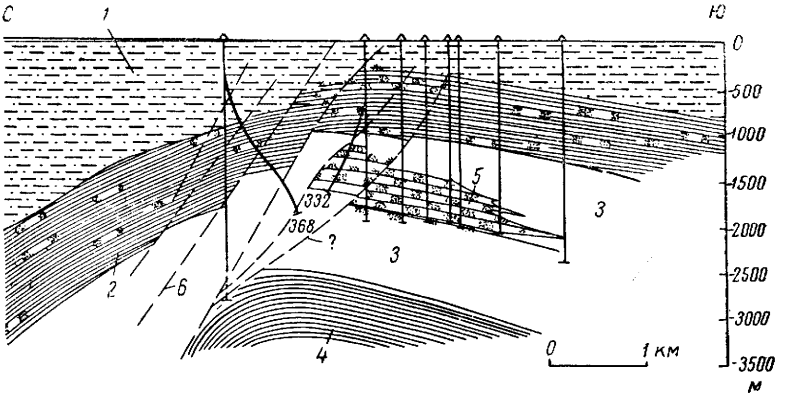


Рис. 209. Разрез антиклинали Серия (по Х. П. Шаубу и А. Джексону).

1 — лианг; *2* — серия; *3* — мири; *4* — сетап; *5* — продуктивные песчаники свиты мири; *6* — разрывы.

слабопарафинистых в верхних залежах, до легких (плотностью 0,840 *г/см*³) и парафинистых, а также газоконденсатных в нижних залежах. Месторождение Серия — одно из крупнейших на юго-востоке Азии. За 35 лет эксплуатации на нем добыто более 70 млн. *т* нефти, однако за последние годы добыча нефти неуклонно снижается (в 1959 г. — 5,5 млн., в 1961 г.— 4,1, в 1965 г. — 3,6 млн. *т*).

Месторождение Мири связано со структурой почти такого же типа, как и Серия, но сильно размытой. В своде ее обнажаются отложения свиты мири. Вышележащая свита серия развита лишь на крыльях. Соответственно промышленная нефтеносность приурочена только к свите мири. Как и на месторождении Серия, нефти изменяют свойства с глубиной (плотность в верхних залежах 0,90 *г/см*^{3} в нижних на глубине 1500 *м* — 0,83 *г/см*^{3}, нефть парафинистая). Месторождение дает в сутки несколько десятков тонн нефти. За 35 лет добыто более 30 млн. *т*.

Месторождение Джерудонг расположено в 32 *км* западнее г. Бруней. Представляет асимметричную брахиантиклиналь с крутым западным крылом. Нефтяные залежи вскрыты на глубине 1100 *м*. Месторождение малопроизводительное.

ЛИТЕРАТУРА

Roe J. W. Outline of the Geology of British Borneo. Annual report of geological Survey departament for 1954. Kuching. Sarawac, 1954.

§ 10. ФИЛИППИНЫ

На Филиппинских островах известны многочисленные выходы нефти и газа. Первые упоминания о них в литературе относятся к 1888 г.

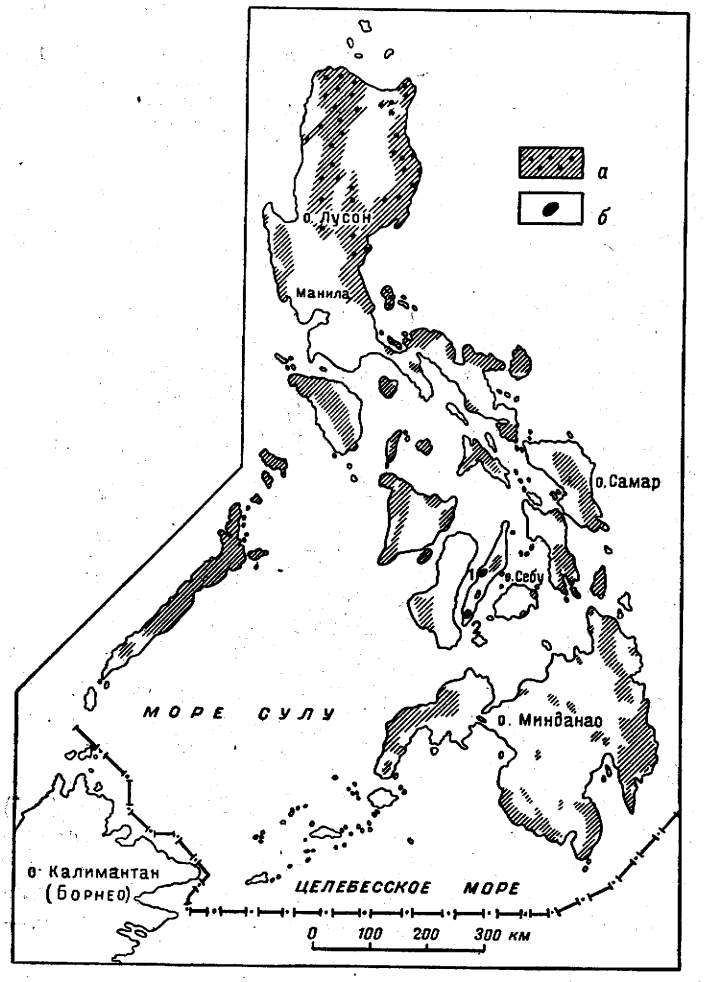


Рис. 210. Нефтяные месторождения на Филиппинах.

а — выходы домиоценового складчатого основания; *б* — месторождения: *1* — Толедо, *2* — Алегрия.

С конца XIX в. до настоящего времени непромышленные притоки нефти и газа получены при бурении ряда поисковых скважин на островах Панай, Лусон, Минданао. Одна из них в долине Кагаян на о. Лусон непродолжительное время фонтанировала газом с дебитом до 195 тыс. *м*³/*сутки*. Газовое скопление встречено на глубине 1310 *м* в миоценовых рифогенных известняках. Наиболее существенные результаты достигнуты на о. Себу. Здесь развита мощная толща морских осадков миоплиоценового возраста, залегающих с резким угловым несогласием на мезозойском складчатом основании (табл. 155). Породы

Таблица 155

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений осадочного чехла на о. Себу

Система, отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, *м*
Плиоцен—миоцен	Каркар	Рифогенные известняки	150—390
	Барили	Мергели	200—500
		Известняки	200—350
	Несогласие		
	Маингит	Песчаники	550
		Конгломераты	560
		Известняки	45
	Толедо	То же	200—250
	Маунт улинг	То же	200—250
	Малубог	Верхние угленосные слои	500—1070
		Верхние известняки бинабак	
		Нижние угленосные слои	
		Нижние известняки бинабак	
		—	
	Себу	Орбитоидные слои	75—100
		Угленосные слои	50—125
	Несогласие		
Мел		Сильно дислоцированный осадочный комплекс пород, прорванных интрузиями	—

осадочного чехла смяты в систему складок северо-восточного простирания. На некоторых из них осуществлялось поисковое бурение. Впервые на о. Себу и одновременно для всего архипелага оно было предпринято у Толедо, около интенсивных поверхностных нефтепроявлений в 1896 г. (рис. 210). Незначительные количества нефти получены в двух скважинах с глубины 240 и 330 *м* из пород миоцена. После длительного перерыва бурение здесь возобновилось в 1936 г. Несколько скважин дали непромышленные притоки нефти из песчаников миоцена с глубины около 150 *м*. С 1940 по 1948 г. неоднократно велось бурение на антиклинали Даанбантаян в северной части о. Себу; удалось выявить два газоносных горизонта; известняки барили и песчаники маингит, лежащие на глубине соответственно 620 и 1140 *м*. Некоторое время одна из скважин фонтанировала газом с дебитом 2200 $м^3/сутки$.

В 1959 г. последовало открытие первого промышленного нефтяного месторождения Филиппин в районе Толедо. Две небольшие залежи с нефтью плотностью 0,802 и 0,820 $г/см^3$ выявлены в песчаниках миоцена на глубине 375 и 445 *м*. Дебит нефти составлял 10—17 *т/сутки*. В дальнейшем велась разведка этого месторождения, в процессе которой ежегодно добывалось по 500—750 *т* нефти. Второе, также очень небольшое нефтяное месторождение Алегрия открыто в 1964 г. на юге о. Себу. Приурочено к антиклинали Алегрия. Легкая нефть обнаружена в среднемиоценовых песчаниках маингит на глубине около 200 *м*. Разведка месторождения продолжается.

ЛИТЕРАТУРА

Cornfeld J. A. First commercial oil discovery for the Philippine island. The Petroleum Engineer, 1960.

Dalton H. W. and Humphrey W. E. Petroleum developments in Far East in 1964. Bull. of the Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 49, No 8, 1965.

Fröelich A. J. Philippine oil search engaging 30 companies with 20 million acres currently under concession. Oil and Gas J., March, No 26, 1962.

§ 11. ЯПОНИЯ

Основная нефтегазоносность приурочена к островам Хоккайдо и Хонсю к кайнозойской складчатости зоны Йецо-Карафуто, являющейся непосредственным продолжением складчатости о. Сахалина.

Месторождения расположены в холмистой местности западнее центрального горного хребта на о. Хонсю или в низменной местности вдоль побережья Японского моря — в районах Акита и Ниигата. На тихоокеанском побережье в районе Сидзуока известно небольшое месторождение нефти Сагара и несколько месторождений природного газа, которые в бассейне Южного Канта имеют промышленное значение. На о. Хоккайдо открыты многочисленные, но незначительные нефтяные и газовые месторождения. Всего в Японии насчитывается более 80 месторождений нефти; в половине из них добыча уже не ведется. Наиболее важными являются 10 месторождений: в районе Ниигата — Ниицу, Хигасиями, Нисиями, Огути; в районе Ямагата — Иннай, Исирадзаки, Нарахоси; в районе Акита — Ябасе и Хачимори и в районе Сидзуока — Сагара (рис. 211).

Первые достоверные сведения о нефти известны на о. Хонсю с VII в.; к далекому прошлому (XIII в.) относится и начало ее добычи. Но основы современной нефтяной промышленности заложены только в 1870 г. Первые промышленные месторождения нефти открыты в префектуре Ниигата: в 1870 г. — Арацу (кустарная разработка началась с 1650 г.) и Ниицу;

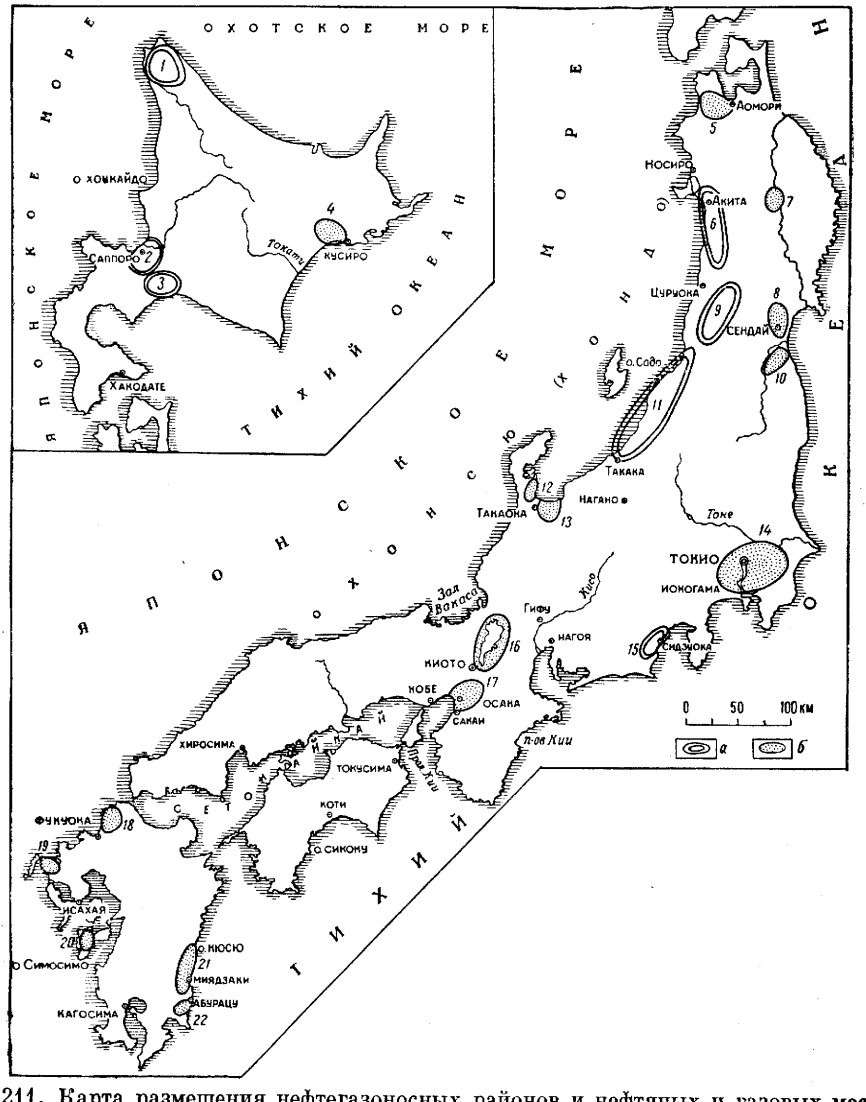


Рис. 211. Карта размещения нефтегазоносных районов и нефтяных и газовых месторождений Японии.

а — нефтеносные и газоносные районы с месторождениями; *б* — газоносные районы с месторождениями. *1* — район Темпоку, нефтяные месторождения: Вакканай, Коетай, Масупоро, Юси, Менами, Китатоиотами; газонефтяные: Тоетами, Омагари, Хоронобу, Кавагути, Сарагиси, Уто, Мотохарано, Сараэцубецу; *2* — район Исикари, нефтяные месторождения: Исикари, месторождения угольного газа бассейна Исикари и др.; *3* — район Ацума, нефтяные месторождения: Фуреой, Карумай, Баррато и др.; *4* — месторождения угольного газа бассейна Кусиро; *5* — газоносный бассейн водорастворенного газа в четвертичных отложениях Цугару; *6* — район Акита, нефтяные месторождения: Ябасе, Асахикава, Тойскава, Хачимори, Юри, Курокава, Мисикава, Тойоива, Кацурана, Ханекава, Катте, Танака, Усимисикава и др.; газовые: Явота и Дзагота; *7* — газоносный бассейн свободного газа в четвертичных отложениях Кэмуямо; *8* — газоносный бассейн водорастворенного газа в четвертичных отложениях Сендай; *9* — район Ямагата, нефтяные месторождения: Иннай, Нарахоси, Кацурадзака, Котани, Чокаидзан и др.; газонефтяные: Исирадзаки, Нисисинадзака, Нарабаси Магоми, Фукура; газовые: Фунагота, Сакада; *10* — месторождения угольного газа бассейна Токува; *11* — район Ниигата (и Нагано), нефтяные месторождения: Арацу, Нисиями, Ниицу, Хигасиями, Сибата, Курокава, Этиго, Гото, Омо, Никосимо и др.; газонефтяное Огути и газовые: Ниигата, Нагаока, Киита, Токада, Сев. Камбара, Ивафуне и др.; *12* — месторождение водорастворенного газа в четвертичных отложениях Иноуэ; *13* — месторождение водорастворенного газа в четвертичных и третичных отложениях равнины Тояма, месторождение Синминато; *14* — газоносный бассейн водорастворенного газа в третичных и четвертичных отложениях бассейна Южный Канто, месторождения: Мобара, Отаки, Кото, Кавасаки, Фуцу и др.; *15* — район Сидзуока, нефтяное месторождение Сагара и газовые: Яидзу и Семидзу; *16* — газоносный бассейн водорастворенного газа в четвертичных отложениях прибрежных площадей оз. Бива, месторождения Имадзу и Кусацу; *17* — газоносный бассейн водорастворенного газа в четвертичных отложениях Осака, месторождения: Итиока, Минато и Осака; *18—20* — месторождения угольного газа бассейнов: *18* — Цукубу (шахта Такамацу), *19* — Токасима, *20* — Амакуса; *21* — газоносный бассейн водорастворенного газа в четвертичных и третичных отложениях Миядзаки; *22* — месторождение водорастворенного газа в четвертичных отложениях Абурацу.

в 1873 г. — Хигасиями и в 1888 г. — Нисиями. Газовое месторождение Ниигата известно со второй половины XIX в., когда началась кустарная разработка его верхних горизонтов; основные залежи открыты и стали разрабатываться в промышленных масштабах с 1926 г. В 1957 г. здесь выявлены два крупных нефтяных месторождения Никосимо и Огути. В этой же префектуре в 1888 г. вблизи г. Идзумодзаки впервые в мире проведено морское бурение. На месторождении Хигасиями в 1939 г. начала применяться шахтная разработка нефти. В районе Акита нефтяное месторождение Асахикава открыто в 1907 г., Тойскава — в 1912 г., Юри — в 1918 г., Ябасе — в 1933 г. (нефтепроявления известны с 1868 г.) и, наконец, Хачимори — в 1938 г. В районе Ямагата выявлены нефтяные месторождения: Исирадзаки — в 1944 г., Карахаси — в 1947 г. и Магоми — в 1952 г.

Газовые месторождения Отаки и Мобара в бассейне Южный Канто, в префектуре Тиба кустарным способом начали разрабатываться с 1912 г.; современные методы эксплуатации стали применяться с 1926 г. Большинство газоносных площадей открыто значительно позже: Кото у г. Токио и в городах Кавасаки и Фуцу — в 1951 г., остальные — в 1954—1955 гг.

Первое нефтяное месторождение на о. Хоккайдо Исикари выявлено в 1903 г.; вслед затем установлен ряд месторождений: в 1905 г. — Фуреой, в 1906 г. — Курамай, в 1915 г. — Менаси, в 1921 г. — Коетай, в 1923 г.— Масупоро и в 1938 г. — Китатоиотами.

До конца 1945 г. первое место по добыче нефти занимало месторождение Арацу, затем оно перешло к месторождению Ниицу, которое в свою очередь в 1945 г. уступило его месторождению Ябасе. Последнее дает около $^2/_3$ всей добываемой в стране нефти и имеет 75% (около 2 млн. *т*) всех запасов ее. Месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления. Глубина залегания продуктивных горизонтов нефтяных залежей находится в интервале от 20 до 2500 *м*.

В настоящее время в Японии известно около 40 газовых месторождений. Главнейшими являются Ниигата, из которого получают $^4/_5$ всего добываемого в стране газа с промышленными запасами 70 млрд. $м^3$, и месторождения бассейна Южный Канто с запасами 80 млрд. $м^3$. В большинстве газовых месторождений Японии газ находится в растворенном состоянии в пластовых водах четвертичных и верхнеплиоценовых отложений. Суточные дебиты водорастворенного газа из скважин изменяются в весьма широких пределах: от 2—5 $м^3$ газа, извлекаемого из верхних горизонтов четвертичных отложений, до 500—1200 $м^3$ газа из глубоких горизонтов месторождений бассейна Южный Канто и до 2200 $м^3$ из месторождения Миядзаки (о. Кюсю). Газоносные пласты в четвертичных отложениях в ряде других районов появляются с глубины 2 *м*; эксплуатируются они скважинами, обсаженными бамбуком. Каменноугольные газы разрабатываются в ряде шахт. На шахте «Ивасаки» в бассейне Дзебан на о. Хонсю газ добывается с глубины 380—400 *м*. Суточный дебит из отдельных скважин здесь достигает 2000 $м^3$. В угленосном бассейне Цукубу (о. Кюсю) некоторые скважины дают до 10 тыс. $м^3$ газа в сутки, а из шахты «Есима» (префектура Фукусима о. Хонсю) — до 13 тыс. $м^3$. В бассейне Исикари на 1 *т* добываемого угля приходится более 90 $м^3$ газа, в бассейне Кусиро — до 130 $м^3$ газа.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Нефтегазоносные бассейны сложены мощной толщей кайнозойских отложений, схематический разрез которых приведен в табл. 156. Газоносны пески, песчаники, галечники четвертичных и плиоценовых, в меньшей степени более древних отложений. Нефть в основном приурочена к толще миоцена (табл. 157).

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пологие симметричные антиклинали развиты на о. Хоккайдо. В восточном направлении интенсивность складчатости увеличивается. В районе Темпоку простирание структур северо-западное или северо-северо-западное, в районе Исикари оно северо-восточное, в районе Ацума — северо-северо-восточное.

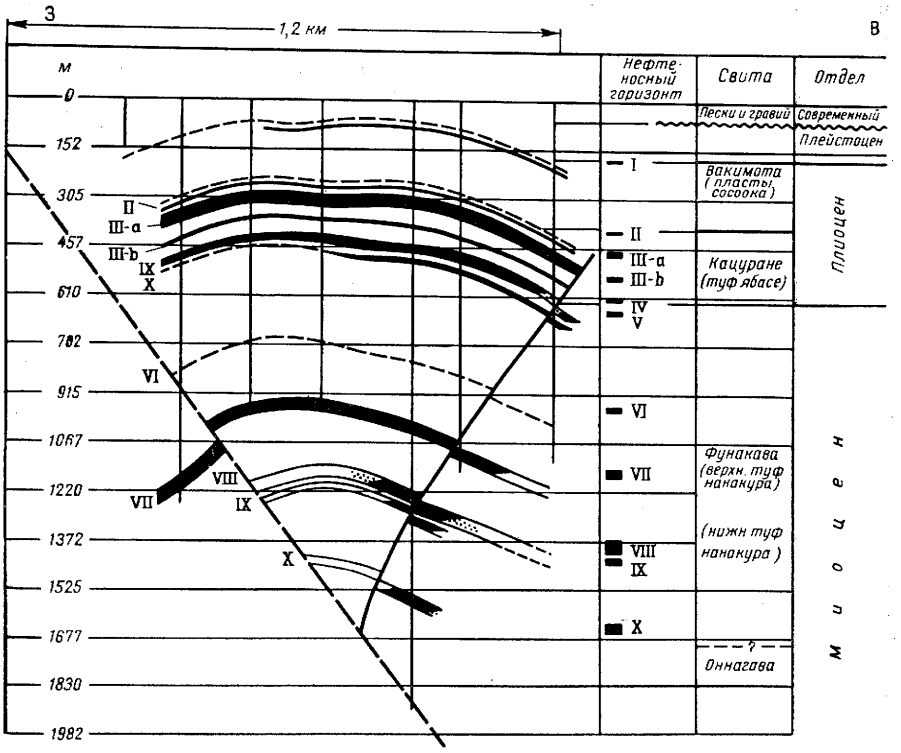


Рис. 212. Разрез месторождения Ябасе через сектор Койя.

Меридионально ориентированные антиклинали, нарушенные многочисленными разрывами, развиты на о. Хонсю в районе Акита и Ямагата. Типичным примером является структура месторождения Ябасе, представляющего узкую асимметричную антиклиналь длиной 10 *км*; западное крыло наклонено под углами 50—60°, восточное — под углами 25—30°, с глубиной угол падения крыльев увеличивается. Антиклиналь осложнена рядом поперечных разрывов и надвигом, разделяющим месторождение на самостоятельные участки: Койя и Ябасе (рис. 212, 213). Месторождение Исиназаки (район Ямагата) представляет брахиантиклиналь, нарушенную продольным сбросом с амплитудой около 110 *м*. Нефтяная залежь приурочена к западному крылу (рис. 214).

Подавляющее большинство структур в районах Ниигата и Ногано ориентировано в ниигатском (юго-западном) направлении, которое на юге (район Ногано) становится меридиональным. Антиклинали также секутся многочисленными разрывами.

Газовое месторождение Ниши-Надаока представляет пример куполовидной пологой структуры.

Таблица 156

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносных районов Японии

Система	Отдел	о. Хоккайдо									о. Хонсю									
		Темпоку			Исикари			Ацума			Акита				Ниигата					
		Свита	Литологический состав	Мощность, м	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Свита	Толща	Литологический состав	Максимальная мощность, м	Свита	Толща	Литологический состав	Максимальная мощность, м		
Четвертичная		Нумакава	Пески, гравий и глины	0—30		Пески, гравий и глины			Пески, гравий и глины		Катаниси	Терауси	Пески, гравий и ловатые породы с включениями андезитов	70	Дзинтамине		Переслаивающиеся пески, гравий и ловатые породы с включением андезитов	150		
															Угуми	Огути	Переслаивающиеся пески, гравий, ловатые породы, лигниты с включением андезитов	1300		
Неоген	Плиоцен										Сибикава	Сибикава	Песчаники, конгломераты и аргиллиты с включениями лигнита и андезитов	300		Цукияма	То же самое и, кроме того, включения липаритов	1100		
		бепу	Глины, пески	0—150	кудзава	Пески и глины	0—300	кава	Конгломераты, песчаники	850	ока	Тофуява	Песчаники с включением андезитов; внизу песчаники вакимото	200	зуме	Ванадзу	Массивные песчаники, в нижней части с включениями андезитов	300		

Неоген	Плиоцен	Сара	и гравий		Заимо	с гравием		Му	и аргиллиты		Саса	Сасаока	Алевролиты и тонкозернистые песчаники с включениями андезитов. Верхние песчаники входят в состав вакимото, нижние — в китаура	700	Хан	Сараива	Голубовато-серые алевролиты, в нижней части с включениями дацитов и андезитов. В краевых частях района алевролиты замещаются песчаниками	600
		Юси	Тонкозернистые песчаники	500—800	Тобецу	Тонкозернистые песчаники и серые аргиллиты	500—800	Моебецу	Серые алевролиты	480—1170	Тентокудзи	Серые туфогенные алевролиты и аргиллиты с включением в нижней части андезитов, а в средней, кроме того, липаритов и дацитов. Пласты, содержащие прослои песчаников, называются кацуране, или китаура	700	Нисияма	Нисияма	Темные или темно-серые аргиллиты и песчаники с включениями дацитов и андезитов	800
		Койтой	Серые аргиллиты с фауной	180—750											Хамацуда	Аргиллиты и алевролиты, а местами переслаивающиеся песчаники и аргиллиты. Имеются включения диоритов и андезитов, а в нижней части базальтов	150
	Миоцен	Вакканаи	Плитчатые массивные плотные сланцы	0—1300	Мораи	Плитчатые плотные сланцы	400—800		Песчаники и аргиллиты	230—380	Фунакава	Черные аргиллиты с многочисленными туфовыми прослоями, которые в верхней части называются туфами верхняя нанакура, с включениями липаритов, дацитов, андезитов и базальтов	650		Сийя	Темно-серые или черные аргиллиты, местами переслаивающиеся песчаники и аргиллиты. Имеются включения диоритов, андезитов и базальтов	800
									Переслаивающиеся пески и аргиллиты	220—280							

Продолжение табл. 156

Система	Отдел	о. Хоккайдо									о. Хонсю								
		Темпоку			Исикари			Ацума			Акита				Ниигата				
		Свита	Литологический состав	Мощность, м	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Свита	Литологический состав	Мощность, м	Свита	Толща	Литологический состав	Максимальная мощность, м	Свита	Толща	Литологический состав	Максимальная мощность, м
Неоген	Миоцен	Вакканай	Массивные аргиллиты	0—485	Башносава	Глауконитовые песчаники	100—500	Карумаи	Плотные аргиллиты	140—250	Фунакава	Оннагава	Плотные аргиллиты с прослоями туфов, которые в верхней части называются туфами нижняя нанакура, а в нижней — туфами койя. Имеются включения в верхней части дацитов и андезитов, а в нижней, кроме того, и липаритов	550	(кубики)	Терадамари	Темно-серые или черные аргиллиты с включениями липаритов	1000
		Масуново	Песчаники, аргиллиты и конгломераты	0—1490	Ацута	Черные аргиллиты	350—800	Фуреои	Переслаивающиеся песчаники и аргиллиты	850—2320						Нанатани	Темно-серые или черные плотные аргиллиты с включениями липаритов, а в нижней части, кроме того, андезитов и базальтов	1500
			Алевролиты	0—1725	Хаттари	Переслаивающиеся песчаники и аргиллиты		Такиноуе	Черные аргиллиты и серые алевролиты	260—640								
												сава	Переслаивающиеся песчаники и аргиллиты	150				

Неоген	Миоцен	Сойя		Переслаивающиеся песчаники, аргиллиты и угли	0—75									
		Магарибуси		Аргиллиты	0—200									
Палеоген	Олигоцен	Поронаи (хоруоти)		Черные аргиллиты с фауной	0—650	Зеленых туфов		Зеленые туфы, брекчии; встречаются включения дацитов и андезитов		Дайдзима	Мондзима	Зеленые туфы и андезиты; встречаются включения базальтов и дацитов	580	
			Момидзияма	Черные алевролиты с фауной	0—330						Дайдзима	Туфобрекчии, песчаники и конгломераты с включениями дацитов, андезитов и базальтов		
											Нисикуро	с включениями липаритов, дацитов, андезитов и базальтов		
										Кубисиро	Цукава	Зеленые туфы, песчаники и конгломераты с включениями липаритов, андезитов, а в верхней части, кроме того, липаритов		1600
										Микава	Верхняя	Доллериты, песчаники и конгломераты с включением липаритов и андезитов		1000
											Нижняя	Порфиритовые липариты		

Таблица 157

Распределение и характеристика продуктивных отложений по разрезу кайнозойских отложений Японии

Возраст	Наименование и место распространения	Литологический состав	Мощность, м	Характер коллекторов	Состав залежи (плотность, г/см³; содержание, %)
Четвертичный	Торфоносная равнина района Исикари (о. Хоккайдо)	Торф	—	Поровые	Водорастворенный газ: CH_4 89—94; CO_2 0,4—0,9; N_2 5—9
	Толщи аомори и хирано свиты катаниси Аомори и равнины Цугару о. Хонсю	Аллювий	До 200, по отдельным пластам от 20 до 70	То же	Водорастворенный газ: CH_4 27—81,8; CO_2 0,5—3,4; N_2 25
	Район Ямагата (префектуры Ивате, Мияги)	Пески и гравий	До 150; выделены 4 продуктивных пласта	То же	Водорастворенный газ: CH_4 54,5—95,6; CO_2 0,0—20,5; N_2 1,8—45,3 и свободный газ: CH_4 47; CO_2 4—9; N_2 22—45
	Свиты дзингамине и уонума — верхняя часть (Ниигата, в том числе равнины Северная Камбара)	То же	От 90 до 95 (всего 6 продуктивных пластов)	То же	Водорастворенный газ: CH_4 90,3—91,5; CO_2 2,9—7,2
	Районы Нагано, Сидзуока и префектура Тояма, Исикава, Фуки, Сига, Симане	Аллювиальные пески и галечники	До 400; выделены 3 пласта	То же	Водорастворенный газ: CH_4 81—88; CO_2 4—10; N_2 5—12; в более глубоких горизонтах тяжелые углеводороды — до 0,1
	Южный Канто, префектуры Тиба, Канагава, Сайтама и г. Токио	Пески и гравий	Несколько сотен	То же	
Плиоцен	Район Темпоку, Исикари и Ацума	Преимущественно песчаники и пески, а также гравий	От 180 до 2020	То же	Нефть и газ — незначительные количества
	Толщи тофуива, тентокудзи (район Акита)	Песчаники, пески и туфы	До 1200. Нефтеносные пласты: песчаник сасаока (в месторождении Кисагато газоносен), песчаники верхов и средней части	Поровые и трещиноватые	Нефть плотностью 0,845—0,976, сильно газированная

			пласта кацуране и верхи туфов Ябасе		
Плиоцен	Свита уонума — нижняя часть (район Ниигата)	Пески и галечники	До 1500; выделены 3 газоносных пласта G, R, S. В месторождении Огути в свите хамацуда залегает газоносный пласт «громовой»	Поровые	
	Свита миура (бассейна Южный Канто)	Песчаники и конгломераты	>2300. Газоносные пласты: канэготи, 50; касамори и мандая, 240; тенан, 110; кокинокидай, 80; какумото, 200; умэгасэ 330; отадай, 460; ковада, 650—700; обара, 100; нанина и катиура	То же	Водорастворенный газ: CH_4 92—98; CO_2 0,2—1,5; O_2 0,1; N_2 + редкие 0,8—1,0
Миоцен	Свиты вакканаи и масупоро (район Темпоку): свиты мораи и банносава (район Исикари); свиты карумаи и синро (район Ацума)	Аргиллиты, глауконитовые песчаники и конгломераты	От 0 до 4400 в Темпоку; от 500 до 1300 в Исикари и от 1220 до 3230 в Ацума	Поровые и трещиноватые	Преимущественно газ, нефти мало
	Свита фунакава (район Акита)	Песчаники и туфы	До 1200. Нефтеносны туфы верхов, низов и основания свиты фунакава и 5 пластов туфов в средней части толщи оннагава	То же	Нефть плотностью 0,845—0,865
	Свита Кубасиро (район Ниигата)	В основном песчаники и туфы	До 4900; в верхней части (сийя и терадамари) выделено 5 нефтеносных горизонтов; А, В, С, Д и Е. В месторождении Огути в толще сийя выделен газонефтеносный пласт	То же	Нефть легкая, газ жирный
	Нижний миоцен (район Сидзуока)	Песчаники и конгломераты	Пласты аинэ, 1200	То же	
Олигоцен	Свита поронаи (хоруоти)	Аргиллиты	—	Трещиноватые	Газ и нефтепроявления

В районе Сидзуока продуктивны резко выраженные антиклинальные складки, вытянутые широтно. Исключение составляет структура месторождения Яидзу, где газоносные четвертичные отложения покрывают базальтовый купол и образуют брахиантиклиналь.

Бассейн Южный Канто представляет обширную депрессию площадью около 4000 *км*² (в центре бассейна находится г. Токио), охватывающую префектуры Тиба, Канагава, Сайтама и часть Токийского залива. Залежи газа здесь обычно

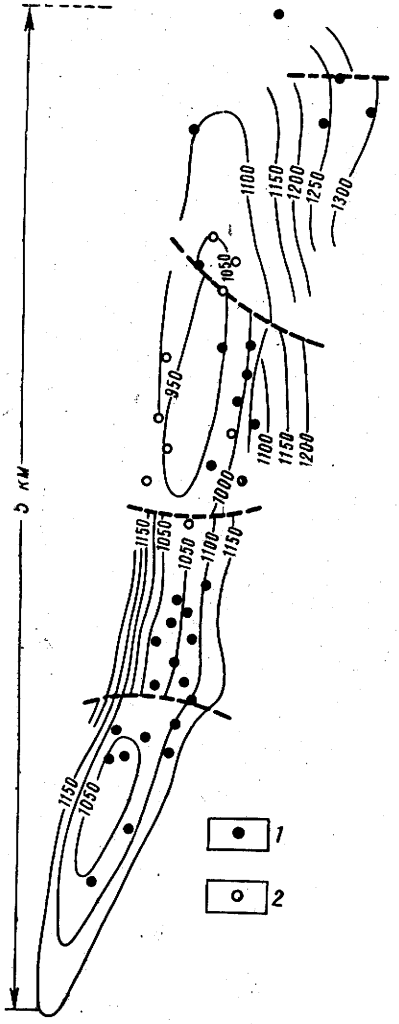


Рис. 213. Схематическая структурная карта кровли горизонта VII месторождения Ябасе.

1 — скважины нефтяные; *2* — газовые.

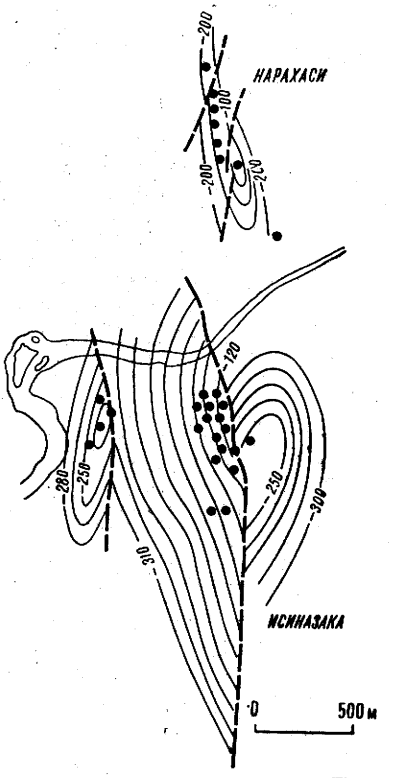


Рис. 214. Схематическая структурная карта кровли нефтеносного песка месторождений Исиназака и Нарахаси (район Ямагата).

связаны с весьма пологими синклиналями. В префектуре Тиба газоносные толщи падают моноклинально на северо-запад под углом 3°, иногда 15°. Некоторые структуры, например Мобара и др., нарушены многочисленными разрывами, служащими экраном для скоплений газа.

Большинство месторождений водорастворенного газа, связанных с четвертичными отложениями, как правило, приурочено к равнинным площадям. Газоносные горизонты залегают почти горизонтально в весьма пологих обширных синклиналях.

Скопления угольных газов обычно отмечаются в угольных пластах или во вмещающих их породах в зонах нарушения (сбросах, надвигах) замко-

вых частей антиклинальных структур и особенно в покрывающих угли и угленосные толщи пористых пластах.

В табл. 158 приведены данные о структурах месторождений и сопровождающих эти месторождения типах залежей. В табл. 159 охарактеризованы отдельные месторождения Японии.

Таблица 158

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Японии

Структурные формы месторождений	Типы залежей		Примеры месторождений
Антиклинальные	Пластовые	Сводовые	Месторождения о. Хоккайдо
		Сводовые, осложненные тектоническими разрывами	Ябасе, Ниицу, Хигасиями, Нисиями, Магоми
		Тектонически экранированные	Сенаи, Сагара
Синклинальные			Большинство месторождений водорастворенного газа в бассейне Южный Канто, а также Синминато, Иноуэ, Сендай и др.
Моноклинальные		Тектонически экранированные	Ниигата, Этиго, Курокава
			Мобара

Таблица 159

Характеристика нефтяных месторождений Японии

Месторождение	Год ввода в разработку	Глубина залежи, м	Количество эксплуатационных скважин		Плотность нефти, г/см³
			фонтанных	насосных	
Нисиями	1888	175—1970	1	263	0,850—0,829
Ниицу	1896	50—1470	—	438	0,943—0,879
Исикари	1903	70—905	—	81	0,820
Асахикава	1908	150—395	—	175	0,932
Соя	1915	255—855	—	12	0,824
Иннай	1923	295—1080	1	203	0,937
Ябасе	1933	100—1700	199	323	0,835—0,860
Хачимори	1938	200—440	2	25	0,952
Шонай	1944	140—295	1	32	0,943
Тамугияма	1956	1280	4	1	0,790
Барато	1957	395	8	—	0,890
Китаконоура	1957	1250	—	2	0,910
Фукура	1957	790	2	—	0,800
Сарукава	1958	610—1280	8	—	0,850
Мицуки	1958	3270	2	—	0,830

ЛИТЕРАТУРА

Козлов В. П. Нефтяные и газовые месторождения Японии. Геология нефти и газа, № 5, 1959.

ЛИТЕРАТУРА к гл. IV

Брод И. О., Васильев В. Г. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. Изд-во «Недра», 1965.

Вер-Вибе В. А. Как находят нефть. Гостоптехиздат, 1959.

Геология и нефтеносность зарубежных стран. Труды ВНИГНИ, вып. XLII, Изд-во «Недра», 1964.

XX Международный геологический конгресс. Материалы по геологии нефти, т. IV. Гостоптехиздат, 1959.

Леворсен А. И. Геология нефти. Гостоптехиздат, 1958.

Лисичкин С. М. Нефтяная промышленность стран Ближнего, Среднего и Дальнего Востока. Гостоптехиздат, 1962.

V Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1961.

Радченко О. А. Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. Гостоптехиздат, 1965.

Распространение нефти. Симпозиум амер. геологов-нефтяников. Под ред. Л. Г. Уикса, пер. с англ. под ред. И. О. Брода и В. Б. Оленина. Гостоптехиздат, 1961.

Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, No 7, 1960—1965.

ГЛАВА V

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АВСТРАЛИИ И НОВОЙ ЗЕЛАНДИИ

§ 1. АВСТРАЛИЯ

Нефть и газ обнаружены в штатах и на территориях Квинсленд, Виктория (в том числе в акватории), Южная Австралия, Западная Австралия, Северная территория, а также на Папуа у одноименного залива. Кроме своей восточной окраины, материк Австралия представляет платформу (Австралийская платформа), имеющую в основном докембрийский фундамент и лишь на востоке — фундамент палеозойского возраста. Восточную окраину Австралии занимает область пермо-триасовой складчатости, сочленяющейся с платформой краевым прогибом. Австралийская платформа захватывает также южную часть Папуа. Севернее, отделяясь от платформы краевым прогибом, протягивается зона альпийской складчатости.

Нефтяные и газовые месторождения располагаются в бассейнах Большом Артезианском, Карнарвон, Перт, Амадеус и Гиппслэнд (рис. 215) и др.

Поиски нефти и газа в Австралийском Союзе имеют достаточно давнюю историю, которая по масштабам и методике, а также по результатам работ может быть достаточно условно разделена на несколько этапов. Отчетливые и достоверные естественные нефтегазопроявления на материке редки. Исходным указанием на целесообразность поисков нефти и газа явились их признаки, неоднократно наблюдавшиеся в скважинах, бурившихся на воду, начиная с 1880 г., в Большом Артезианском бассейне.

Первая скважина пробурена на нефть в 1899 г. В 1900 г. идея о постановке поискового бурения получила фактическое обоснование: артезианская скважина около г. Рома (штат Квинсленд) (см. рис. 215) дала фонтан газа с дебитом 1250 *м*^{3}/*сутки* с глубины 1104 *м* и продолжала фонтанировать длительное время. С 1899 по 1952 г. поисковое бурение небольших масштабов велось на поднятиях, намечаемых по данным геологической съемки. Поиски концентрировались в восточной части Большого Артезианского бассейна, затем распространились на ряд других областей страны. Достигнутые результаты оказались весьма скромными. В нескольких скважинах в окрестностях Рома были получены притоки газа; с 1928 по 1931 г. здесь добывалось незначительное количество газа и конденсата для местных нужд. В 1935 г. на антиклинали Аркадия (200 *км* севернее Рома) скважина вскрыла три газоносных горизонта в пермских отложениях; газ на 70% состоял из CO_2 и скважину ликвидировали. В 1924 г. на юге страны, в штате Виктория, открыто очень небольшое нефтяное месторождение Лейкс Энтренс. С 1930 по 1939 г. здесь велась крайне незначительная добыча (всего $\sim$ 1100 *т*) из мелких скважин, затем предпринимались попытки шахтной эксплуатации месторождения, однако они оказались неудачными и в 1951 г. были прекращены.

Второй этап охватывает 1953—1958 гг. Для него характерны малые объемы геофизических исследований и заложение поисковых скважин главным образом по данным геологической съемки. До 1955 г. объем поискового бурения увеличивается, а затем постепенно сокращается. В 1954—1955 гг. получен значительный приток нефти в поисковой скважине, пробуренной в 1953 г. в бассейне Карнарвон на западном побережье Австралии. Скважина, заложенная на антиклинали Раф-Рэндж с целью

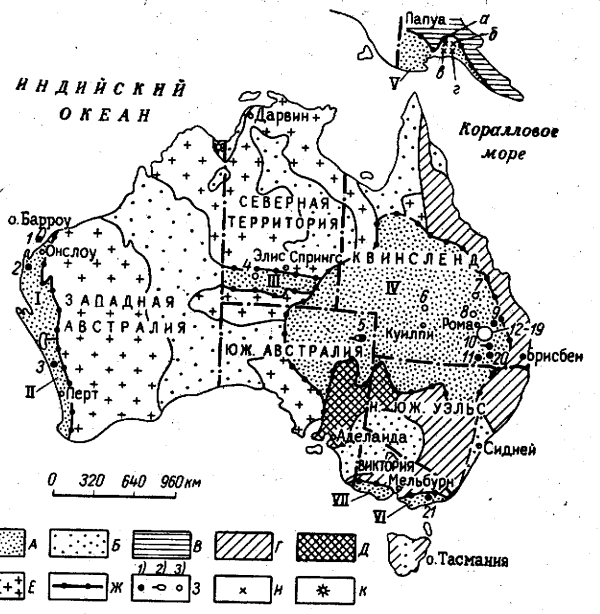


Рис. 215. Нефтяные и газовые месторождения в Австралии.

А — нефтегазоносные бассейны: *I* — Карнарвон, *II* — Перт, *III* — Амадеус, *IV* — Большой Артезианский, *V* — Арафурский, *VI* — Гипсленд, *VII* — Отвэй; *Б* — прочие осадочные бассейны, перспективные для поисков нефти и газа; *В—Е* — площади бесперспективные: *В* — кайнозойские складчатые сооружения, *Г* — область каледонской и герцинской складчатости, *Д* — байкальская складчатая область (геосинклиналь Аделаида), *Е* — архейские и протерозойские щиты; *Ж* — границы бассейнов с установленной нефтегазоносностью; *З* — месторождения: 1) нефтяные: *1* — Барроу, *2* — Раф-Рэндж, *3* — Ярдарино, *9* — Конлои, *11* — Эльтон, *20* — Муни, *21* — Лейкс Энтренс; 2) газовые; *4* — Мерини, *6* — Гилмор, *7* — Роллстон, *8* — Вестгроув, *12—19* — месторождения площади Рома (Янала, Близ-Крик, Ричмонд, Пиканджинни, Бони-Крик, Бэк-Крик, Снэйк-Крик, Бофор); 3) газоконденсатные: *5* — Гиджеэльпа, *10* — Кэбевин; *И* — поисковые скважины на Папуа, давшие значительные притоки газа и (или) нефти: *а* — Бвата, *б* — Пури, *в* — Барикева, *г* — Куру; *К* — газовая скважина в бассейне Бонапарт.

поисков продуктивных горизонтов в разрезе палеозоя, неожиданно дала приток нефти из базальных песчаников мела. Полученные результаты сначала рассматривались как открытие первого в стране промышленного нефтяного месторождения, однако последующие скважины оказались сухими. В 1954—1955 г. в 200 *км* севернее Рома на погребенном поднятии Ридс Дом с небольшой глубины получен приток газа дебитом 15 400 $м^3$/*сутки*.

Начало третьего этапа, продолжающегося до настоящего времени, относится к 1959 г., когда к поискам совместно с австралийскими компаниями приступили компании США. В 1959—1962 гг. работы концентрировались в прогибах Артезианского бассейна Сурат и Боуэн. Для выяснения глубинного строения выполнялись комплексные геофизические исследования: гравиразведка, воздушная магнитная разведка и сейсморазведка. При помощи последней удалось выявить ряд погребенных поднятий. На некоторых из них в поисковых скважинах получены притоки нефти и газа в районе Рома (Пиканджинни, Тимбюри Хиллс, Саннибэнк

и др.), а также в более северных (Глентуллох, Вестгроув) и юго-восточных (Кэбевин) областях. Декабрь 1961 г. ознаменовался открытием первого в стране промышленного нефтяного месторождения Муни. Достигнутые успехи явились стимулом активизации комплексных геофизических и буровых поисковых работ в восточной части Большого Артезианского бассейна и расширения их фронта на территории материка. За 1963—1964 гг. поисковым бурением охвачен целый ряд бассейнов страны. Месторождения нефти и газа открыты в бассейнах Перт, Карнарвон, Амадеус, на западном и восточном бортах Большого Артезианского бассейна. Непромышленные притоки нефти и газа дали поисковые скважины в бассейнах Арафурском, Бонапарт, Отвей (около Порт-Кэмпбел). С апреля 1964 г. начата регулярная промышленная добыча нефти (800 *т/сутки*) на месторождении Муни. За 1964 г. здесь получено 190 тыс. *т* нефти и 10 млн. $м^3$ газа. Кроме указанных на рис. 215, в стране имеется бассейн Мэрибаро (в районе Брисбен) с установленной газоносностью меловых отложений.

БОЛЬШОЙ АРТЕЗИАНСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн связан с крупной асимметричной впадиной, объединяющей краевой прогиб пермо-триасового складчатого сооружения и обширный склон Австралийской платформы с разновозрастным фундаментом. На восточном, внутреннем борту складчатое герцинское основание слагается слабо метаморфизованными породами палеозоя. Крайняя восточная часть бассейна (прогибы Сурат, Боуэн) отделяется от западной крупным выступом фундамента — кряжем Нибайн, простирающимся субмеридионально. На обоих бортах бассейна выделяются зоны многочисленных локальных поднятий, протягивающиеся в направлении, близком к меридиональному. На западном борту эти поднятия весьма пологие, типичные для платформенных областей, а на восточном, внутреннем, выражены значительно резче. Максимальная мощность отложений, покрывающих породы фундамента, около 7000 *м*. Они разделяются несогласием на два структурных подъяруса: 1) пермо-триасовый, слагаемый континентальными, вулканогенными и частично морскими фациями; 2) юрский — нижнемеловой, представленный, кроме самой верхней части, континентальными отложениями. В западном направлении, к оси прогиба этот разрез, приведенный в табл. 160, существенно изменяется: мощность пермо-триаса возрастает до 7500 *м*, из которых около 6000 *м* приходится на пермские отложения; в составе последних значительную роль (около 1500 *м*) играют морские мелководные фации (табл. 161).

Характеристика нефтегазоносности бассейна приведена в табл. 162. В табл. 163 перечислены поисковые скважины, давшие притоки газа или нефти, пробуренные на восточном борту бассейна, в районах Рома и Роллстон.

Нефтяные месторождения (Муни, Эльтон, Конлои) располагаются в юго-восточной части прогиба Сурат, газовые находятся севернее, в районах Рома и Эмеральд. В южной части восточного борта нефтяные залежи выявлены в юрских песчаниках, которые не обладают высокой проницаемостью, но могут служить коллекторами для нефти. В зоне Роллстон — Рома скопления углеводородов заключены в песчаниках перми — юры, характеризующихся очень плохими коллекторскими свойствами. Это определяет возможность формирования преимущественно газовых залежей при концентрации нефти в сугубо локальных участках природных резервуаров (притоки нефти у Саннибэнк и в нескольких скважинах на месторождении Ричмонд). Месторождения приурочены к узким

Таблица 160

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений внутреннего восточного борта Большого Артезианского бассейна (прогиб Сурат)

Система, отдел	Свита	Горизонт	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Примечание
Мел нижний	Рома		Глины, известняки, песчаники	На юге до 850, на севере размыты	Морские фации
Мел нижний — юра верхняя [1]	Блайздейл	Переходный	Известняки, песчаники, глины	На юге 45	Почти полностью континентальные фации
		Мууга	Песчаники	» » 50—90	
		Фоссил вуд	Глины, песчаники	» » 60	
		Губберамунда	Песчаники	» » 160—200, на севере размыты	
Юра средняя	Вэлуун		Песчаники и глины с прослоями углей	На юге до 350, на севере частично размыты	Континентальные фации
Юра нижняя	Бундамба	Хаттон	Алевролиты, тонкозернистые песчаники	На юге 300—350	
		Эвергрин	Алевролиты, глины	На юге 150	
		Пресипис	Два горизонта грубозернистых песчаников, разделенных пачкой мелкозернистых песчаников и алевролитов	На юге 150 На севере до 530	
			Несогласие в южной части прогиба Сурат		
Триас	Муулайэмбер		Глины, песчаники, алевролиты	На юге 640, на севере 1320	
	Клематис				
	Реван				
Пермь	Кианга		Песчаники, алевролиты, глины, прослои углей	На юге 150, на севере 430	
	Бэк-крик		Глины, песчаники, алевролиты, известняки	330	Морские фации
	Крэкоу		Эффузивы, туфы, прослои морских осадочных пород	Более 3000	
			Несогласие		
Девон — карбон			Слабо метаморфизованные обломочные и карбонатные породы складчатого основания, прорванные интрузиями гранитов		

[1] Свиту блайздейл некоторые авторы полностью относят к нижнему мелу.

Таблица 161

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений западного борта Большого Артезианского бассейна
(по Джонстону и Плейфорду, 1959 г.; Уайхтаузу, 1954 г.; Шнеебергеру, 1964 г.)

Система, отдел	Литологическая и фациальная характеристика	Мощность, *м*
Плиоцен?	Континентальные песчано-глинистые осадки	Маломощный чехол
Эоцен?	Континентальные песчаники и конгломераты	90
Мел верхний	Континентальные песчаники, глины	1200
Мел нижний	Морские песчаники, глины, мергели	1050—1300
Юра	Преимущественно континентальные угленосные песчано-глинистые отложения	1140
Триас	Континентальные песчаники, глины, конгломераты	~800
Пермь	Локально развитые континентальные ледниковые песчано-глинистые отложения	—
	Несогласие	
Девон—карбон	Мощная морская толща. Песчаники, глины, известняки	—
	Несогласие	
Кембрий—ордовик	Карбонатно-глинистая толща	—

Таблица 163

Поисковые скважины, пробуренные в 1960—1964 гг. в районах Роллстон и Рома, давшие притоки нефти или газа

Наименование скважин	Глубина залегания продуктивных горизонтов, *м*	Дебит скважин, *т/сутки* или *м³/сутки*
Диринда (г)	1200	1 000
Ламен (г)	1190	200 000
Бэлбри (г)	1050	500
Эпплгроув (г)	1200	45 000
Глентуллох (г)	800	190 000
Саннибэнк (н)	1770	80
Вэринилла (г)	1750	2 100
Вангер (гк)	—	—
Дюарран (г)	1300	14 000

Примечание. Во всех скважинах притоки получены из песчаников перми, триаса или юры.

брахиантиклиналям, объединяющимся в зоны субмеридионального или северо-восточного простирания. Наиболее хорошо разведано месторождение Муни, строение которого показано на рис. 216, 217. Оно приурочено к узкой, не выраженной на поверхности брахиантиклинали, осложненной разрывом и сложенной породами юры-мела. Этот комплекс с базальным

Таблица 162

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе Большого Артезианского бассейна

Месторождение [1*]	Возраст	Наименование	Литологический состав	Суммарная мощность, *м*	Пористость, % [2*]	Глубина залегания, *м*	Плотность нефти, *г/см³*	Количество нефтяных или газовых скважин	Суточный дебит газа, тыс. *м³*; нефти, конденсата, *т*	Начальное пластовое давление, *ат*	Доказанные промышленные запасы к 1/IX 1964 г. [3*]
Восточный борт. Зона Роллстон-Рома (прогиб Боуэн и северная часть прогиба Сурат)											
Район Рома											
Бэк-Крик (г)	Нижняя юра	Пресиписс	Песчаники	1,2	14	1500	—	2	25—50	154	44,5 млн. *м³*
Близ-Крик (г)	То же	»	»	6	16	1200	—	2	55—225	120	19,6 » »
Бони-Крик (г)	»	»	»	7	18	1350	—	9	20—170	138	925 » »
Рэсли (г)	»	»	»	—	—	1150	—	3	60—115	—	—
Пиканджинни (г)	Триас	Шоу-граундс	Песчаники	3,3	15	800—900	—	3	70—210	129	78 » »
	Юра	Пресиписс	»	5,1	15		—	4		125	195 » »
Ричмонд (гн)	»	»	»	3,7	16	1200	—	9	140—250	133	250 » »
Снэйк-Крик (гн)	Триас	Шоу-граундс	»	2,1	16	1500	—	3	175 [4*]	161	47,5 » »
Тимбюри Хиллс (г)	Юра	Пресиписс	»	3,3	16	1100	—	1	—	111	33,6 » »
Янала (г)	»	»	»	4,5	18	1200	—	2	40—85	113	39,2 » »
Район Роллстон											
Роллстон (г)	Пермь	Мантуан	»	16	19	550	—	1	25—1200	63	126 » »

	»	Эрли Сторма	»	13	19	900	—	2	25—1200	108	224 » »
Вестгроув (г)	»	Горизонт 6	»	8,1	16	800	—	2	130—280	70	47,5 » »
Арктурус (г)	»	Мантуан	»	—	—	~600	—	2	30—200	—	—
Восточный борт. Южная часть прогиба Сурат											
Кэбевин (гк)	Пермь	Кианга	Песчаники	2,7	—	3000		1	14; 8		25 млн. $м^3$ газа 4 тыс. $т$ конденсата
Эльтон 5* (н)	Юра	Боксвейл I	»	4,5	17,5	1830	0,765	7	65—275	—	180 тыс. $т$
	»	» II	»	—	—	2050	0,812	2 ?	—	—	—
Муни (н)	»	Пресипис I	»	12	17,5	1680	0,775	4	50—370	—	140 тыс. $т$
	»	» II	»	6	17,5	1740	0,806	18	150—230	—	2600 » »
Конлои (н)	»	Боксвейл	»	3	15	1300	0,880	1	55	—	20 » »
Западный борт											
Гилмор (г)	Девон	Д-4	»	105	8	3600	—	1	150	425	725 млн. $м^3$ 7*
Гиджеэльпа (гк)	Пермь	—	»	~60	—	2000—2200	—	4	85—500	—	3,5 млрд. $м^3$ 8*
Муумба (г) 6*	»	—	»	—	2250	2340	—	—	—	—	27 » »

1* Газовое (г); газоконденсатное (гк); нефтяное (н). 2* Проницаемость всех продуктивных горизонтов очень невелика, обычно измеряется первыми десятками миллидарси. 3* Доказанные промышленные запасы нефти в Квинсленде на сентябрь 1964 г. равнялись 2,9 млн. $т$, запасы газа 2,8 млрд. $м^3$ (из них около 1,7 млрд. $м^3$ приходятся на месторождения района Рома). 4* В одной скважине получен приток нефти (9 $т$/*сутки*). 5* На месторождении Эльтон во всех скважинах, кроме нефти, получен газ с дебитом от 6 до 22 тыс. $м^3$/*сутки*. 6* Расположено юго-восточнее месторождения Гиджеэльпа. 7*–8* В 1966 г. соответственно 21 и 13 млрд. $м^3$.

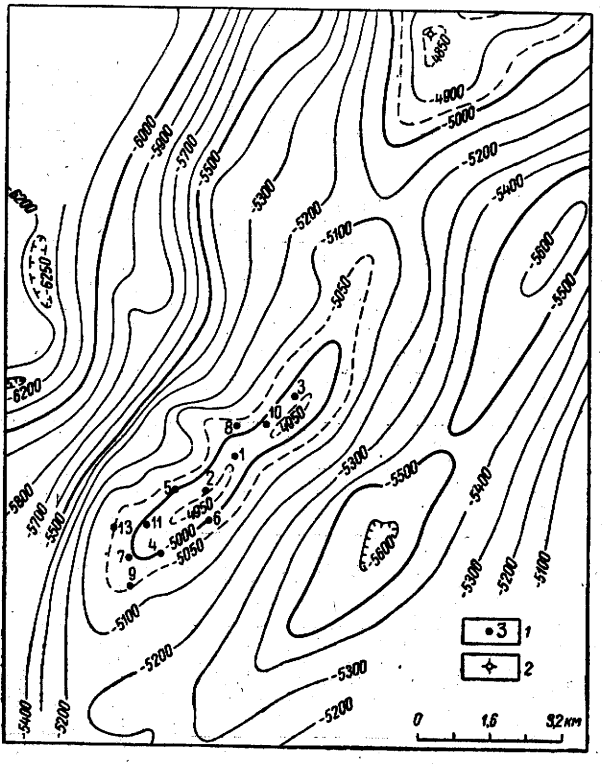


Рис. 216. Структурная карта кровли горизонта пресипис района месторождения Муни (по Морану, 1963).

1 — нефтяная скважина; *2* — сухая скважина.

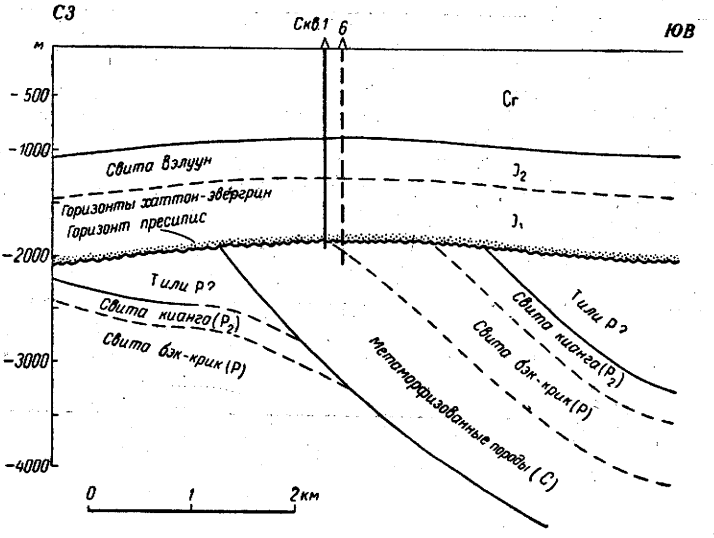


Рис. 217. Разрез месторождения Муни (по Морану, 1963).

горизонтом пресипис несогласно перекрывает отложения перми и слабо метаморфизованные породы карбона. Месторождение заключает две пластовые сводовые залежи. Первая поисковая скважина в его пределах заложена по данным сейсморазведки. Площадь месторождения 11—13 *км*^{2}. Извлекаемые запасы оцениваются от 3,5 до 14 млн. *т*.

Газовые месторождения зоны Роллстон — Рома, как видно из рис. 218 приурочены к антиклиналям, слагаемым породами перми и мезозоя. Судя по опубликованным данным, они заключают пластовые сводовые залежи. Залежи месторождений восточного борта характеризуются водонапорным режимом.

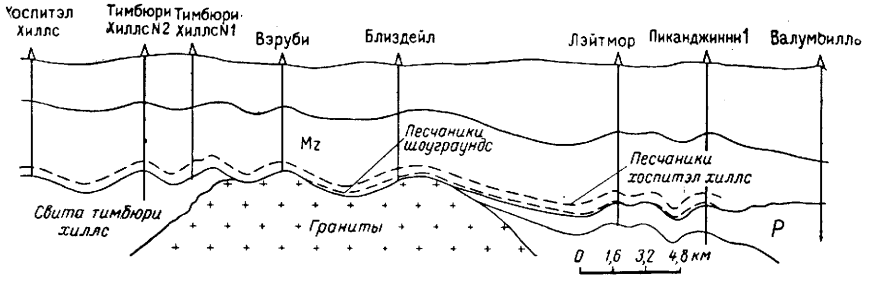


Рис. 218. Схематический разрез через прогиб Сурат от Рома до Пиканджинни (по Трейвсу, 1960).

Месторождения Гилмор, Муумба и Гиджеэльпа, находящиеся на западном борту бассейна, связаны с крупными пологими поднятиями платформенного типа. Эти месторождения газовые.

БАССЕЙН КАРНАРВОН

Бассейн располагается на западной окраине Австралийской платформы и соответствует впадине, связанной с системой ступенчатых сбросов, погружающейся в Индийский океан. Осадочное выполнение представлено отложениями палеозоя-кайнозоя, суммарная мощность которых возрастает к западу предположительно до 6000 *м* и более (табл. 164). В бассейне выделяется несколько меридиональных антиклинальных зон, приуроченных к крупным сбросам. Входящие в их состав пологие крупные брахиантиклинали характеризуются длиной 65—130 *км* при ширине 25—30 *км* и высоте 90—450 *м*.

В процессе бурения поисковых скважин на брахиантиклиналях указанного типа — Кэйп-Рэндж и Джирейлиа признаки нефти отмечались в песчаниках юры. В 1953 г. на поднятии Раф-Рэндж из базальных песчаников мела (горизонт бэрдсонг) с глубины 1080 *м* получен приток парафинистой нефти плотностью 0,827 *г/см*^{3} с дебитом 230 *т/сутки*. Бурением последующих скважин установлено, что брахиантиклиналь заключает очень небольшую линзовидную залежь. В августе 1964 г. в пределах бассейна, на о. Барроу с помощью поисковой скважины, заложенной на своде крупной брахиантиклинали, в разрезе меловых отложений выявлены горизонты нефтегазоносный (интервал 1600—1700 *м*) и нефтеносный (интервал 600—700 *м*). Из последнего при испытании скважины получен приток с дебитом 135 *т/сутки* (удельный вес нефти 0,839). Установлена газоносность юрских пород. Пластовые сводовые залежи заключены в песчаниках. Запасы нефти оценены в 85 млн. *т*. Разработка месторождения начнется в 1967 г.

Таблица 164

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Карнарвон
(район Раф-Рэндж и Кэйп-Рэндж)

Система, отдел	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*	Примечание
Олигоцен — миоцен	Карбонатные породы	400	Развиты только на крайнем западе бассейна
	Перерыв[1]		
Мел верхний (в том числе альбский ярус) — эоцен	Морские мелководные породы	До 1300	
Мел нижний	Песчаники, глины	~300	
	Перерыв		
Юра средняя — верхняя	Песчаники, глины, лигниты	До 3000	К востоку морские фации замещаются континентальными и выклиниваются
	Перерыв		
Карбон средний — пермь	Морские песчаники с пачками черных битуминозных глин Мергели, известняки с прослоями песчаников Флювиогляциальные песчаники и глины	3500	
Девон средний — карбон нижний	Мелководные песчаники глины, известняки	1800—2250	
Силур — протерозой	Морские и континентальные отложения	?	
	Перерыв		
	Кристаллические породы докембрия		

[1] Перерывы также в основании мела, среднего карбона и среднего девона.

БАССЕЙН ПЕРТ

Бассейн Перт по своему строению аналогичен бассейну Карнарвон. В 1964 г. в нем открыто месторождение Ярдарино, на котором к 1965 г. пробурены одна нефтяная (дебит 180 *т/сутки*) и одна газовая (дебит 420 тыс. $м^3$/*сутки*) скважины. Притоки нефти и газа в скважинах отмечены с глубины 2200—2300 *м*. Позднее в том же районе разведаны газо-

вые месторождения Донгара и Джин-Джин. В Ярдарино и Донгара продуктивны породы пермо-триаса, а в Джин-Джин — нижней юры. Все месторождения приурочены к приразломным или надразломным складкам и содержат пластовые залежи в песчаных коллекторах.

БАССЕЙН АМАДЕУС

Бассейн соответствует одноименному грабену, по-видимому, входящему в состав авлакогена, проникающего в Австралийскую платформу из района Аделаида на юге континента. Выполнен толщей палеозойских и протерозойских пород огромной мощности, залегающих на докембрийском фундаменте (табл. 165). В бассейне выявлен ряд крупных протяженных складок субширотного простирания и пологих куполовидных поднятий. На одном из них площадью около 250 *км*^{2} и высотой до 200 *м* в 1964 г. при бурении поисковых скважин Мэрини-1 и Ист-Мэрини в интервале 1200—1500 *м* обнаружено более 10 продуктивных горизонтов, слагаемых песчаниками ордовика и кембрия (свиты стэйруэй и пакута). Первая скважина дала приток газа с дебитом 310 тыс. *м*^{3}/*сутки*. К концу 1964 г. запасы газа на месторождении Мэрини оценивались в 15 млрд. *м*^{3}. Возможно, они достигают 30 млрд. *м*^{3}. В 1965 г. открыто крупное газовое месторождение Палм-Валлы, связанное со структурным поднятием.

Таблица 165

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Амадеус

Группа, система	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Четвертичная		Пески, глины, галечники	До 35
Несогласие			
Верхний палеозой	Пертнджара	Конгломераты, песчаники, аргиллиты	> 1000
Несогласие			
Девон — ордовик ?	Мэрини	Песчаники косослоистые	550
Несогласие			
Ордовик — кембрий	Стоукс	Аргиллиты, песчаники, известняки	100
	Стейруэй	Песчаники, алевролиты	200
	Хорн-велли	Алевролиты, песчаники, аргиллиты, известняки	40
	Пакута	Песчаники	900
	Гойдер	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, прослои известняков	400

Продолжение табл. 165

Группа, система	Свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Кембрий	Джэй-крик	Известняки, аргиллиты, песчаники	1050
	Хьюдж-ривер	Аргиллиты, алевролиты, песчаники, линзы известняков	350
	Арумбера	Песчаники, конгломераты, алевролиты	~1000
Верхний протерозой	Пертататака	Аргиллиты, известняки, песчаники, доломиты	1800
	Арейонга	Песчаники, конгломераты, прослои известняков	200
	Несогласие		
	Биттер-спрингс	Известняки, гипсы, доломиты, соль, аргиллиты	1000
	Хэвитри	Песчаники, аргиллиты	300
	Несогласие		
Архей	Эранта	Метаморфические и изверженные породы	—

БАССЕЙН ГИППСЛЭНД

Бассейн приурочен к континентально-окраинной впадине в области палеозойской складчатости и выполнен отложениями мелового? — четвертичного возраста (табл. 166). Осадочное выполнение разбито разры-

Таблица 166

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Гиппслэнд

Группа, система, отдел	Литологическая и фациальная характеристика	Мощность, м
Плиоцен—палеоцен	Песчаники, гравелиты, мергели, глины	1200
	Солоноватоводные и пресноводные отложения с прослоями бурых углей	600
	Перерыв	
Мел	Континентальные песчаники глины, конгломераты с прослоями морских фаций	> 3000
	Несогласие	
Палеозой	Метаморфизованные и изверженные породы	—

вами на блоки. К одному из поднятых блоков приурочено месторождение Лейкс-Энтренс, заключающее залежь нефти в глауконитовых песчаниках кайнозоя, перекрывающих породы фундамента. В 1964 г. небольшой приток нефти получен из меловых песчаников в районе Вудсайд. В 1965—1966 г. открыты морские нефтяные месторождения Гиппслэнд-Шелф Первое и Гиппслэнд-Шелф Второе. В первом на глубине 1050—1150 *м* в эоценовых песчаниках обнаружена залежь газа (запасы около 28 млрд. $м^3$) и конденсата (около 5 млн. $м^3$), во втором месторождении залежи нефти и газа установлены на глубине 1350 *м*. Месторождениям даны новые названия — Барракута и Марлин. В последнем, кроме газонефтяной залежи в эоцене, разведана газоконденсатная залежь в верхнем мелу. Оба месторождения связаны с пологими крупными поднятиями, залежи пластовые сводовые.

АРАФУРСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн связан с краевым прогибом альпийского складчатого сооружения. На внутреннем борту в 1957—1960 гг. в скважинах, пробуренных на передовых складках Барикева, Куру и Бвата, получены значительные притоки газа, а на антиклинали Пури — приток газа и нефти. Продуктивны отложения миоцена и нижнего мела. Открытые скопления нефти и газа расположены в труднодоступных районах джунглей.

Помимо сведений, приведенных о вышеупомянутых бассейнах, следует указать, что за последние годы непромышленные притоки нефти получены в бассейне Отвэй и фонтан газа (40 тыс. $м^3/сутки$) с глубины 2100 *м* из пород среднего палеозоя в бассейне Бонапарт (см. рис. 215).

ЛИТЕРАТУРА к гл. V

Бутаков Н. Поиски нефти в Виктории. XX МГК. Материалы по геол. нефти, т. IV. Гостоптехиздат, 1959.

Logan L. J. Australia seems on road to substantial production. World Oil, v. 159, No 6, 1964.

Playford P. E., Johnston M. H. Oil Exploration in Australia. Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., No 2, 1959.

Rudd E. A., Kear D. Petroleum developments in Southwest Pacific region during 1964. Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., v. 49, No 8, 1965.

Schneeberger W. F. Problems of oil exploration in Australia. Bull. Werein. Schweiz. Petrol. Geol. und Ing., v. 30, No 79, 1964.

Australian search widens. Petrol. Press. Service, v. 31, No 7, 1964.

Fresh discoveries spark flurry of exploration activity. Oil and Gas Internat., v. 4, No 9, 1964.

§ 2. НОВАЯ ЗЕЛАНДИЯ

Газонефтяное Нью-Плимут и газоконденсатное Капуни месторождения небольшие, расположены на о. Северный в Западном Новозеландском бассейне (рис. 219). Бассейн представляет синклинорий, ограниченный с востока палеозойскими метаморфическими и изверженными породами Центрального хребта. Выполнен осадочной толщей верхнемелового и кайнозойского возраста мощностью до 6000 *м* (табл. 167).

Месторождение Нью-Плимут газонефтяное, расположено вблизи одноименного города и известно с 1886 г. Выражено брахиантиклиналью. Залежь заключена в угленосных отложениях кайнозойского (эоцен?) возраста на глубине 600—900 *м*. Эксплуатировалось тремя скважинами. Всего добыто 27,4 тыс. *т* нефти и 1,8 млн. $м^3$ газа; в настоящее время добывается 1,5 *т/сутки* нефти.

Месторождение Капуни газоконденсатное, расположено рядом с Нью-Плимутом. Открыто в 1961 г. Представлено также брахиантиклиналью размером 11 × 5,6 *км*. Залежь заключена в угленосных отложениях эоценового возраста на глубине 3900 *м*. Потенциальная суточная добыча оценивается в 1000—2000 *т* конденсата и 2,8 млн. *м*^{3} газа. Газ содержит до 44% углекислого газа.

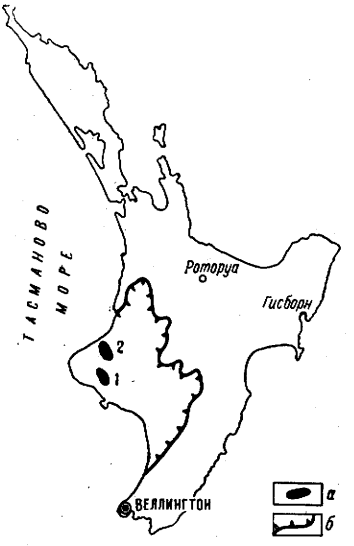


Рис. 219. Обзорная карта расположения месторождений о. Северный Новой Зеландии.

а — месторождения: *1* — Капуни, *2* — Нью-Плимут; *б* — восточная граница Западного Новозеландского бассейна.

Таблица 167

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений, слагающих Западный Новозеландский бассейн

Отдел	Подотдел	Серия	Литологический состав
Плиоцен		Верхняя ванганui	Конгломераты, алевролиты, песчаники
		Нижняя ванганui	Алевролиты, песчаники
Миоцен	Верхний	Таранаки	То же
	Нижний и средний	Сауслеид	Алевролиты, песчаники, уголь
Олигоцен	Верхний	Пареора	Песчаники, алевролиты, известняки
	Нижний	Лэндон	Известняки, алевролиты, песчаники, туфы
Эоцен		Арнольд	Алевролиты, песчаники, уголь
Палеоцен			
Верхний мел			Пресноводные песчаники, глины, уголь

ГЛАВА VI

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНОЙ И ЦЕНТРАЛЬНОЙ АМЕРИКИ

Северо-Американский континент содержит основную массу нефтяных (более 10 тыс.) и газовых (более 5 тыс.) месторождений мира. Они сконцентрированы в 30 бассейнах различной геотектонической природы, размеров и степени насыщенности месторождениями нефти и газа.

1. Платформенные бассейны связаны с впадинами Северо-Американской докембрийской платформы на территории США и Канады. Это Мичиганский бассейн на севере США, Западный внутренний и Пермский бассейны на западе платформы и Иллинойский, или Восточный внутренний, в средней части платформы. Западный и Пермский бассейны важные по запасам и добыче нефти в США.

С мощной областью прогибания, расположенной на месте Мексиканского залива, имеющей гетерогенный фундамент (докембрийский на северо-западе и герцинский на юге), связан крупный нефтегазоносный бассейн. Северное крыло бассейна, расположенное на территории южных штатов США, известно под названием Голф-Кост и содержит более 1500 нефтяных и газовых месторождений; восточное и южное крылья, находящиеся в Мексике и обрамленные горными сооружениями Восточной Сьерры-Мадре, также нефтегазоносны.

2. Среди бассейнов, расположенных на месте краевых прогибов и прилегающих частей платформ (пограничные), известны следующие: на востоке США крупный Предаппалачский бассейн, небольшой газоносный Арканзасский (Предуачитский) бассейн, крупный Западно-Канадский и расположенный южнее Уиллистонский бассейн, северная половина которого находится в Канаде, южная — в США.

На севере Аляски выделяется небольшой бассейн, приуроченный к предгорьям хребта Брукса (Колвиллский прогиб) и прилегающей части Арктической эпигерцинской платформы.

3. Среди бассейнов межгорных и внутригорных впадин, наиболее многочисленных на материке, выделяются бассейны Скалистых гор, значительная часть которых образовалась в краевой зоне докембрийской платформы в результате глыбовых расколов в период ларамийской складчатости. В развитых здесь 16 бассейнах известно более 600 нефтяных и газовых месторождений.

Вдоль западной окраины альпийской горной системы Северо-Американского континента в Калифорнии и на юге Аляски выделяется восемь нефтегазоносных бассейнов, в том числе шесть в Калифорнии.

В Центральной Америке единичные нефтяные месторождения, известные на Кубе, в Доминиканской Республике и Коста-Рика, связаны с молодыми впадинами северных ветвей Андийской складчатой системы Южно-Американского материка.

§ 1. КАНАДА

Нефтяные и газовые месторождения выявлены почти во всех провинциях страны: Юконе, Северо-Западных территориях, Британской Колумбии, Альберте, Саскачеване, Манитобе, Онтарио, Квебеке и Нью-Брансуике. Наибольшее количество месторождений сосредоточено в Альберте. Второе место занимает Британская Колумбия. В Саскачеване имеется несколько десятков довольно крупных нефтяных месторождений. В Манитобе сравнительно малые месторождения нефти группируются в юго-западной части провинции. В Северо-Западных территориях одно нефтяное и несколько пока не разрабатываемых газовых месторождений находятся у границы с Британской Колумбией. На Юконе известно единственное промышленное скопление нефти и газа (открыто в 1960 г.) в районе Игл-Плейн. В Онтарио имеются многочисленные, но, как правило, незначительные месторождения нефти и газа. В Нью-Брансуике есть одно малодебитное газонефтяное месторождение. В Квебеке, в долине р. Св. Лаврентия, расположено небольшое газовое месторождение. Резко неравномерное размещение месторождений отчетливо проявляется в распределении добычи и запасов по отдельным провинциям. Доминирующая часть доказанных (извлекаемых) запасов нефти и газа падает на провинции Альберта и Британская Колумбия.

Почти все месторождения нефти и газа располагаются в следующих нефтегазоносных бассейнах: Западно-Канадском (Альберта, Британская Колумбия, Северо-Западные территории, Саскачеван) и Уиллистонском (Саскачеван, Манитоба) Западной Канады, Мичиганском и Предаппалачском (Онтарио) Восточной Канады. Кроме того, по одному месторождению находится в бассейнах Макензи (Северо-Западные территории, месторождение Норман-Уэлс) и Игл-Плейн (Юкон, месторождение Чейнз), в бассейне долины р. Св. Лаврентия (Квебек, месторождение Пуэнт-дю-Лак), в Восточно-Канадском бассейне (Нью-Брансуик, месторождение Стони-Крик) (рис. 220).

Нефтяная и газовая промышленность зародилась в Восточной Канаде. На юго-западе провинции Онтарио нефть из колодцев добывали еще с 1857 г., т. е. ранее, чем в Пенсильвании. С 1860 г. на месторождениях Петролиа и Ойл-Спрингс нефть стали добывать из скважин. В 1889 г. в округе Эссекс (провинция Онтарио) вступило в строй первое в стране газовое месторождение Кингсвилл. С 1860 г. до 50-х годов текущего столетия сначала полностью определяющую, а затем важную роль в добыче нефти играли месторождения Ойл-Спрингс и Петролиа с очень неглубокими залежами в породах среднего девона. Основанием для поискового бурения послужили поверхностные нефтепроявления. В дальнейшем бурение велось преимущественно на локальных поднятиях, выявленных в результате геологической съемки и мелкого структурного бурения. С помощью этих методов удалось открыть ряд небольших месторождений и обнаружить новые продуктивные горизонты в отложениях силура и ордовика.

В первые десятилетия XX в. основным объектом поисков оставались залежи в известняках и песчаниках среднего девона. В последующие годы все большее внимание стало уделяться месторождениям, приуроченным к силурийским рифам. В связи с этим началось внедрение гравиразведки, оказавшейся весьма эффективным методом при обнаружении рифовых структурных форм. К 1950 г. около 90% суммарной добычи нефти в восточной части страны было получено из среднедевонских пород, а месторождения Ойл-Спрингс и Петролиа даже в 1954 г. продолжали обеспечивать до 15% годовой продукции провинции. Однако уже в 1960 г. 44,8% добытой нефти пришлось на долю силурийских отложений и лишь

36,3% на долю девонских. С 1945 г. благодаря открытию ряда месторождений с залежами в силурийских рифах добыча нефти начала расти. В последующие годы ее увеличению способствовало открытие месторо-

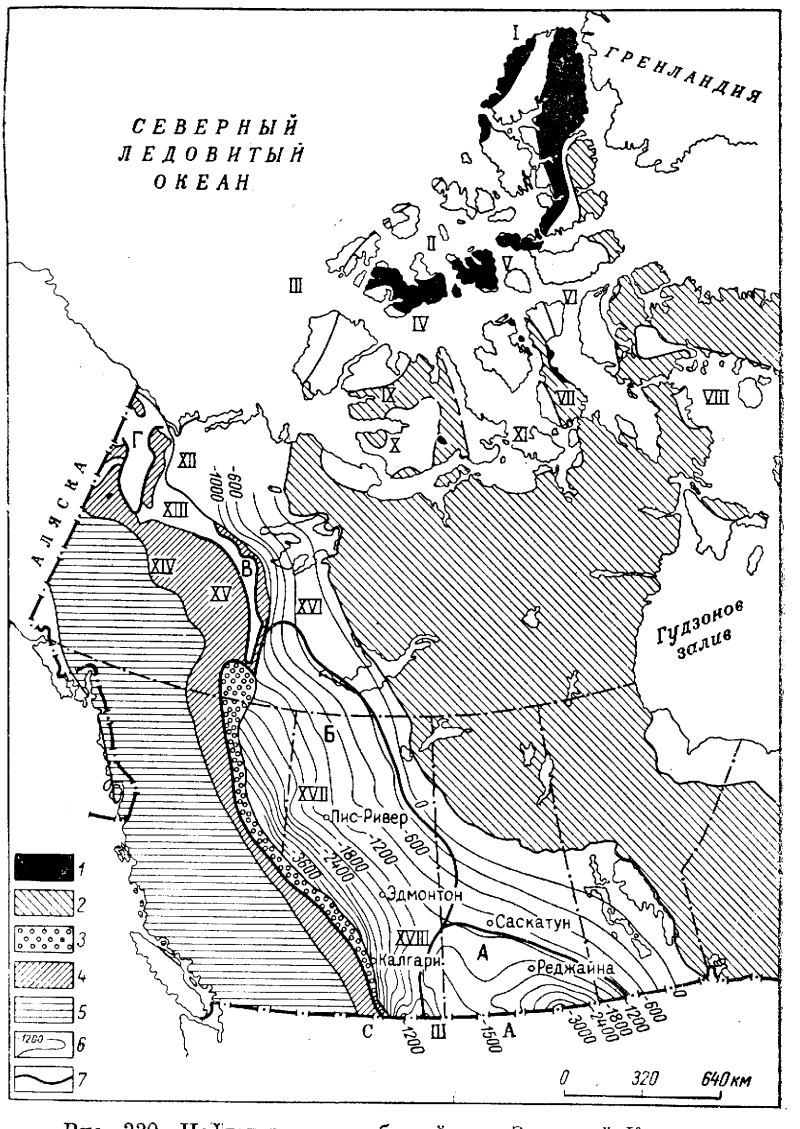


Рис. 220. Нефтегазоносные бассейны в Западной Канаде.

1 — палеозойская складчатость Полярной Канады; *2* — Канадский щит; *3* — передовые складки Скалистых гор; *4* — восточная зона Канадских Кордильер; *5* — Канадские Кордильеры; *6* — стратоизогипсы поверхности фундамента; *7* — границы нефтегазоносных бассейнов. Нефтегазоносные бассейны: *А* — Уиллистонский, *Б* — Западно-Канадский, *В* — Макензи, *Г* — Игл-Плейн. Складчатые пояса: *I* — Северный Эллсмир; *V* — Корнуоллис. Своды: *VII* — Бутия; *IX* — Минто; *XVIII* — Суитграсс. Поднятие: *XVII* — Пис-Ривер. Горы: *XII* — Ричардсон; *XIV* — Огильви-Сельвин, *XV* — Макензи, *XVI* — Франклин. Плато: *XIII* — Пиил. бассейны: *II* — Свердруп; *IV* — Мелвил; *VI* — Джонс-Ланкастер; *VIII* — Фокс; *X* — Волластон; *XI* — Виктория-Стрейт. *III* — арктический седиментационный бассейн.

ждений, заключающих скопления нефти в породах девона (Родней, Уорвик), силура (Секертон) и ордовика (Кольчестер). К 1960 г. почти все нефтяные месторождения концентрировались на п-ове Онтарио, в его крайней западной части — округах Кент, Эссекс, Лембтон. После 1960 г. центр тяжести поискового бурения перенесен на кембрийский комплекс

в пределах юго-западных районов полуострова. Вторым по значению поисковым объектом остаются силурийские отложения, развитые на западе Онтарио. В 1960 и 1962 гг. открыты первые месторождения с продуктивными горизонтами в разрезе кембрия — Клирвилл и Джоблз, уже в 1963 г. давшие примерно $^1/_3$ (52 тыс. *т*) всей добычи по провинции. Около 30 тыс. *т* получено из известняков девона на месторождении Родней. Эти три месторождения являлись ведущими в 1964 г., когда на первых двух было добыто 50 тыс. *т*, а на последнем 37 тыс. *т*. В 1964—1965 гг. промышленные скопления нефти в кембрийских песчаниках обнаружены еще на ряде площадей п-ова Онтарио.

Добыча газа в пределах Восточной Канады сосредоточена также на п-ове Онтарио в двух районах — западном (округи Кент, Эссекс, Лембтон) и восточном (округи Уэлланд, Халдиманд, Норфолк и восточный Эльгин). В западном газоносном районе продуктивны главным образом породы верхнего силура (сэлайна, элбемерл), в восточном — исключительно нижнесилурийские отложения (клинтон, медайна). После открытия первых значительных месторождений газа в конце прошлого — начале XX в. (Халдиманд, Уэлланд, Кингсвилл, Тильбюри и др.) добыча газа в этих районах до 1917 г. росла, а затем стала сокращаться в связи с постепенным истощением месторождений. Новый устойчивый рост продукции газа отмечается с 1945 г. благодаря открытию в западном районе ряда месторождений с залежами в породах среднего — верхнего силура, а также успешным поискам на площадях оз. Эри. В восточном газоносном районе за последние годы поиски на суше, в песчаниках клинтон-медайна ведутся в очень ограниченном объеме. Интересно отметить, что до настоящего времени на п-ове Онтарио широко распространен ударно-канатный способ бурения, позволяющий удачно обнаруживать неглубокие нефтеносные горизонты с низким пластовым давлением. В провинции Нью-Брансуик нефть и газ в крайне незначительных количествах добываются с 1909 г. на месторождении Стони-Крик.

Если в начале XX в. восточные провинции Канады были практически единственным в стране поставщиком нефти и газа, то уже в 1910—1920 гг. главную роль начинают играть западные провинции, и в настоящее время доля Восточной Канады в общем балансе запасов крайне незначительна. Зарождение и начальный этап развития нафтегазовой промышленности в Западной Канаде могут быть охарактеризованы следующими событиями: 1788 г. — появилось первое описание нефтеносных песчаников, развитых на р. Атабаска в районе Мак-Марри; 1883 г. — отмечены признаки газа при бурении у Альдерсон (провинция Альберта); 1905—1914 гг. — открыты промышленные газовые месторождения в Альберте: Медисин-Хэт, Тернер-Валли, Боу-Айленд; 1920 г. — обнаружено первое в Западной Канаде нефтяное месторождение у Форт-Нормана, где выходы нефти отмечались с 1881 г.; 1923 г. — в Британской Колумбии при бурении около выходов нефти, у Поус-Кап получен приток газа; 1924 г. — на месторождении Тернер-Валли скважина дала нефть из миссисипских известняков; 1934 г. — открыто первое газовое месторождение в Саскачеване — Ллойдминстер; 1943 г. — на месторождении Ллойдминстер получен первый в Саскачеване промышленный приток нефти.

До 1947 г. добыча нефти и газа в Западной Канаде велась в сравнительно небольших количествах на ограниченном числе месторождений (около 40) главным образом из неглубоко залегающих песчаников мелового возраста. Кроме упомянутых, к этому времени в южной Альберте открыты газовые месторождения Принцесс (1939) *, Прово (1946) *, Пендан д'Ориель (1946) * и в передовых складках Скалистых гор — Джам-

пинг-Паунд (1944) *. Основные методы поисков сводились к бурению на локальных поднятиях, выявляемых по данным геологической съемки и последующего структурно-картировочного бурения.

В 1947 г. скважина, заложенная на погребенном поднятии Ледюк (провинция Альберта), обнаруженном в результате сейсморазведки, дала крупный приток нефти и газа из известняков верхнего девона, слагающих рифовый массив. В последующие годы в центральных районах Альберты осуществляются поиски месторождений, связанных с верхнедевонскими рифами, местоположение которых надежно устанавливалось по данным сейсмических исследований. В 1948 г. таким способом обнаружено месторождение Редуотер, в 1949 — месторождения Стеттлер, Голден-Спайк, Визард-Лейк, в 1950 г. — Фенн-Биг-Валли и др. Добыча нефти стала быстро расти.

В провинции Альберта крупнейшими по извлекаемым запасам нефти, газа и конденсата являются месторождения:

нефти (млн. *т*)		газа (млрд. *м*³)		конденсата (млн. *т*)	
Пембина . . .	200	Кроссфилд	59	Харматтан . .	19
Свен-Хиллз . .	140	Эдсон	42,5	Римбей	17
Редуотер . . .	66	Медисин-Хэт . . .	40,9	Джуди-Крик	11
Джуди-Крик	47	Уотертон	33,6	Пембина . . .	11
Бони-Глен . .	42	Цессфорд	33,0		
		Вестроуз	31,5		
		Харматтан[1] . . .	30,0		
		Пембина	28,8		
		Мартен-Хиллз . .	около 40		

[1] Иногда это месторождение называют Харматтан-Эльктон.

В других провинциях выделяются такие наиболее значительные месторождения:

Саскачеван	Манитоба	Британская Колумбия
Стилмэн (н)	Вирден-Розелеа (н)	Форт-Сент-Джон (гн)
Мидейл (н)	Дели (н)	Баундари-Лейк (н)
Вейбурн (н)		Кларк-Лейк (г)
Ноттингем (н)		
Фостертон (н)		
Колевилл-Смайли (гн)		

В результате широкого применения методов сейсморазведки в провинциях Саскачеван и Манитоба с 1950 г. здесь открыт ряд месторождений, заключающих нефтяные залежи в миссисипском карбонатном комплексе у контакта с несогласно перекрывающими его отложениями юры — Дели (1950—1951) *; Мидейл, Алида, (1953) *; Фробишер (1954)*; Стилмен (1955) * и др. На юго-западе Саскачевана в эти же годы удалось выявить зону распространения нефтеносных юрских песчаников (рандан — фостертон). На границе с Альбертой по данным сейсморазведки обнаружена крупная нефтегазовая площадь Колевилл-Смайли (1951) *. В 1953 г. в результате детальных палеогеографических и фациальных исследований открыто одно из крупнейших в Западном полушарии месторождений нефти — Пембина, приуроченное к зоне выклинивания меловых песчаников вверх по склону Канадского щита. В последующие годы в зоне выклинивания удалось обнаружить аналогично построенные месторождения Кийстон, Альгамбра. К 1955 г. относится открытие (также по данным сейсморазведки) первых месторождений, связанных с зоной срезания карбонатного миссисипского комплекса на восток, — Сандр, Вествард-Хо.

В дальнейшем здесь была выявлена протяженная зона Калгари — Эдсон с большими запасами нефти, газа и конденсата.

В Британской Колумбии первым крупным промышленным месторождением считается Даусон-Крик, открытое в 1948 г. В 1952 г. по данным геологической съемки и структурного бурения на р. Пис-Ривер разведано крупное газонефтяное месторождение Форт-Сент-Джон. Здесь наряду с залежами в песчаниках мелового и пермо-пенсильванского возраста высокопродуктивными оказались породы триаса. В последующие годы залежи в меловых и триасовых отложениях являлись основным объектом поисков в районе месторождения Форт-Сент-Джон. К настоящему времени здесь открыто несколько десятков месторождений. С 1956 по 1964 гг. на крайнем северо-востоке Британской Колумбии (район Форт-Нельсон) и смежных районов Альберты и Северо-Западных территорий обнаружен ряд крупных газовых месторождений, связанных с рифами среднего девона. Поисковые скважины успешно закладываются по данным сейсмических исследований. С 1957 г. до настоящего времени ареной интенсивных геофизических работ и эффективного поискового бурения является еще одна крупная площадь нефтегазонакопления, связанная с рифами (свита биверхилл-лейк, верхний девон), — Свен-Хиллз, расположенная на левобережье Атабаски, севернее Эдмонтона. Здесь открыты крупные месторождения Свен-Хиллз, Кайбоб, Вирджиния-Хиллз, Джуди-Крик и др.

За последние годы достигнуты успехи в поисках в области развития зоны передовых складок как на территории Альберты — открыты газовые месторождения Уотертон (1956) *, Бернт-Тимбер (1959) *, Джампинг-Паунд-Вест (1961) *, так и в Британской Колумбии — открыты месторождения Ципресс (1961) *, Моберли-Лейк (1962) *.

В районе Пис-Ривер объектом поисков с 1956 г. являются залежи в кембрийских базальных горизонтах — свите грэнит уош. В 1956—1964 гг. обнаружен ряд нефтяных месторождений с крупнейшими Ред-Эрс (1956) * и Утикума-Лейк (1963) *. Наконец, недавно установлен еще один перспективный объект поисковых работ — среднедевонские песчаники гилвуд в районе Сильвия-Хондо у Малого Невольничьего озера; в 1964 г. открыто крупное месторождение Митсу.

В северных районах Западной Канады за последние годы поиски ведутся в провинциях Юкон, Северо-Западные территории и на Арктических островах. Однако значительные результаты здесь пока не достигнуты.

Основными объектами поисков являются залежи: 1) в верхнедевонских рифах (западно-центральные и центральные районы Альберты); 2) в рифах среднего девона (северо-восток Британской Колумбии и северо-запад Альберты); 3) в меловых песчаниках свода Суитграсс (юго-восточные районы Альберты); 4) в среднедевонских песчаниках гилвуд у Малого Невольничьего озера; 5) в свите грэнит-уош (район Пис-Ривер).

ЗАПАДНАЯ КАНАДА

ЗАПАДНО-КАНАДСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн ограничен с запада мезозойским складчатым сооружением — Скалистыми горами, с востока докембрийским Канадским щитом. Приурочен к крупной впадине, расположенной в пределах краевого прогиба Скалистых гор и обширного пологого западного склона Канадского щита; на севере обрамлен горами Макензи и поперечным выступом фундамента в районе Большой Медвежьей равнины; на юге и юго-востоке отделен от Уиллистонского бассейна платформенным сводом Суитграсс и его

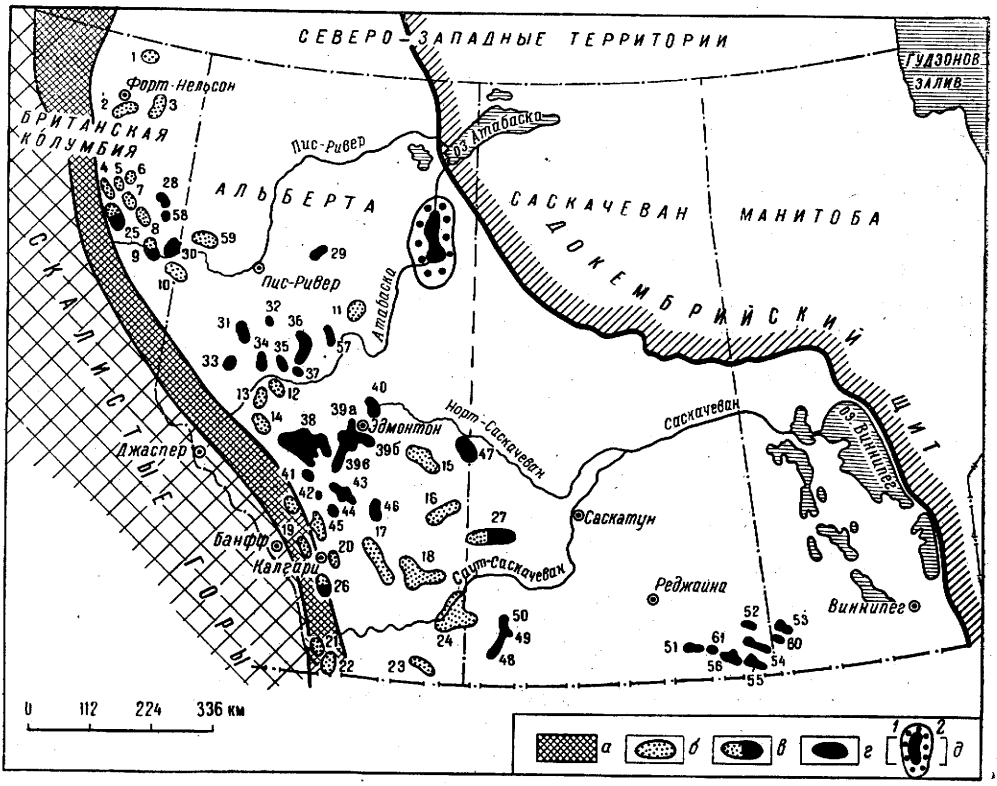


Рис. 221. Крупные нефтяные и газовые месторождения в Западной Канаде.

а — зона передовых складок; *б* — месторождения газовые: *1* — Петито, *2* — Кларк-Лейк, *3* — Котчо-Лейк; *4* — Блубери, *5, 6* — Иедней-Лепрайз, *7* — Ниг-Крик, Бьюик-Крик, *8, 10* — Поус-Кап, *11* — Мартен-Хиллз, *12* — Виндфолл, *13* — Пайн-Крик, *14* — Эдсон, *15* — Викинг-Кинселла, *16* — Прово, *17* — Карбон-Хуссар, *18* — Цессфорд-Биндлосс, *19* — Джампинг-Паунд, *20* — Ист-Калгари, *21* — Уотертон, *22* — Пинчер-Крик и Лукаут-Батт, *23* — Пендан-д'Ориель, *24* — Медисин-Хэт, *45* — Кроссфилд, *59* — Уорсли; *в* — газонефтяные месторождения: *9* — Форт-Сент-Джон, *25* — Кобс-Таунсенд, *26* — Тернер-Валли, *27* — Колевилл-Смайли; *г* — нефтяные месторождения: *28* — Биттон-Ривер и Миллиген-Крик, *29* — Ред-Эрс, *30* — Баундари-Лейк, *31* — Старджеон-Лейк, *32* — Снайп-Лейк, *33* — Симонет, *34* — Кайбоб, *35* — Вирджиния-Хиллз, *36* — Свен-Хиллз, *37* — Джуди-Крик, *38* — Пембина, *39а* — Ледюк, *39б* — Джоаркам, *39в* — Хоуглен-Римбей, *40* — Редуотер, *41* — Вильсден-Грин, *42* — Сильвен-Лейк, *43* — Жоффр, *44* — Иннисфейл, *46* — Фенн-Биг-Валли, *47* — Ллойдминстер, *48* — Рандан, *49* — Саксесс, *50* — Фостертон, *51* — Вейбурн, *52* — Паркман, *53* — Вирден, *54* — Ноттингем, *55* — Карндуфф, *56* — Стилмен, *57* — Митсу, *58* — Нэнси и Пиджи, *60* — Дели, *61* — Мидейл; *д* — битуминозные песчаники атабаска: *1* — выходящие на поверхность, *2* — перекрытые чехлом более молодых осадков.

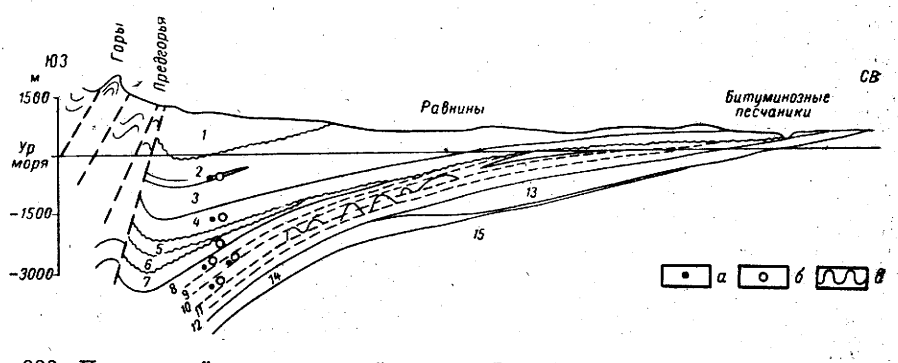


Рис. 222. Поперечный геологический разрез Западно-Канадского бассейна района Эдмонтон (по Д. Даунингу).

1 — кайнозойские отложения; *2* — песчаники кардиум: *3, 4* — мел: *3* — верхний, *4* — нижний; *5* — юра; *6* — триас; *7* — миссисипий; *8—12* — верхний девон: *8* — вабамун, *9* — винтерберн, *10* — вудбенд, *11* — кукинг-лейк, *12* — биверхилл-лейк; *13* — средний девон, эвапориты; *14* — кембрий; *15* — докембрий, *а* — нефть; *б* — газ; *в* — рифовые массивы.

северо-восточным продолжением — слабо выраженным структурным седлом Норт-Баттлфорд. В его состав входит также восточная фронтальная часть Скалистых гор — зона передовых складок. В пределах бассейна на склоне Канадского щита выделяется крупный выступ докембрийского фундамента — поднятие Пис-Ривер. В поперечном сечении строение бассейна резко асимметрично (рис. 221, 222).

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В бассейне развита толща отложений главным образом палеозойского и мезозойского возраста. Разрез осадочного чехла в различных его частях существенно различен (табл. 168—172). В бассейне отчетливо выделяется

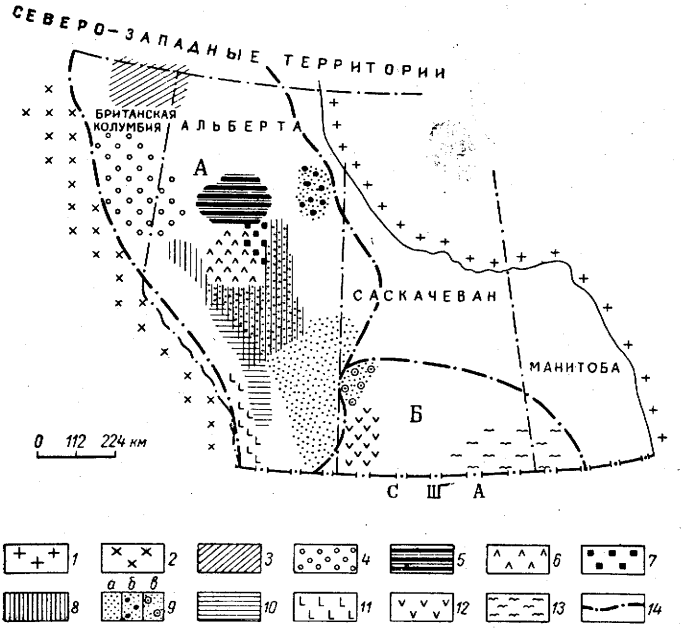


Рис. 223. Главные продуктивные комплексы в Западной Канаде и наиболее характерные для них типы месторождений нефти и газа.

1 — докембрийский Канадский щит; *2* — ларамийские складчатые сооружения Скалистых гор, *3* — район Форт-Нельсон, средний девон, свита слейв-пойнт (известняки), месторождения рифовых массивов; *4* — район Форт-Сент-Джон, триас, мел, пермь — пенсильваний (песчаники, известняки), месторождения локальных платформенных поднятий; *5* — район Пис-Ривер, кембрий, свита грэнит-уош (аркозовые песчаники, элювио-делювий пород фундамента), месторождения в зонах выклинивания на склонах выступов фундамента; *6* — район Свен-Хиллз, верхний девон, свита биверхилл-лейк, горизонт свен-хиллз (известняки), месторождения рифовых массивов; *7* — район Сильвия-Хондо, средний девон, группа эльк-пойнт, горизонт гилвуд (песчаники), месторождения, связанные с зонами выклинивания на гомоклиналях; *8* — центральная Альберта, верхний девон, группы винтерберн, свиты ниску и вудбенд, свита ледюк (известняки), месторождения рифовых массивов; *9а* — центральная и юго-восточная Альберта, мел, группы колорадо, блейрмор, мэнвилл, свита белливилл (песчаники), месторождения, связанные с зонами выклинивания на гомоклиналях, иногда с локальными платформенными поднятиями; *9б* — район Атабаска, нижний мел, свита «битуминозных» песчаников мак-марри, месторождение, связанное с зоной выклинивания на гомоклинали: *9в* — район Колевилл-Смайли, нижний мел, горизонт викинг и миссисипий, свита колевилл (баккен), песчаники, месторождения локальных платформенных поднятий; *10* — район Эдсон-Калгари, миссисипий средний — свита эльктон и нижний — свита пекиско (известняки), месторождения, связанные с зонами несогласия на гомоклинали; *11* — южный район передовых складок, миссисипий нижний — свита рандл (известняки), месторождения передовых складок, разбитых надвигами; *12* — район Рандан-Фостертон, юра средняя и верхняя — свиты вангард, шаунавон (песчаники), месторождения, связанные с зонами выклинивания и несогласия на гомоклинали; *13* — район Соурис-Валли, миссисипий, свиты чарльз, мишен-каньон, лоджпоул (известняки), месторождения, связанные с зонами несогласия на гомоклинали; *14* — границы нефтегазоносных бассейнов. *А* — Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн; *Б* — Уиллистонский нефтегазоносный бассейн.

ряд нефтегазоносных районов, различающихся по возрасту главных продуктивных комплексов и по строению наиболее характерных типов месторождений (рис. 223).

Таблица 168

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений южных и юго-восточных районов Альберты

Система, отдел	Местное деление: группа,	Местное деление: свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Палеоген		Ципресс-хилл Поркюпайн-хиллс	Песчаники, глины, конгломераты	
Мел верхний		Уиллоу-крик	Песчаники, конгломераты, глины	1200
		Сент-мери-ривер		
		Бирпоу		
		Белли-ривер		
	Колорадо [1]	Милк-ривер *		
		Уайт-спекс I *		
		Кардиум *		
		Уайт-спекс II *		
		Джампинг-паунд *		
		Зона фиш-скейл		
Мел нижний		Боу-айленд (викинг *)	Песчаники, глины, конгломераты	350
		Базальный колорадо *		
	Блейрмор [2]	Верхний блейрмор *		
		Санберст (базальный блейрмор) *		
Перерыв				
Юра		Свифт	Преимущественно глины	100 (на востоке выклиниваются)
		Райрдон		
		Сотус		
Перерыв				

[1] В разрезах групп колорадо и блейрмор выделены именные горизонты, отмеченные звездочкой.

[2] На востоке группе блейрмор соответствует группа менвилл, заключающая три высокопродуктивных песчаных горизонта: колони, спарки, дженерал-петролеумс.

Продолжение табл. 168

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Миссисипий верхний		Роки-Маунтин	Известняки, доломиты	
Миссисипий средний		Туннел-маунтин	Известняки, доломиты с прослоями глин	300 (на востоке выклиниваются)
		Маунт-хед		
		Пористая		
		Плотная		
		Эльктон		
Миссисипий нижний		Шунда		
		Пекиско		
		Банфф		
		Экшоу		
Девон верхний	Вабамун		Известняки, доломиты, ангидриты, гипсы	450
	Винтерберн			
	Фейрхолм			
		Биверхилл-лейк	Известняки, глины	
Девон средний		Хост-ривер (эльк-пойнт)	Красноцветные породы и эвапориты	
Перерыв				
Кембрий			Глины, известняки, песчаники	200—300
Перерыв				
			Кристаллические породы докембрия	

Таблица 169

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений южной части зоны Передовых складок (южнее г. Банфф)

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Палеоген		Паскапу	Песчаники, глины, гравелиты	600
Мел верхний		Эдмонтон	Песчаники, глины с прослоями лигнитов	600
		Бирпоу		
		Белли-ривер		700
	Колорадо	Вапиаби	Глины с железистыми конкрециями	450
		Бигхорн [1]	Песчаники с прослоями глин	50
----?----		Блэкстоун	Глины с горизонтами песчаников джампинг-паунд, фиш-скэйл, грит-бэд и др.	300
Мел нижний	Блейрмор [2]		Глины, часто песчанистые с редкими маломощными горизонтами песчаников	550
			Песчаники, глины, известняки	50
Перерыв				
Юра		Кутеней	Глины, песчиники, пласты угля	100
		Ферни	Глины с несколькими горизонтами кварцевых песчаников	
Перерыв				
Миссисипий нижний		Рандл [3]	Известняки в верхней части доломитизированные, темноцветные известняки	500
		Банфф	Глинистые известняки	200
Девон верхний			Известняки	—

[1] Соответствует свите (горизонту) кардиум. [2] В группе выделяется ряд именных песчаных горизонтов: стокмен, мак-дугал-сегюр, коал, хоум, крукдхоул, аппер-дэлхауз и др. [3] Часто рассматривается как группа, в ее верхней части выделяют свиту тернер-валли, а на месторождении Саванна-Крик над свитой рандл обособляется свита известняков роки-маунтин.

Таблица 170

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений центральных районов Альберты (Эдмонтон — Пембина — Ледюк)

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Палеоген		Паскапу	Песчаники, глины, гравелиты	150
Мел верхний		Эдмонтон	Песчаники и глины с пластами углей	700
		Бирпоу		
		Белли-ривер		
		Ли-парк (Вапиаби)	Глины темно-серые	200
	Колорадо [1]	Кардиум [2]	Глины с горизонтами песчаников и конгломератов	400
		Блэкстоун (глинистая свита)		
		Викинг [2]		
Мел нижний	Блейрмор		Песчаники и глины с пластами углей; в основании мощные кварцевые песчаники	250
Перерыв				
Юра		Ферни	Глины	40
Перерыв				
Миссисипий		Рандл	Известняки, доломиты	90
		Банфф	Аловролиты, глины, известняки	190
		Экшоу	Битуминозные глины	5
Девон верхний	Вабамун		Известняки, доломиты; в основании ангидриты	250
	Винтерберн	Граминиа	Доломиты и ангидриты	55
		Кальмар	Пестроцветные алевролиты	10
		Ниску	Доломиты, известняки, ангидриты; в кровле алевролиты	60
	Вудбенд	Ледюк: Айртон	Глины серые, иногда битуминозные с прослоями известняков и доломитов, облекающие локально развитые известняки свиты ледюк	300
		Ледюк: Дюверnуа		
		Кукинг-лейк	Известняки органогенно-обломочные	
		Биверхилл-лейк	Известняки обломочные, глинистые и глины известковистые	150
Перерыв				
Девон средний	Элькпойнт		Кварцевые песчаники, глины	150

[1] Отдельные литологические интервалы разрезов групп блейрмор и колорадо выделяются в качестве свит и горизонтов, которые на разных площадях имеют различные наименования. Например, глинистая пачка в основании группы колорадо (под горизонтом викинг) иногда именуется свитой джоли-фоу. [2] Важнейшие именные песчаные горизонты в группе колорадо.

Продолжение табл. 170

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Перерыв				
Кембрий			Песчаники слюдистые, глауконитовые, глины, доломиты	400
Перерыв				
			Кристаллические породы докембрия	—

Таблица 171

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений района Свен-Хиллз (около 200 км севернее Эдмонтона) [1]

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Мел			Песчано-глинистая толща	1500
Перерыв				
Юра			Глины, развитые локально	Первые десятки метров
Перерыв				
Миссисипий			Глины, известняки	Резко меняется до 150—200
Девон верхний	Вабамун		Известняки	250
		Граминиа	Доломиты, алевролиты	60
		Глинистый комплекс	Глины с редкими прослоями карбонатных пород	400
		Биверхилл-лейк	Глины, глинистые известняки. Рифогенные известняки свен-хиллз; иногда подстилаются пачкой глин и известняков	150
Девон средний [2]	Эльк-пойнт	Ватт-маунтин	Глины, песчаники, ангидриты; в верхней части свиты ватт-маунтин — песчаный горизонт гилвуд	300
Перерыв				
Кембрий			Песчаники, глины, доломиты	300
Перерыв				
			Кристаллические породы докембрия	—

[1] Разрез осадочного чехла в новом крупном нефтедобывающем районе страны Свен-Хиллз, помимо девонского, очень близок к таковому в районе Эдмонтона (табл. 170). Поэтому, кроме указанной системы, он приведен в табл. 171 крайне схематизированно. [2] По некоторым источникам над свитой ватт-маунтин присутствует среднедевонская свита слейв-пойнт, слагаемая известняками.

Таблица 172

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений северных и северо-западных районов Альберты и северо-восточной части Британской Колумбии (Форт-Сент-Джон, Пис-Ривер, Старджеон-Лейк)

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м	Примечание
Палеоген		Паскапу	Песчаники, глины	—	
Верхний мел	Смоуки-ривер	Вапити	Песчаники, конгломераты, глины	500	
		Вапиаби	Конгломераты, песчаники, глины	170	
		Бэдхарт (кардиум)	Песчаники	50	
		Каскапу	Песчаники, конгломераты с прослоями глин	200	
Нижний мел	Форт-сент-джон	Дунвеган	Песчаники	75	
		Шафтсбюри	Глины	200	
		Пис-ривер	Песчаники, глины; песчаные горизонты падди, кадотт, хармон	25	
		Спирит-ривер	Глины	350	
		Бласки	Песчаники	50	
		Гетинг Кадомин	Песчаники, глины	50	Мощность осадочного чехла убывает на восток. На поднятии Пис-Ривер отложения миссисипского — юрского возраста полностью выклиниваются
Перерыв					
Юра		Никанассин	Песчаники, глины	300	
		Ферни	Глины		
Перерыв					
Триас		Шулер-крик	Песчаники, известняки, алевролиты, глины; горизонты балдонелл, хафуэй, чарли-лейк и др.	1000	
		Спрей-ривер			
Перерыв					
Пермь — пенсильваний			Песчаники, известняки, глины	150	
Перерыв					
Миссисипий		Рандл	Известняки, алевролиты	1000—1200	
		Банфф	Известняки, доломиты, глины		
		Эксшоу	Битуминозные глины		

Продолжение табл. 172

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита		Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м	Примечание
Девон верхний	Вабамун			Известняки, доломиты	1000—1200	Стратиграфия домиссисипских отложений разработана далеко не достаточно. Много разноречивых данных. Обилие местных схем деления
	Винтерберн			Доломиты, алевролиты		
	Вудбенд	Фортсимпсон	Айртон	Глины, вмещающие рифогенные известняки свиты ледюк		
		Муска	Кукинглейк	Органогенно-обломочные известняки		
		Биверхилл-лейк		Глинистые известняки, глины	100	
		Слейв-пойнт		Рифогенные, шельфовые известняки, глины	—	
Девон средний	Элькпойнт	Ватт-маунтин		На западе карбонатный комплекс; к востоку появляются глины, эвапориты, песчаники. В районе поднятия Пис-Ривер в кровле свиты ватт-маунтин развит песчаный горизонт мэннинг	350—400	—
		Сульфур-пойнт				
		Маскег (пайн-пойнт)				
		Чинчейдж				
Перерыв						
Кембрий				Песчаники, глины, гравелиты; на востоке, в районе поднятия Пис-Ривер развит базальный горизонт грэнит-уош — аркозовые песчаники (элювио-делювий гранитов фундамента)	100—150?	Горизонт грэнит уош, видимо, разновозрастен, находясь в основании трансгрессивно покрывающих породы фундамента отложений кембрия — среднего девона
Перерыв						
				Кристаллические породы докембрия		—

Южный район Передовых складок

Район представляет южную часть зоны Передовых складок Скалистых гор шириной 15—65 *км*, длиной 400—450 *км*, ограниченную с запада серией разрывов (рис. 224). Восточная граница зоны также проходит по протяженному разрыву. Во внутренней ее части выделяется серия покровных складок (чешуй). Поверхности разрывов, разделяющих эти чешуи, так же как и ограничивающих зону, характеризуются падением на запад. Разрывы захватывают отложения мезозоя, а некоторые из них внедряются и в палеозойский комплекс. В районе располагаются крупнейшие газовые месторождения бассейна, такие, как Джампинг-Паунд, Пинчер-Крик, Уотертон, Саванна-Крик и др., а также одно из старейших в Западной Канаде газонефтяное месторождение Тернер-Валли. Все они сходны по строению (рис. 225, 226). Приурочены к складкам, образовавшимся при перемещении осадочного комплекса по поверхностям надвигов в восточном направлении. Надвинутые чешуи разбиты на отдельные блоки разрывами второго порядка. Формированию надвигов способствовала резко различная плотность палеозойского и мезозойского комплексов. Палеозойские отложения дислоцированы значительно меньше, чем покрывающий мезозойский комплекс. В пределах месторождений стратиграфическая амплитуда главных разрывов составляет 1500—2400 *м*, а горизонтальная 1,5—12 *км*. Продуктивны карбонатные породы миссисипского возраста (свита рандл), заключающие массивные сводовые залежи. В месторождении Тернер-Валли газовые залежи имеются также в песчаных пластах нижнего мела (табл. 173).

Район центральной Альберты

Здесь расположено большинство важнейших нефтяных месторождений бассейна. Они приурочены к рифовым массивам, слагаемым верхнедевонскими известняками свиты ледюк. Рифы группируются в несколько зон на склоне Канадского щита. В одной из них, простирающейся к югу от Эдмонтона, находятся месторождения Ледюк, Бони-Глен, Визард-Лейк, Вестроуз, Ачесон и др. Другая цепь рифов, протягивающаяся параллельно первой, несколько восточнее заключает месторождения Стеттлер, Фенн-Биг-Валли, Друмеллер, Мальмо, Норуэй и Дюамель. Рифы линейных зон в плане обычно имеют форму, удлиненную по простиранию зоны (рис. 227). Другие месторождения связаны с одиночными округлыми в плане рифовыми массивами — это Редуотер, Голден-Спайк, Старджеон-Лейк (рис. 228, 229). Рифовым массивам свойствен различный фациальный состав, обусловливающий резко изменчивую пористость и проницаемость пород (см. рис. 228).

Для всех указанных месторождений характерны массивные нефтяные и газовые залежи в биогенных выступах. На месторождениях Стеттлер, Фенн-Биг-Валли, Ледюк и многих других имеются массивные сводовые залежи в известняках свиты ниску, залегающей над рифовыми известняками ледюк и отделенной от них глинами айртон; эти залежи приурочены к выступам, представляющим структуры облекания рифовых массивов.

В свите ниску на месторождении Жоффр залежь иного типа. Она заключена в литологической ловушке, возникшей вследствие выклинивания пористых и проницаемых доломитов над склоном рифового массива, слагаемого известняками свиты ледюк. На том же месторождении выше по разрезу разведаны пластовые залежи в нижнемеловых песчаниках викинг.

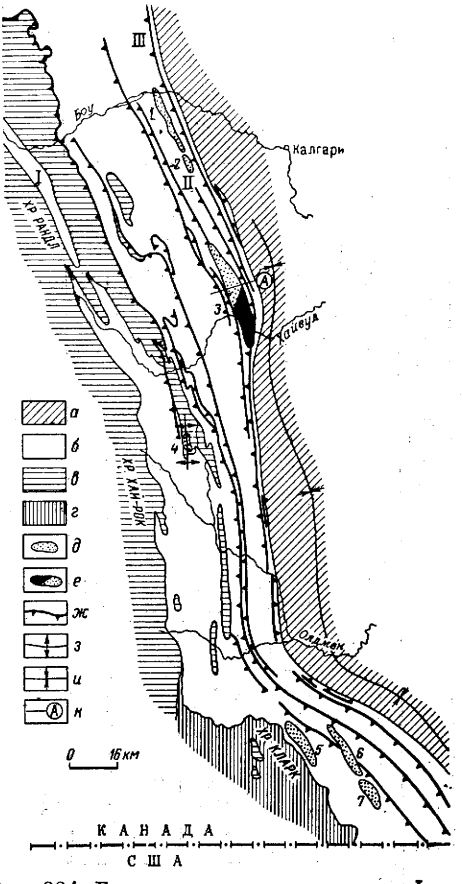


Рис. 224. Геологическая карта и схема расположения месторождений в южной части зоны передовых складок (по Фоксу, с дополнениями).

а — кайнозой, *б* — мезозой; *в* — палеозой; *г* — протерозой; *д* — месторождения газовые, *е* — газонефтяные; *ж* — линии надвигов; *з* — оси антиклиналей; *и* — оси синклиналей; *к* — линии геологических разрезов. *1—7* — месторождения: *1* — Джампинг-Паунд; *2* — Сарси; *3* — Тернер-Валли; *4* — Саванна-Крик; *5* — Уотертон; *6* — Пинчер-Крик; *7* — Лукаут-Батт. *I* — угленосный прогиб Кэнмор; *II* — надвиг Тернер-Валли; *III* — надвиг Джампинг-Паунд. Разрез *А* см. на рис. 225.

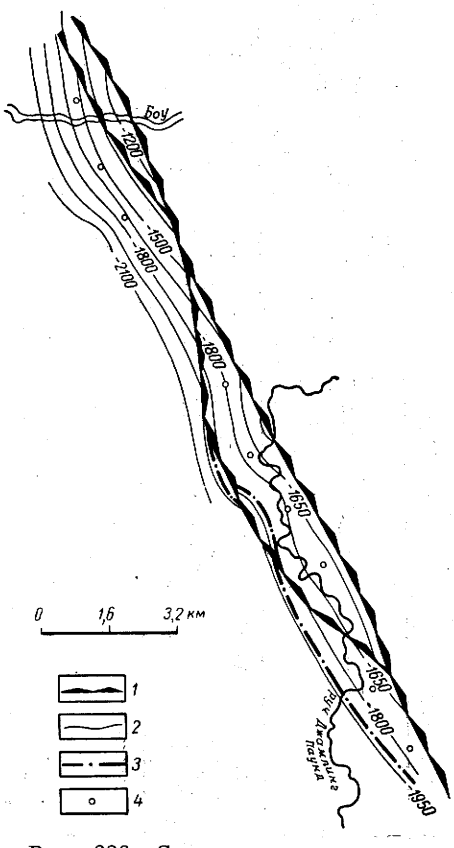


Рис. 226. Структурная карта кровли известняков рандл месторождения Джампинг-Паунд.

1 — линии пересечения кровли свиты рандл с поверхностями разрывов; *2* — стратоизогипсы; *3* — газо-водяной контакт; *4* — газовые скважины.

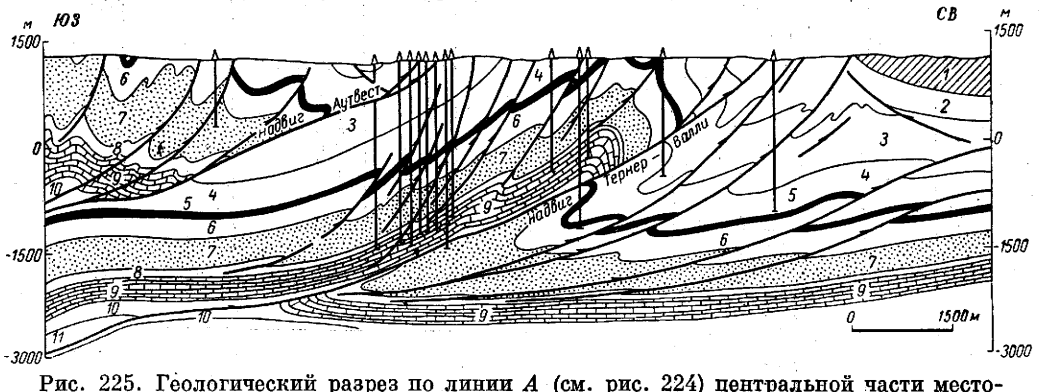


Рис. 225. Геологический разрез по линии *А* (см. рис. 224) центральной части месторождения Тернер-Валли (по Фоксу).

1 — палеоген, свита паскапу, мел; *2* — свиты эдмонтон и бирпоу; *3* — свита белли-ривер; *4—6* — группа колорадо: *4* — свита вапиаби, *5* — свита бигхорн, *6* — свита блэкстоун; *7* — группа блейрмор; *8* — юра, свиты кутэней и ферни, миссисипий; *9* — свита рандл; *10* — свита банфф; *11* — девон.

Таблица 173

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе Западно-Канадского бассейна

Возраст	Наименование	Литологический состав	Свойства коллекторов		Крупнейшие месторождения	Мощность, *м*	Глубина залегания, *м*	Площадь месторождения, *км²*	Плотность нефти, *г/см³*	Содержание серы в нефти, %	Суточные дебиты нефти, *т*; газа (цифры со звездочкой), тыс. *м³/д*
			пористость, %	проницаемость, *мд*							
Верхний мел	Белли-Ривер	Песчаники	—		Пембина, Альгамбра	2—5	—	—	—		—
	Медисин-хэт	»	—		Медисин-Хэт	2—4	400—500	—	—	—	—
	Кардиум	»	10—20	10—50	Пембина	5—30[1]*	1600	2100	0,830	0,23	До 100
			20	70	Кийстон	—	1200	—	0,850	—	7—15
Нижний мел	Викинг	»	20		Джоаркам	2,5	960	90	0,838	—	10—25
			13,5		Жоффр	3,5	1560	35	0,825	—	10—25
			—		Викинг-Кинселла	3	—	—	—	—	—
			—		Прово	4	—	—	—	—	—
			—		Пендан-д'Ориель	12[2]*	—	—	—	—	—
			—		Сильвен-Лейк		1870	—	0,845	—	16
	Мак-марри	»	—		Атабаска	60	0—200	75 000	1,027	4—5	—
	Горизонты спарки, колони, дженерал петролеумс	»	25—30	500—3500	Площадь Ллойдминстер	4—7	570	40	0,965	—	2—5
	Кадотт, кадомин, бласки, гетинг	»	10—15	До 100	Форт-Сент-Джон	2—4	500—1000	—	—	—	5—20
					Биттон-Ривер, Баундари-Лейк, Чарли-Лейк						
Триас	Балдонелл, хафуэй, чарли-лейк, шулер-крик	Песчаники, известняки	—		Баундари-Лейк	5	1300		0,85	—	—
			—		Нэнси	3,6	1150		0,823	—	25
			—		Форт-Сент-Джон	2—4	1200		—	—	25—40
Пермь — пенсильваний	Беллой	Песчаники	—		Форт-Сент-Джон	2	1300		—	—	700—900*

Миссисипий	Рандл	Известняки	5—10	10—50	Тернер-Валли, Джампинг-Паунд, Пинчер-Крик, Уотертон-Парк, Джампинг-Паунд-Вест	30—60	1300—3000	—	—	—	150—300 *
	Эльктон	»	10	—	Сандр, Харматтан, Вествард-Хо	20—25	2650—2900	—	0,870	—	140—280
					Эдсон				—	—	560 *
Верхний девон	Вабамун или ниску	»	30	—	Симонет	10—15	3000	—	—		250 *
			5	~100	Редуотер	20	—	—	—		От 30—40
			4,3	~100	Стетлер	18,5	—	—	0,884		до 300—400
			8,2	~100	Фенн-Биг-Валли	16,5	1560	60	0,865		
			3,0	~100	Ледюк	18,9	1500—1650	110	0,839		
			3,2	150	Жоффр		2100		0,820	0,2	
	Ледюк	»	6,5	—	Редуотер	30	960	150	0,865		
			9,8	600	Бони-Глен	65	2100	27	0,820		
			8,5	800	Визард-Лейк	100	1890	8	0,830		
			9,2	—	Голден-Спайк	156	1680	5	0,839		От 30—40
			4,6	—	Старджеон-Лейк	30	2580	47	0,835		
			8,0	—	Ледюк	10,5	1560	85	0,839		до 300—400
			9,0	—	Ачесон	25	1500	15	0,839		
			9,3	—	Вестроуз	55	2150	7	0,815		
	Биверхилл-лейк	»	—	—	Свен-Хиллз, Вирджиния-Хиллз, Кайбоб, Джуди-Крик	10—40	2300—2750	—	0,820—0,835		50—125
Средний девон	Слейв-пойнт	»	~10;	—	Кларк-Лейк, Котчо-Лейк, Петито-Ривер	40—60	1100—2600				1500—3800 * 23 000 * 4200 *
	Прескуайл	»	—	—	Бивер-Ривер	—	3700		0,815		1100 *
	Гилвуд	Песчаники	14	270	Митсу	1—10	1650—1800				25—70
Кембрий	Гранит-уош	»	15—20	200	Ред-Эрс, Утикума-Лейк, Жиро	10	1500—3000		0,80—0,830		80—215

1* По четырем горизонтам. 2* По трем горизонтам.

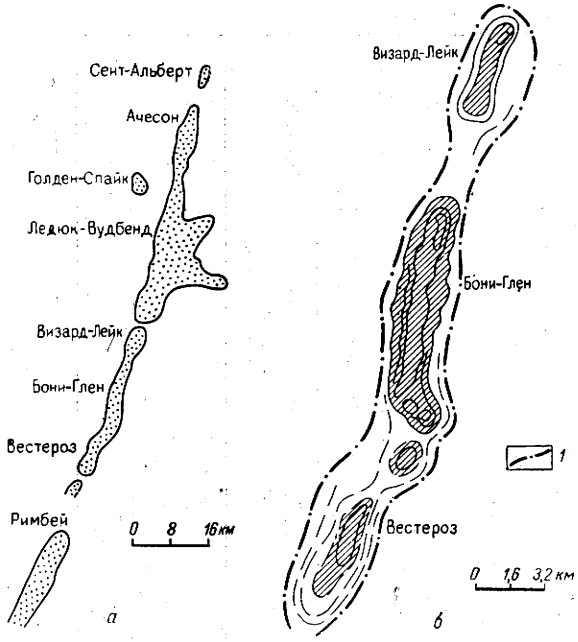
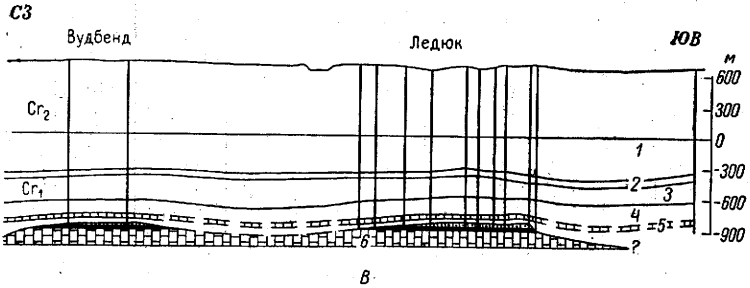


Рис. 227. Месторождения, приуроченные к зонам верхнедевонских барьерных рифов.

а — зона рифов Римбей — Сент-Альберт и связанные с ней месторождения; *б* — структурная карта кровли свиты ледюк месторождений Вестроуз, Бони-Глен и Визард-Лейк: *1* — граница рифового массива; *в* — разрез месторождений Вудбенд и Ледюк. *1* — верхний мел; *2* — песчаники викинг; *3* — нижний мел; *4* — группа вабамун (D-1); *5* — свита ниску (D-2); *6* — свита ледюк (D-3).



в

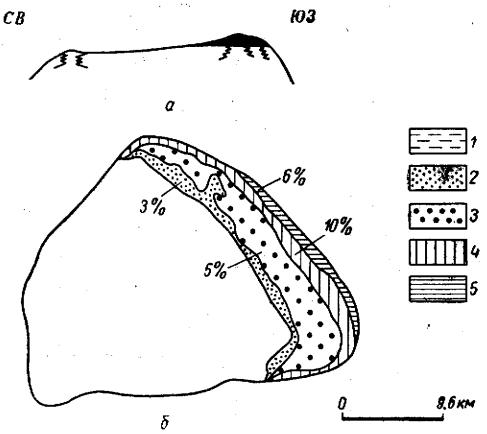


Рис. 228. Месторождение Редуотер (по Р. Шетфорду).

а — схематический поперечный разрез; *б* — фациальные зоны рифа Редуотер; *в—г* — схематические разрезы рифа Редуотер: *в* — реконструированное положение, *г* — современное положение. *1—5* — зоны: *1* — плотной покрышки, *2* — зарифовая, *3* — биогермная, *4* — зернисто-обломочная, *5* — обломочная; цифры в процентах — средняя пористость пород.

В образовании структур облекания, кроме свиты ниску, участвуют также известняки вабамун (верхний девон) [1]. На ряде месторождений они заключают массивные сводовые залежи. Одним из наиболее крупных месторождений такого типа является Симонет на западе Альберты.

Весьма своеобразно строение недавно открытого месторождения Мартен-Хиллз (северо-восточная Альберта), в котором запасы газа, возможно, превышают 45 млрд. $м^3$. Оно приурочено к эрозионному выступу, слагаемому известняками вабамун, облекаемому рыхлыми песками вабискау нижнего мела. Пески и доломиты образуют единый крупный массивный резервуар, заключающий газовую залежь.

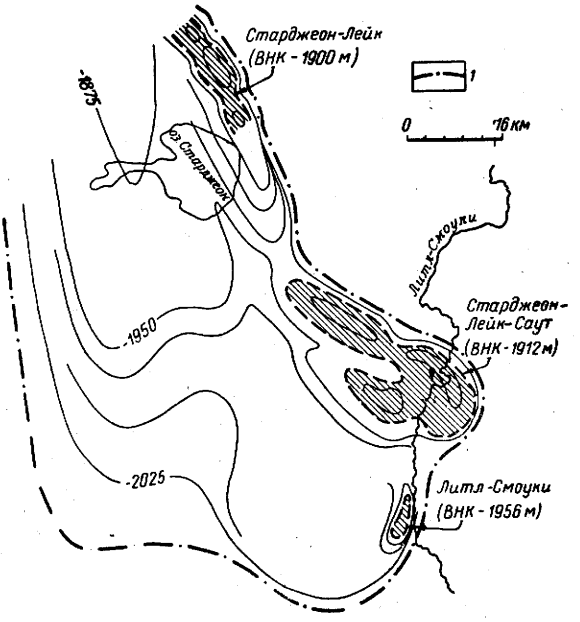


Рис. 229. Схематическая структурная карта кровли свиты ледюк, развитой в районе Старджеон-Лейк (по К. Хэйджу).

1 — предполагаемая граница рифового массива.

Район центральной и юго-восточной Альберты

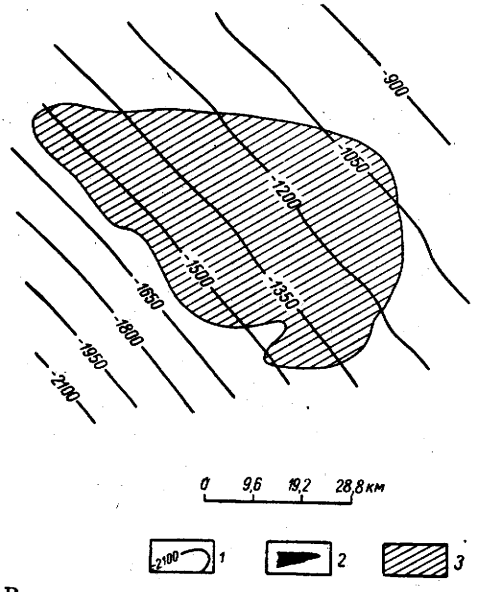
Газовые и нефтяные месторождения обычно связаны с зонами выклинивания на гомоклиналях. Формирование залежей обусловлено замещением по восстанию ряда песчаных пластов мелового возраста на склонах Канадского щита и свода Суитграсс глинами. Среди месторождений этого типа наиболее многочисленны те, которые заключают основные залежи в верхнемеловом песчаном горизонте кардиум. Такие месторождения образуют зону, простирающуюся с северо-северо-запада на юго-юго-восток, расположенную юго-западнее Эдмонтона (см. рис. 221). Наряду со сравнительно небольшими (Кийстоун, Альгамбра) здесь находятся крупнейшие месторождения Канады — Пембина (рис. 230) и Кроссфилд.

Месторождение Пембина приурочено к зоне выклинивания на очень пологой томоклинали, осложненной в пределах месторождения слабой флексурой. Кроме литологически экранированных, здесь разведан ряд небольших залежей, всесторонне ограниченных плохо проницаемыми породами (литологически ограниченных), в песчаниках мелового и юрского возраста, а также стратиграфически экранированная залежь в миссисипских известняках (свита рандл). Примерами аналогично построенных месторождений с литологически экранированными залежами в песчаниках викинг (нижний мел) являются Джоаркам, Сильвен-Лейк и Жоффр.

На склоне свода Суитграсс крупнейшим представителем месторождений, связанных с зонами выклинивания на гомоклинали, служит Медисин-Хэт (газовое). Основным литологически экранированным залежам

[1] В канадской геологической литературе свита ледюк обозначается как зона D-3, свита ниску как зона D-2 и группа вабамун как зона D-1. Все они верхнедевонского возраста.

на упомянутых месторождениях, как и в Пембина, обычно сопутствуют небольшие литологически ограниченные линзовидные залежи. Значительно менее развиты в этом районе месторождения, связанные с локальными поднятиями на фоне пологой гомоклинали. Крупным представителем является месторождение Ллойдминстер. Наряду с пластовыми сводовыми залежами в пределах локальных поднятий здесь имеются литолого-



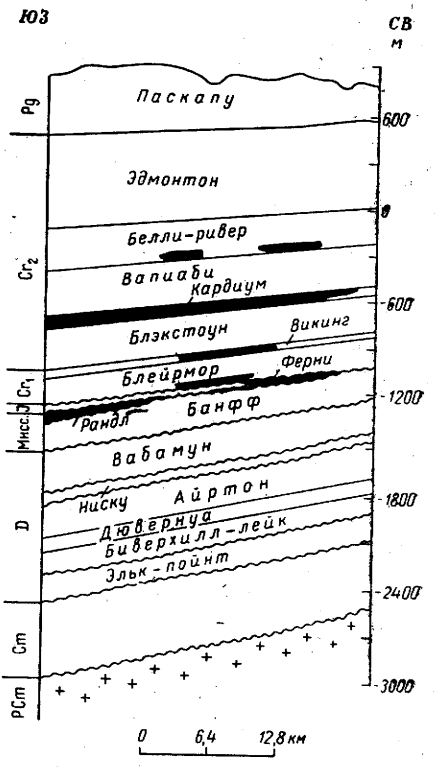


Рис. 230. Структурная карта и геологический разрез месторождения Пембина (по А. М. Паттерсону и А. А. Арнесону).

1 — стратоизогипсы кровли свиты банфф; *2—3* — залежь нефти: *2* — в разрезе, *3* — в плане.

гически экранированные и литологически ограниченные линзовидные залежи в нижнемеловых песчаниках колони, спарки и дженерал-петролеум. Аналогично строение газового месторождения Прово.

Район Атабаска

В этом районе сравнительно близко от выхода на поверхность докембрийских пород Канадского щита располагается одно месторождение, по строению в принципе не отличающееся от охарактеризованных месторождений, связанных с гомоклиналями. Выделение месторождений Атабаска в самостоятельный нефтегазоносный район вызвано его уникальностью, размерами и территориальной разобщенностью с центральной и юго-восточной Альбертой.

Месторождение Атабаска заключает гигантскую литологически экранированную залежь, местами вскрытую эрозией (рис. 231). Битуминозные песчаники мак-марри нижнего мела залегают на размытой поверхности девонского карбонатного комплекса и перекрыты нижнемеловыми глинами клируотер. Песчаники выклиниваются на северо-восток. Они относятся к озерной фации, слагаемой обычно грубозернистым кварцевым

материалом. Загустевшая нефть образует пленки, обволакивающие песчаные зерна. Нефтеносные песчаники развиты на площади около 75 тыс. *км*², в пределах которой их мощность меняется от долей метра до 60 *м*. Мощность покрывающих отложений обычно не превышает 60 *м*, а в долине р. Атабаска свита мак-марри на протяжении 60 *км* обнажена. Содержание нефти местами достигает 18—20% от веса породы. Еще недавно это месторождение именовали «Спящей Пембиной». С 1967 г. здесь предполагается начать добычу нефти с суточным дебитом 6000 *т*, которая к 1975 г. при определенных условиях может достигнуть 27 тыс. *т/сутки*. Для извлечения нефти из породы предлагался ряд проектов — от использования высокочастотных звуковых волн до подземных взрывов атомных бомб малого калибра. На тех площадях, где нефтеносные песчаники обнажены и характеризуются высоким содержанием нефти, решено применить открытую разработку с последующей флотацией в кипящей воде. На площадях, где мощность покрывающего осадочного чехла значительна, планируется бурение инжекционных скважин для закачки в них пара и различных химических соединений с целью получения в смежных эксплуатационных скважинах водно-нефтяной эмульсии. Извлеченная нефть будет обладать плотностью 1,02 *г/см*³ и содержать 4—5% серы. Она подвергнется гидрогенизации. Конечный продукт — нефть плотностью 0,8 *г/см*³.

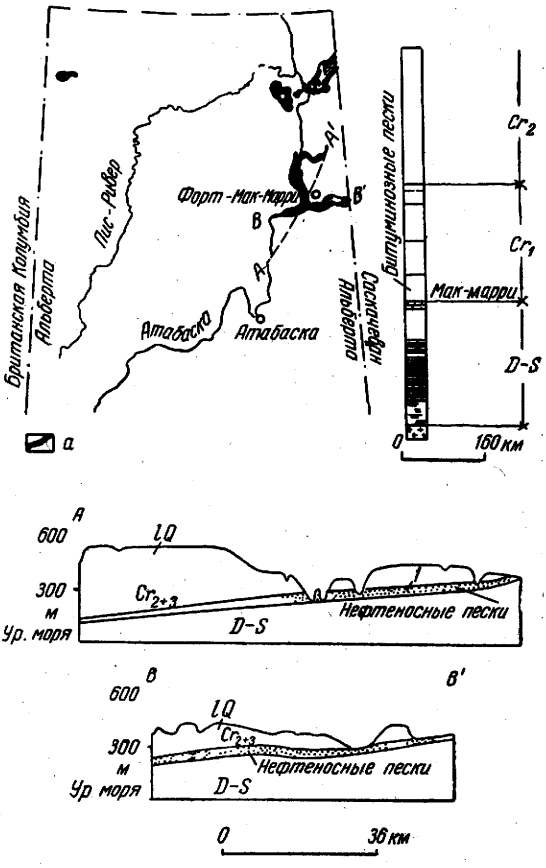


Рис. 231. **Район Атабаска с битуминозными песчаниками мак-марри, их положение в стратиграфической колонке и схематические геологические разрезы района Атабаска (по Г. Гассоу).**

1 — ледниковые образования и отложения верхнего мела. *а* — выходы нефтеносных песков на поверхность.

Запасы нефти в месторождении Атабаска оцениваются в 80 млрд. *т* и более, из которых может быть извлечено примерно 40 млрд. *т*.

Район Свен-Хиллз

Район объединяет группу нефтяных месторождений в средней части склона Канадского щита, выявленных за последние годы, приуроченных к рифам, слагаемым верхнедевонской свитой биверхилл-лейк. Они заключают массивные залежи в биогенных выступах. Наиболее крупные месторождения Кайбоб, Джуди-Крик, Вирджиния-Хиллз и Свен-Хиллз с доказанными извлекаемыми запасами не менее нескольких сотен млн. *т*.

Район Форт-Сент-Джон

Район объединяет отдаленную, наиболее погруженную юго-западную часть склона Канадского щита в центрально-западной Британской Колумбии и на смежных площадях Альберты, а также примыкающий к ней интервал зоны передовых складок Скалистых гор. Здесь имеется около 40 преимущественно газовых месторождений, в большинстве открытых

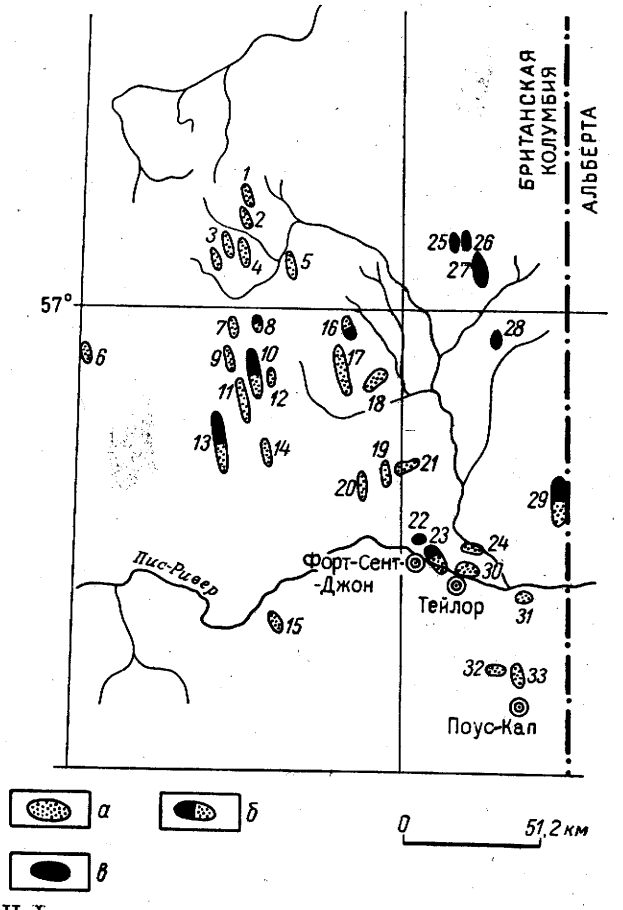


Рис. 232. Нефтяные и газовые месторождения района Форт-Сент-Джон.

а — месторождения газовые; *б* — нефтегазовые; *в* — нефтяные. *1* — Лэпрайз-Крик-Ист (продуктивные породы — триас), *2* — Лэпрайз-Крик (триас), *3* — Иедней (триас), *4* — Бабблз (триас), *5* — Ниг-Крик (триас), *6* — Ципресс (триас), *7* — Хайуэй (триас, миссисипий), *8* — Айткен-Крик (мел), *9* — Ганди-Крик (триас), *10* — Блюберри (триас, миссисипий), *11* — Блюберри-Вест (триас), *12* — Блюберри-Ист (триас, миссисипий), *13* — Кобс-Таунсенд (триас, миссисипий), *14* — Хафуэй (триас), *15* — Моберли-Лейк (триас), *16* — Снайдер (триас), *17* — Бюик-Крик-Вест (триас), *18* — Бюик-Крик (триас), *19* — Стоддарт (пермь), *20* — Ред-Крик (триас), *21* — Монтней (мел, триас), *22* — Чарли-Лейк (мел), *23* — Форт-Сент-Джон (мел, триас, пермь — пенсильваний), *24* — Форт-Сент-Джон-Эрпорт (мел, триас), *25* — Биттон-Ривер-Вест (мел), *26* — Биттон-Ривер (триас), *27* — Миллиген-Крик (триас), *28* — Пиджи (триас), *29* — Баундари-Лейк (мел, триас), *30* — Форт-Сент-Джон Саутист (мел, триас, пермь — пенсильваний), *31* — Паркланд (верхний девон), *32* — Санрайз (мел), *33* — Даусон-Крик (мел)

в последние годы. Кроме двух, все они приурочены к локальным поднятиям на отдаленном склоне щита. Вблизи полосы передовых складок эти поднятия структурно выражены достаточно резко, имеют отчетливое северо-северо-западное простирание и группируются в линейные зоны (рис. 232). На большем удалении от передовых складок локальные поднятия становятся очень пологими. Подчиненность основному простиранию Скалистых гор в них не наблюдается.

Месторождения, связанные с локальными поднятиями, обычно заключают по нескольку пластовых, иногда массивных сводовых залежей. Стратиграфический диапазон нефтегазоносного интервала очень велик: от верхнего девона до нижнего мела. Главную роль играют продуктивные горизонты, или свиты, триаса (балдонелл, хафуэй, шулер-крик и др.) и нижнего мела (гетинг, бласки, кадотт, кадомин). Только в этом районе Западно-Канадского бассейна нефтегазоносны отложения пермо-пенсильванского комплекса. Здесь же сосредоточены все крупнейшие месторождения бассейна, в которых залежи заключены в породах триаса.

В передовых складках района открыты два газовых месторождения: Ципресс и Моберли-Лейк, где скопления газа находятся в песчаниках триаса.

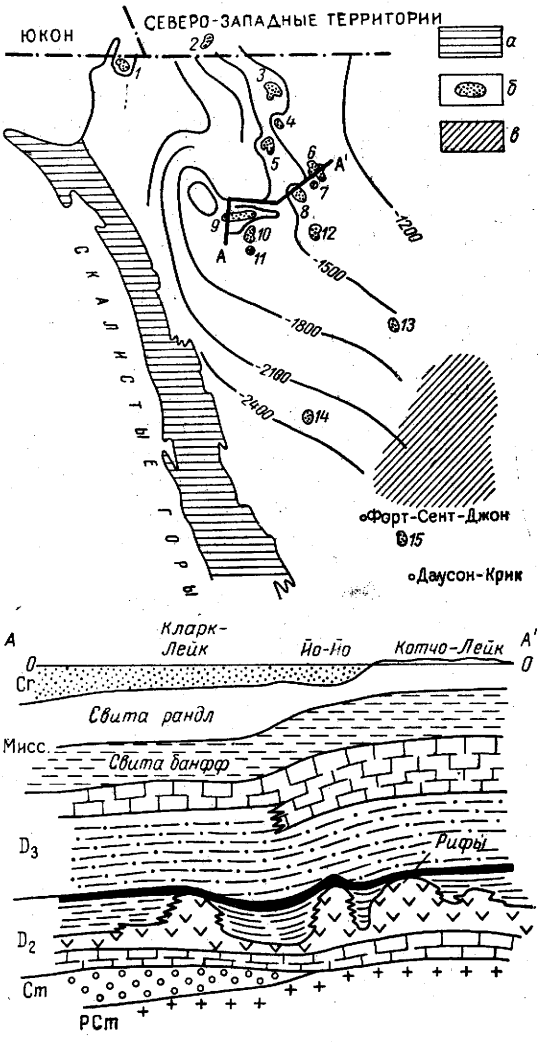


Рис. 233. Схематическая структурная карта кровли среднего девона и разрез района Форт-Нельсон.

а — зона передовых складок; *б* — газовые месторождения: *1* — Бивер-Ривер, *2* — Целибета-Лейк, *3* — Петито-Ривер, *4* — Тсеа, *5* — Коми-Крик, *6* — Котчо-Лейк, *7* — Кейзи, *8* — Йо-Йо, *9* — Кларк-Лейк, *10* — Клуа, *11* — Джекфиш, *12* — Юниор, *13* — Пэдди, *14* — Нигг-Крик, *15* — Паркланд; *в* — поднятие Пис-Ривер.

Район Форт-Нельсон

Район охватывает крайнюю северо-восточную часть Британской Колумбии и смежные площади Альберты и Северо-Западных территорий в пределах глубоко погруженной части склона Канадского щита. С 1956 г. здесь открыто около 20 газовых месторождений, приуроченных к рифовым массивам, группирующимся в извилистую зону длиной в несколько сотен километров (рис. 233). Рифы слагаются известняками среднедевонской свиты слейв-пойнт и заключают массивные залежи в биогенных выступах. Район содержит огромные запасы газа. Наиболее крупные месторождения Кларк-Лейк, Котчо-Лейк, Петито-Ривер и Йо-Йо. Дебит некоторых скважин достигал 5—23 млн. *м*^{3}*/сутки*.

Район Пис-Ривер

Район расположен в пределах одноименного крупного выступа докембрийского фундамента. Здесь развита свита грэнит-уош кембрийского возраста. Сложена она аркозовыми песчаниками, представляющими

продукты разрушения гранитов фундамента, и выполняет пониженные участки последнего. Формирование скоплений обусловлено выклиниванием песчаников грэнит-уош на склонах выступов докембрийской эрозионной поверхности. Здесь открыт ряд нефтяных месторождений, из которых наиболее крупные Ред-Эрс и Утикума-Лейк.

Район Сильвия-Хондо

Район расположен на юго-восточном склоне поднятия Пис-Ривер, у Малого Невольничьего озера. В среднедевонской свите эльк-пойнт развит песчаный горизонт гилвуд, замещающийся по восстанию пластов глинами. В районе открыто очень крупное месторождение Митсу, приуроченное к зоне выклинивания на гомоклинали и заключающее литологически экранированные залежи.

Район Эдсон-Калгари

Район протягивается вдоль фронта зоны Передовых складок от Калгари на северо-северо-запад. В его пределах карбонатный миссисипский комплекс срезан к востоку поверхностью несогласия и перекрыт глинами мезозоя. Такие соотношения обусловили возможность формирования ряда месторождений, приуроченных к зоне несогласия на гомоклинали, заключающих массивные, стратиграфически экранированные залежи в миссисипских известняках свиты эльктон. Здесь имеются крупные нефтяные и газоконденсатные месторождения Харматтан, Вествард-Хо, Сандр, Эдсон и др.

Структурные формы месторождений и типы залежей

Структурные формы месторождений и типы их залежей Западно-Канадского бассейна охарактеризованы в табл. 174.

Уиллистонский бассейн

Бассейн расположен на территории Канады и США. Здесь рассматривается лишь его канадская часть. Она представляет северную окраину впадины, ограниченной с юго-запада горными хребтами ларамийской

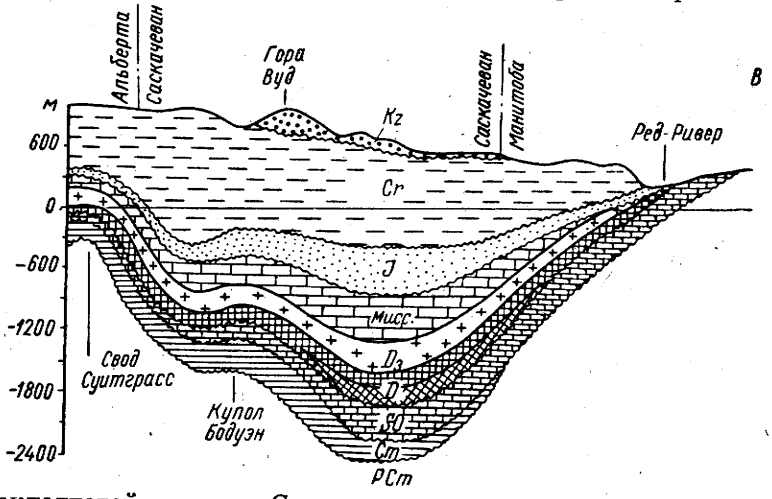


Рис. 234. Широтный разрез Уиллистонского бассейна по линии близ 49-й параллели (по Г. Дарлингу и П. Вуду).

складчатой системы Скалистых гор; западным обрамлением служит докембрийский Канадский щит (рис. 234). В пределах Канады бассейн отделен от Западно-Канадского бассейна сводом Суитграсс и его юго-восточным продолжением — поднятием Норт-Баттлфорд.

Таблица 174

Структурные формы месторождений нефти и газа Западно-Канадского бассейна и типы их залежей

Структурные формы	Типы залежей	Крупнейшие или типичные месторождения (возраст продуктивных отложений)
Передовые складки, разбитые разрывами	Массивные, сводовые	Южный район передовых складок: Тернер-Валли, Пинчер-Крик, Джампинг-Паунд, Джампинг-Паунд-Вест, Саванна-Крик, Уотертон, Лукаут-Батт, Сарси, Бернт Тимбер (миссисипий) Район Форт-Сент-Джон: Моберли-Лейк, Ципресс (триас)
Связанные с рифовыми массивами	Массивные в биогенных выступах	Район Центральной Альберты: Редуотер, Ледюк, Бони-Глен, Визард-Лейк, Голден-Спайк, Старджеон-Лейк, Ачесон, Вестроуз, Фенн-Биг-Валли, Иннисфейл, Уорсли, Друмелер, Мальмо, Норуэй, Дюамель, Стеттлер (верхний девон, свита ледюк) Район Свен-Хиллз: Свен-Хиллз, Вирджиния-Хиллз, Джуди-Крик, Джуди-Крик-Вест, Кайбоб, Гуз-Ривер, Снайп-Лейк, Хаус-Маунтейн, Анте-Крик (верхний девон, свита биверхилл-лейк) Район Форт-Нельсон: Кларк-Лейк, Котчо-Лейк, Петито-Ривер, Йо-Йо, Клуа-Крик, Саут-Айленд, Зама, Бистшо, Нетла, Целибета, Бивер-Ривер, Хелмет, Кэбин-Крик, Юниор, Джекфиш (средний девон, свита слейв-пойнт)
	Массивные, сводовые в структурах облекания рифовых массивов	Район Центральной Альберты: а) Ледюк, Редуотер, Стеттлер, Фенн-Биг-Валли и др. (верхний девон, свита ниску); б) Смоуки-Ривер, Симонет (верхний девон, группа вабамун)
	Массивные, литологически экранированные за счет выклинивания резервуара над склоном рифа	Жоффр (верхний девон, свита ниску)
Эрозионные выступы	Массивные в эрозионных останцах	Мартен-Хиллз (верхний девон, группа вабамун)
Связанные с зонами выклинивания на моноклиналях	Литологически экранированные	Район Центральной и Юго-Восточной Альберты: а) Пембина, Альгамбра, Кийстоун, Кроссфилд (верхний мел, горизонт кардиум); б) Джоаркам, Сильвен-Лейк, Жоффр и др. (нижний мел, горизонт викинг) в) Медисин-Хэт (верхний мел, горизонт медисин-хэт)

Продолжение табл. 174

Структурные формы	Типы залежей	Крупнейшие или типичные месторождения (возраст продуктивных отложений)
	Литологически ограниченные (всесторонне ограниченные плохо проницаемыми породами)	Пембина, Жоффр, Медисин-Хэт и др.
Зоны несогласия на гомоклиналях	Массивные, стратиграфически экранированные	Район Эдсон-Калгари: Сандр, Харматтан, Вествард-Хо, Эдсон, Колспур, Бразо-Ривер (миссисипий, свита элктон)
Локальные платформенные поднятия	Пластовые сводовые	Район Центральной и Восточной Альберты: площадь Ллойдминстер, Прово и др. (мел)
	Литологически экранированные	
	Литологически ограниченные (всесторонне ограниченные плохо проницаемыми породами)	
	Сводовые, пластовые и массивные	Район Форт-Сент-Джон: Форт-Сент-Джон, Баундари-Лейк, Иедней, Лепрайз, Пиджи, Нэнси, Миллиган-Крик, Биттон-Ривер и др. (триас, мел, пермо-пенсильваний)
Зоны выклинивания на гомоклиналях над склонами выступов фундамента	Пластовые, литологически экранированные	Район Сильвия-Хондо: Митсу (средний девон, горизонт гилвуд) Район Пис-Ривер: Ред-Эрс, Утикума-Лейк, Клир-Хиллз и др, (кембрий, свита грэнит-уош)

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Сводный стратиграфический разрез осадочного чехла бассейна и распределение нефтегазоносности в нем охарактеризованы в табл. 175.

Таблица 175

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Уиллистонского бассейна (Юго-Западная Манитоба, Южный Саскачеван)

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита, горизонт, слои	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Палеоген		Равенсграсс	Пески, глины	
Мел верхний	Монтана	Френчман Уайт-мад Истэнд Бирпоу Белли-ривер	Глины серые, местами алевритовые	600
	Колорадо	Милк-ривер Уайт-спекс I	Глины серые, коричневые	300
		Уайт-спекс II Фиш-скейл		
Мел нижний			Глины серые	40
		Викинг	Песчаники мелкозернистые	60
			Глины серые и бурые	40
	Блейрмор (свен-ривер)	—	Песчаники белые, коричневатые, тонко-среднезернистые, кварцевые и глины серые	160
Перерыв				
Юра		Вангард Шаунавон Грейвелбург	Глины, песчаники с прослоями известняков	240
		Ватрус	Ангидриты, красноцветные глины	50
Перерыв				
Миссисипий	Мадисон	Чарльз: слои поплар и рэтклифф	Известняки, доломиты, ангидриты	50
		Чарльз: слои мидейл	Вверху эвапориты, внизу мергелистые кавернозные известняки	50
		Мишен-кэньон: слои алида—фробишер	Известняки оолитовые, кристаллические, органогенные	100
		Лодж-поул: слои соурис-валли	Известняки кристаллические, органогенные, обломочные, оолитовые	250
		Баккен (колевилл)[1]	Глины, алевролиты известковистые	50

[1] Иногда именуется свитой банфф.

Продолжение табл. 175

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита, горизонт, слои	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Перерыв				
Девон верхний	Куапелл	Три-форкс	Известняки, глины, эвапориты	250—300
	Саскачеван	Ниску	Известняки, доломиты с прослоями глин и ангидритов	
	Манитоба	Дюперуа		
Девон средний	Эльк-пойнт	Соурис-ривер	Известняки, доломиты, эвапориты, прослои глин	150
		Даусон-бэй	Известняки, в основании глины	100
		Прэйри	Галит и ангидриты	150
		Виннипегозис	Доломиты коричневые	30
		Эшерн	Доломиты и пестроцветные глины	20
Перерыв				
Силур		Интерлейк	Доломиты кремовые, лиловые, кавернозные	150—200
Ордовик		Стоунуолл	Доломиты, известняки	50
		Стоуни-маунтин	Доломиты, глины	50
		Ред-ривер	Известняки, доломиты, редкие прослои ангидритов	100
		Виннипег	Песчаники серые, разнозернистые	50
Перерыв				
Кембрий		Дедвуд	Песчаники кварцевые, грубозернистые с прослоями пестроцветных глин	200—250
Перерыв				
			Кристаллические породы докембрия	—

Нефтяные и газовые месторождения сосредоточены в трех районах: Соурис-Валли, Рандан-Фостертон и Колевилл-Смайли. Первые два связаны с зонами выклинивания и несогласия на гомоклиналях, третий — с крупным структурным поднятием, разделяющим Уиллистонский и Западно-Канадский бассейны.

Район Соурис-Валли

Район Соурис-Валли расположен на северо-восточном борту Уиллистонского бассейна. В его пределах находятся крупнейшие нефтяные месторождения провинций Саскачеван и Манитоба. По строению и типу

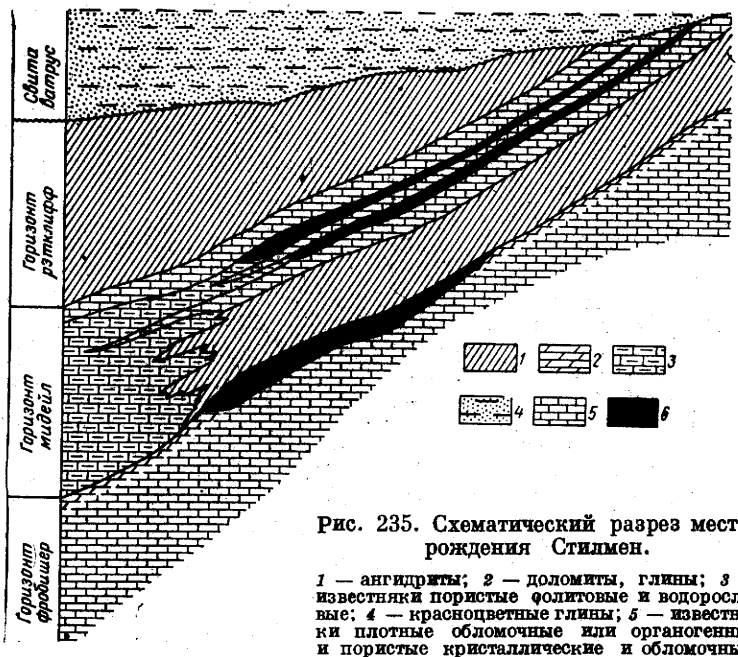


Рис. 235. Схематический разрез месторождения Стилмен.

1 — ангидриты; *2* — доломиты, глины; *3* — известняки пористые оолитовые и водорослевые; *4* — красноцветные глины; *5* — известняки плотные обломочные или органогенные и пористые кристаллические и обломочные; *6* — нефть.

залежей месторождения весьма сходны. Нефтеносные карбонатные горизонты миссисипского возраста в кровле и подошве ограничены ангидритами, а по восстанию пластов срезаны в северо-восточном направлении поверхностью размыва и перекрыты плохо проницаемой глинистой юрской пестроцветной свитой. Формирование скоплений нефти в основном контролируется поверхностью несогласия. Иногда скопления 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, благодаря чему местами она превратилась в непроницаемую покрышку. Таким образом, в зоне Соурис-Валли находятся месторождения гомоклиналей, 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, стратиграфически экранированными. Такие залежи имеются, например, на месторождениях Алида и Фробишер. 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 пластов. Такие литологически экранированные залежи разведаны на месторождениях Дели, Вирден (рис. 237), Стилмен, в слоях фробишер (рис. 235, 236) и др. Залежи

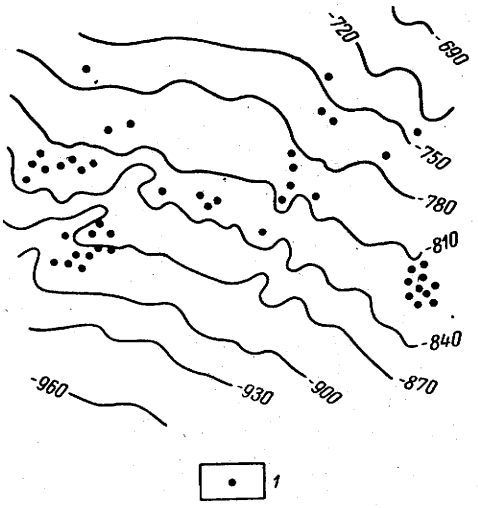


Рис. 236. Структурная карта кровли слоев фробишер месторождения Стилмен.

1 — скважины, дающие нефть из слоев фробишер.

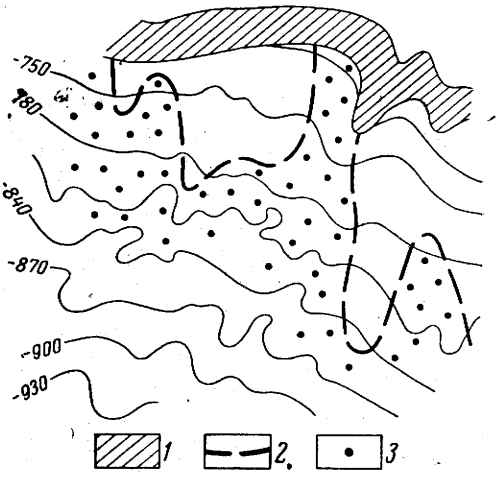


Рис. 238. Структурная карта кровли горизонта мидейл месторождения Стилмен.

1 — полоса подземного выхода горизонта мидейл к поверхности размыва, на которой залегают юрские глины; *2* — примерная граница нефтяной залежи; *3* — нефтяные скважины.

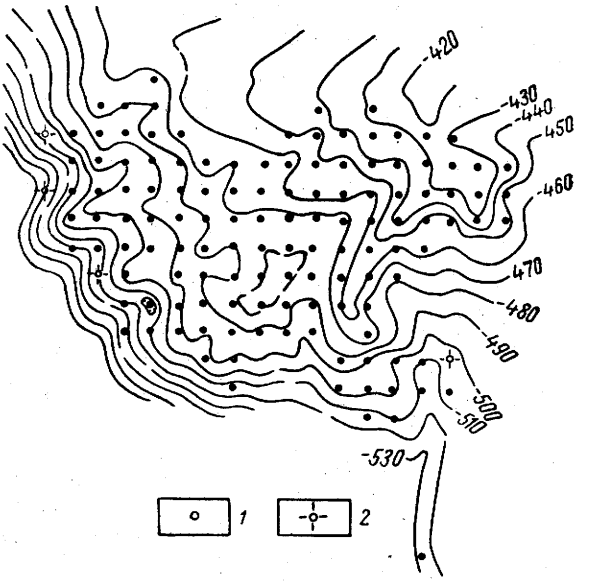


Рис. 237. Структурная карта кровли свиты лоджпоул месторождения Вирден (по Г. В. Смит и др.).

1 — скважины продуктивные, *2* — непродуктивные.

на месторождениях Мидейл и Стилмен (рис. 238) и др. литологически экранированные с элементами стратиграфического экранирования [1].

Подробная характеристика наиболее крупных месторождений дана в табл. 176.

[1] Помимо упомянутых в тексте или показанных на рис. 221, в районе Соурис-Валли имеются аналогично построенные месторождения, связанные с зонами несогласия на гомоклинали: Оксбоу, Вилмэр, Лост-Солджер-Хиллз, Тилстон, Гастингс и др. в Саскачеване, а также Норт-Вирден, Рутледж и Вест-Рутледж в Манитобе.

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе Уиллистонского бассейна Таблица 176

Возраст	Наименование	Литологический состав	Свойства коллекторов		Наиболее крупные месторождения	Суммарная мощность, *м*	Глубина залегания, *м*	Плотность нефти, *г/см*	Площадь месторождения, *км²*
			пористость, %	проницаемость, *мд*					
Верхний мел	Медисин-хэт	Песчаники	—	—	Хэттон	3	480	—	—
Нижний мел	Спарки, юнити	»	20—25	—	Гузьер Юнити	3—5	400—800	—	—
	Кантуар (базальный блеймор)	»	20	—	Кантуар	10—15	960	0,910	16
			—	—	Гулл-Лейк	6	—	0,917	—
	Викинг	»	28	—	Смайли	4,2	945	0,844	21,5
Юра	Розрей	»	22	—	Фостертон	10,5	990	0,910	14,5
			24	150—3000	Саксесс	8,4	930	0,920	13,8
			24	—	Кантуар	7,2	990	0,986	6
	Шуанавон	»	19	—	Доллард	6	1380	0,915	22
Миссисипий	Чарльз (слои мидейл)	Органогенные и обломочные известняки	20—40	10	Стилмен	15	1450	0,850	180
			10—15	10—100	Мидейл	15	1380—1500	0,87—0,88; серы 2%	36
			10—15	—	Вейбурн	30	~1500	0,85—0,88	—
	Мишен-кэньон (слои алида и фробишер)	Оолитовые и органогенные известняки	10—20	10—100	Алида	11	1100	0,83	8
	Лоджпоул	То же	7,8	—	Дели	4 пласта по 0,6—1,5	650—800	0,854	34
			10	—	Вирден	7,5	600—700	0,849	29
	Колевилл (баккен или банфф)	Песчаники	25	—	Колевилл	9,6	700	0,972	16
Ордовик	Ред-ривер	Известняки	—	—	Лейк-Алма	—	—	—	—

Район Рапдан-Фостертон

Район Рапдан-Фостертон образует узкую полосу, простирающуюся с севера на юг в пределах западного борта Уиллистонского бассейна, на отдаленном восточном склоне свода Суитграсс (рис. 239). В районе известны залежи в нижнемеловых песчаных горизонтах. Однако наиболее крупные скопления заключены в юрских песчаниках розрей (свита вангард) и верхний шаунавон (свита шаунавон). Первый из них продуктивен в северной части района (площадь Свифт-Каррент), где он срезается в се-

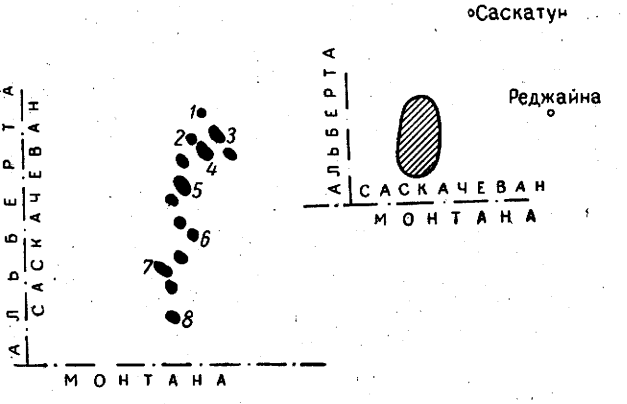


Рис. 239. Нефтяные месторождения юго-западного Саскачевана с продуктивными юрскими отложениями.

1 — Баттрум; *2* — Фостертон; *3* — Саксесс; *4* — Кантуар; *5* — Гулл-Лейк; *6* — Инстоу; *7* — Доллард; *8* — Рапдан.

веро-западном направлении поверхностью размыва и несогласно перекрыт плохо проницаемыми глинистыми породами. Месторождения этого района Саксесс, Фостертон, Гулл-Лейк, Кантуар, таким образом, связаны с зоной несогласия на гомоклинали и содержат стратиграфически экранированные залежи в песчаниках розрей. Лишь в некоторых случаях формирование этих скоплений дополнительно контролировалось структурным фактором.

В большей, южной части района (площадь Шаунавон) основным нефтегазоносным горизонтом являются песчаники верхний шаунавон, в восточном направлении, внутрь бассейна фациально замещающиеся глинами. Они содержат залежи в литологических, иногда комбинированных структурно-литологических ловушках на месторождениях Рапдан, Доллард, Инстоу и др.

Район Колевилл-Смайли

Район Колевилл-Смайли находится в Западном Саскачеване у границы с Альбертой. Приурочен к пологому структурному валу Норт Батлфорд, разделяющему Уиллистонский и Западно-Канадский бассейны. Имеющиеся месторождения связаны с пологими платформенными поднятиями. Наиболее крупное и типичное — месторождение Колевилл [1].

[1] Кроме того, в районе имеются не показанные на рис. 221 газовые месторождения с залежами в меловых песчаниках: Глидден, Гузьер, Милтон — вблизи площади Колевилл-Смайли; Юнити (или Юнити энд Лейк) севернее и Хэттон несколько южнее этой площади. Все они приурочены к платформенным поднятиям и заключают пластовые сводовые залежи.

В нем имеются две залежи. Нижняя, заключенная в миссисипских песчаниках колевилл (банфф), пластовая сводовая, осложнена поверхностью размыва (рис. 240). Верхняя пластовая сводовая залежь в песчаниках викинг содержит газ.

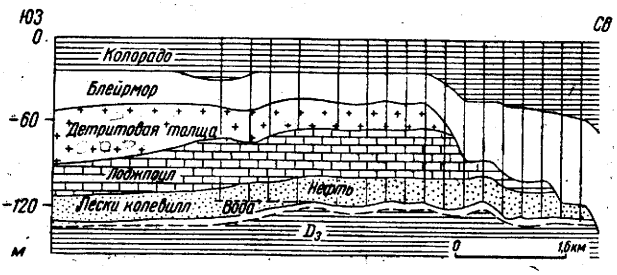


Рис. 240. Разрез месторождения Колевилл (по Г. Дарлингу).

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Структурные формы месторождений и свойственные им залежи нефти и газа Уиллистонского бассейна охарактеризованы в табл. 177.

Таблица 177

Структурные формы месторождений Уиллистонского бассейна и типы залежей

Структурные формы	Типы залежей	Крупнейшие или типичные месторождения	
Связанные с зонами несогласия на гомоклиналях	Массивные, стратиграфически экранированные	Район Соурис-Валли	Алида, Фробишер
	Литологически экранированные		Стилмен, Дели, Вирден
	Литологически экранированные с элементами стратиграфического экранирования		Мидейл, Стилмен, Кингсфорд
	Пластовые, стратиграфически экранированные	Площадь Свифт-Каррент: Гулл-Лейк, Фостертон, Кантуар, Саксесс	
Связанные с зонами выклинивания на гомоклиналях	Литологически экранированные	Площадь Шаунавон: Рапдан, Доллард, Инстоу	
Локальные платформенные поднятия	Пластовые сводовые	Площадь Колевилл-Смайли	

БАССЕЙНЫ МАКЕНЗИ И ИГЛ-ПЛЕЙН

Макензи и Игл-Плейн являются небольшими внутрискладчатыми бассейнами Скалистых гор.

Внутрискладчатый бассейн Макензи приурочен к узкому межгорному прогибу, расположенному в Северо-Западных территориях. В 1920 г. здесь открыто месторождение Норман-Уэллс, приуроченное к одиночному рифу, заключающему массивную газонефтяную залежь в биогенном выступе (рис. 241). Продуктивны среднедевонские известняки свиты ки-скарт. Площадь залежи около 10 *км*^{2}; глубина залегания примерно 300 *м*. Эксплуатируется уже более 25 лет. В 1964 г. добыча составляла 100 тыс. *т*, а за все время разработки достигает 0,9 млн. *т*. Извлекаемые запасы оцениваются в 7 млн. *т*.

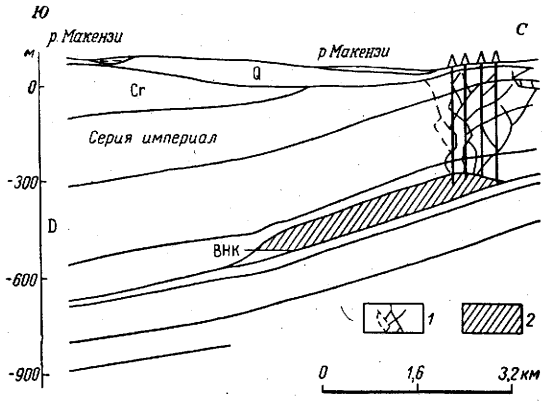


Рис. 241. Разрез месторождения Норман-Уэллс.

1 — трещиноватая зона; *2* — залежь в рифогенных известняках девона.

Внутрискладчатый бассейн Игл-Плейн связан с межгорной впадиной Скалистых гор на территории Юкона. Здесь в районе Чейнз в 1960 г. поисковая скважина, заложенная на своде крупной складки меридионального простирания, дала промышленный приток газа и легкой нефти при суточном дебите 6—7 *т* с глубины 1275 *м* из песчаников пенсильванского? возраста. Разведка месторождения не проводилась.

ВОСТОЧНАЯ КАНАДА

Значение восточных районов страны в общем (по стране) балансе добычи нефти, а также запасов нефти и газа очень невелико. Наибольший интерес среди промышленно нефтегазоносных и перспективных для поисков областей Восточной Канады (рис. 242) представляет юго-западная часть провинции Онтарио, образующая одноименный полуостров.

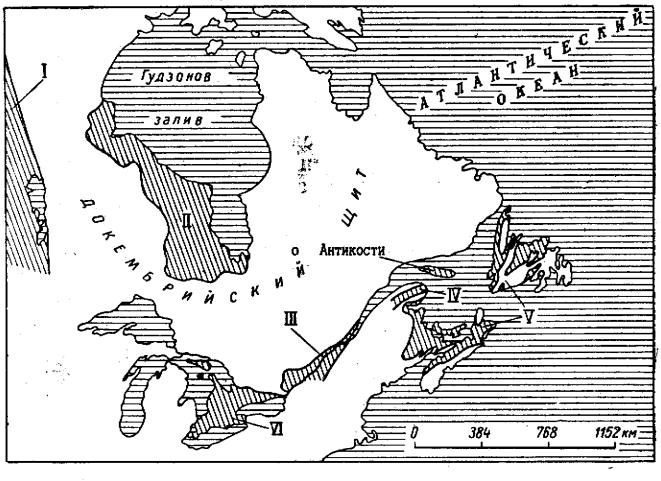


Рис. 242. Нефтегазоносные и перспективные для поисков нефти и газа области Восточной Канады.

I — Западно-Канадский бассейн; *II* — низменность бухты Джемса; *III* — долина р. Св. Лаврентия; *IV* — Гаспе; *V* — Мэритаймз; *VI* — Юго-Западное Онтарио.

МИЧИГАНСКИЙ И ПРЕДАППАЛАЧСКИЙ БАССЕЙНЫ (п-ов ОНТАРИО)

Бассейны располагаются на южном склоне Канадского щита, между озерами Эри, Онтарио и Гурон. Посредине полуострова проходит ось Альгонкского свода — пологого выступа докембрийского фундамента, перекрытого отложениями палеозоя. Свод разделяет Мичиганский и Предаппалачский нефтегазоносные бассейны. Таким образом, месторождения п-ова Онтарио расположены на восточном борту внутриплатформенного Мичиганского бассейна с докембрийским фундаментом платформы и на северном борту Предаппалачского бассейна в пределах южного склона Канадского щита (рис. 243).

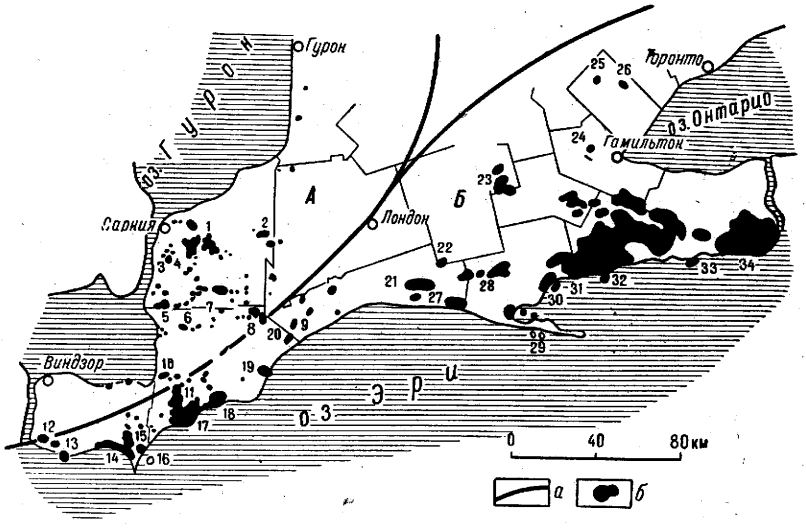


Рис. 243. Нефтяные и газовые месторождения п-ова Онтарио.

а — границы нефтегазоносных бассейнов: *А* — Мичиганского, *Б* — Предаппалачского; *б* — месторождения: нефтяные: *1* — Ойл-Спрингс и Петролиа, *2* — Уорвик, *4* — Секертон, *9* — Родней, *11* — Флетчер, *12* — Мальден, *13* — Кольчестер, *15* — Мерси, *20* — Клирвилл, *23* — Джобла, *24* — Роктон; газонефтяные: *5* — Бичер, *10* — Довер; газовые: *3* — Кимбалл, *6* — Чатам, *7* — Кэмсден-Гор, *8* — Зон, *14* — Кингсвилл, *16* — Вестерн-Лейк-Эри?, *17* — Тильбюри, *18* — Де-Клют, *19* — Морфет, *21* — Мэлейхайд, *22* — Браунсвилл, *25* — Эктон, *26* — Хорнби, *27* — Эльгин-Ист, *28* — Норфолк, *29* — Истерн-Лейк-Эри?, *30* — ПТ-Довер, *31* — Халдиманд, *32* — Уолпол, *33* — Мэйтланд, *34* — Уэлланд.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Разрезы осадочного чехла п-ова Онтарио приведены в табл. 178 и 179.

В пределах Мичиганского и Предаппалачского бассейнов имеется довольно большое количество нефтяных и газовых месторождений, сравнительно небольших. Сводка данных о нефтегазоносности Юго-Западного Онтарио приведена в табл. 180. В восточных районах этой области имеются только газовые месторождения, заключающие залежи в горизонтах песчаников и доломитов силурийских групп клинтон и катаракт (медайна). На западе п-ова Онтарио расположены как нефтяные, так и газовые месторождения.

Таблица 178

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений восточных районов п-ова Онтарио

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Девон средний		Делавар	Обломочные известняки	15
	Перерыв			
		Буа-блан	Кремнистые известняки	55
Перерыв				
Девон нижний		Орискани	Песчаники	5
Перерыв				
Силур верхний	Сэлайна	Басс-айленд	Доломиты	15
			Доломиты, глины, соль, ангидриты	120
Силур средний	Элбемерл	Гвелф-лок-порт	Доломиты	50
	Клинтон	Декью	Глинистые доломиты	5
		Рочестер	То же	10—15
		Айрондекуа	Доломиты	15—30
		Перерыв		
		Рейналз	Доломиты	5
		Торолд	Глины, вверху песчаники	5—12
Силур нижний	Катаракт (медайна)	Гримсби	Песчаники	15—50
		Пауэр-глен	Глинистые доломиты	10
		Уирлпул	Песчаники	10—25
Перерыв				

Продолжение табл. 178

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Ордовик верхний		Куинстон	Глины, в нижней части песчанистые	185
		Мифорд, дундас, блумаунтин	Глины, в верхней части песчанистые	135
		Коллингвуд	Глины	45
Ордовик средний	Трентон	Кобург	Известняки	55
		Шерманфоллз	Известняки обломочные, глинистые	50
		Киркфилд	То же	55
	Блэк-ривер	Кобоконк	Известняки, доломиты с прослоями бентонитовых глин	10
		Гулл-ривер	Известняки, доломиты	25—30
		Шэдоу-лейк	Известняки песчанистые, глинистые	5
Перерыв				
Кембрий верхний		О'клэр	Песчанистые доломиты	10
		Мон-Симон	Песчаники	25
Перерыв				
			Кристаллические и изверженные породы докембрия	—

Таблица 179

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений западных районов п-ова Онтарио

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита, горизонт	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Миссисипий		Порт-лембтон	Глины, доломитизированные песчаники	30—50
Девон верхний		Кеттл-пойнт	Битуминозные глины	50—100
Девон средний		Гамильтон	Глины, глинистые известняки	75—90
		Делавар	Известняки с прослоями битуминозных глин	50
		Колумбус	Песчаники, песчанистые известняки, доломиты	15
	Перерыв			

Продолжение табл. 179

Система, отдел	Местное деление		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
	группа	свита, горизонт		
Девон средний	Детройт-ривер	Андерсон-люкас	Доломиты, известняки, в основании песчаники	100
		Амертсбург-Буа-блан	Известняки с доломитами и прослоями песчаников	50
Перерыв				
Верхний силур	Сэлайна	Басс-Айленд	Доломиты	40
		G	Доломиты, иногда глинистые	25
		F	Соль, доломитизированные глины, глинистые доломиты	70
		E	Доломиты	25
		D	Каменная соль	10
		C	Глины, в кровле песчанистые	30
		B	Каменная соль	50
		A_2	Соль, доломиты, известняки	45
		A_1	Доломиты, глинистые известняки, ангидриты	40
Средний силур	Элбемерл	Гвелф-локпорт	Доломиты	45
	Клинтон	Рочестер	Доломитизированные глины	20
		Рейналз	Доломиты	15
Нижний силур	Катаракт (медайна)	Кабот-хед	Доломитизированные глины	20
		Манитулин	Доломиты	20
Перерыв				
Верхний ордовик		Куинстон	Глины, в нижней части песчанистые и известковистые	90

Продолжение табл. 179

Система, отдел	Местное деление		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
	группа	свита, горизонт		
Верхний ордовик		Мифорд, дундас, блумаунтин	Глины, в верхней части песчанистые и известковистые	110
		Коллингвуд	Глины	40
Средний ордовик	Трентон	Кобург	Известняки	50
		Шерманфоллз	Известняки обломочные, глинистые	60
		Киркфилд	То же	60
	Блэк-ривер	Кобоконк	Кремнистые известняки с прослоями бентонитовых глин	45
		Гулл-ривер	Известняки, в основании доломиты	100
		Шэдоу-лейк	Песчанистые известняки	15
Перерыв				
Верхний кембрий		Трампальо	Доломиты	20
		О'клэр	Песчанистые доломиты	15
		Мон-симон	Песчаники	10
Перерыв				
			Кристаллические и изверженные породы докембрия	—

Таблица 180

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе юго-западной части провинции Онтарио

(п-ова Онтарио в пределах Мичиганского и Предаппалачского бассейнов)

Возраст	Наименование: группы	Наименование: горизонты, свиты	Литологический состав	Мощность, м	Глубина залегания, м	Среднесуточный дебит нефти, т, газа (цифры со звездочкой), тыс. м³	Крупнейшие месторождения
Средний девон		Делавар (н) Колумбус (н)	Известняки Известняки, песчаники	50 15	От 100 до 1200	0,5—3	Родней (н) Ойл-Спрингс (н) Петролиа (н) Уорвик (н)
	Детройт-ривер	Люкас (н)	Доломиты, известняки	20			
Верхний силур	Сэлайна	A_1 (г) A_2 (гн)	Доломиты Известняки	45 40		5—70 * изредка 500—1000 1*	Тильбюри (г) Кингсвилл (г) Де-Клют (г) Зон (г) Мэлейхайд (г) Флетчер (н)
Средний силур	Элбемерл	Гвелф (гн)	Доломиты	20			
Нижний силур	Клинтон	Айрондекуа (г) Торолд (г)	То же Песчаники	15—30 5—12		2—10 *	Халдиманд (г) Уэлланд (г) Норфолк (г)
	Катаракт (медайна)	Гримсби (г) Уирлпул (г)	То же	15 5			
Средний ордовик	Трентон	Шерманфоллз (г) Киркфилд (г)	Известняки »	50 50		5—20 1,5—55 *	Довер (н) Кольчестер (н)
	Блэкривер	Кобоконк (н)	»	45			
Верхний кембрий	—	Мон-симон (гн) Оклэр (гн) Тереза (н)	— — —	10 3—8 3—8		3,5—7; до 30 *	Клирвилл (н) Джоблз (н)

1* Сотни килограммов — десятки тонн.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Можно выделить несколько наиболее распространенных структурных форм месторождений.

1. Месторождения, приуроченные к пологим платформенным поднятиям, отчетливо удлиненным или округлым в плане, часто осложненным разрывами. Основными продуктивными горизонтами обычно являются песчаники, доломиты и известняки среднего девона — свиты колумбус и делавар, заключающие пластовые и массивные сводовые, преимущественно нефтяные залежи. Типичный пример — месторождение Родней в округе Эльгин (рис. 244). Аналогично построены месторождения Ойл-Спрингс, Петролиа, Уорвик и др. Значительно реже продуктивны карбонатные породы свиты гвелф среднего силура и группы сэлайна верхнего силура,

содержащие массивные сводовые залежи газа и (или) нефти, — месторождения Кингсвилл, Мерси и др. (рис. 245).

2. Месторождения, связанные с небольшими рифами, слагаемыми известняками свиты гвелф. Заключают массивные залежи в биогенных выступах. Над рифами в строении пологих структур облекания участвуют доломиты и эвапориты группы сэлайна. В горизонтах доломитов содержатся массивные сводовые залежи. Как рифовые тела, так и структуры облекания обычно затронуты разрывами. К месторождениям второго

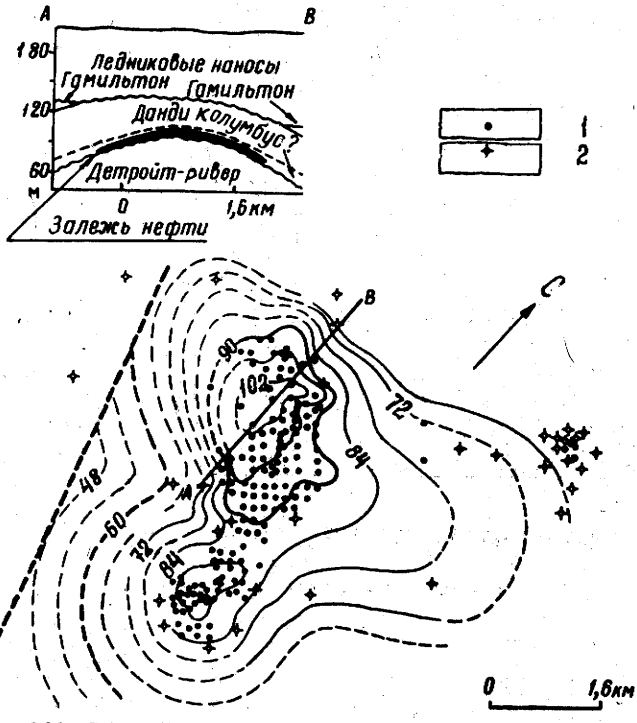


Рис. 244. Структурная карта кровли свиты колумбус месторождения Родней (район Альборо, округ Эльгин) (по Б. В. Санфорду и Р. Д. Хови).

1 — скважины нефтяные; *2* — газовые.

типа, заключающим, как правило, газовые залежи, принадлежат Тильбюри, Де-Клют (рис. 246), Зон, Мэлейхайд, Кимбалл и др. Крупнейшее из них Тильбюри.

3. Месторождения, связанные с зонами выклинивания на гомоклиналях, содержащие литологически экранированные залежи в силурийских песчаниках групп клинтон и катаракт (медайна). В месторождениях такого типа сосредоточены основные запасы газа восточных районов п-ова Онтарио. Одним из крупнейших является месторождение Халдиманд с главными продуктивными горизонтами — доломитами айрондекуа и песчаниками уирлпул. На фоне пологого гомоклинального погружения на юг здесь выделяются небольшие замкнутые структурные поднятия. Однако эти поднятия не играют сколько-нибудь заметной роли в образовании залежей, которые сформировались вследствие выклинивания песчаных горизонтов. Аналогично построены месторождения Уэлланд, Норфолк и др.

4. За последние годы все большее значение приобретают кембрийские отложения, которые уже обеспечивают более $^1/_3$ добычи нефти в области за счет всего двух месторождений — Джоблз и Клирвилл. Как в них, так

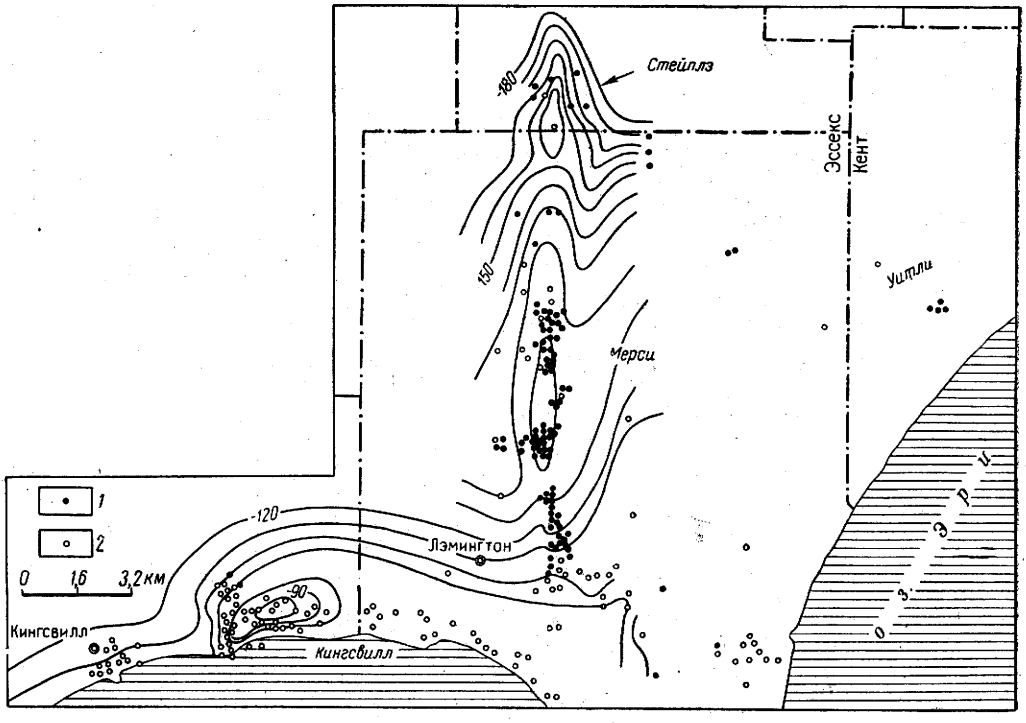


Рис. 245. Структурная карта кровли свиты гвелф месторождений Кингсвилл и Мерси (по В. А. Ролифф).

1 — скважины нефтяные; *2* — газовые.

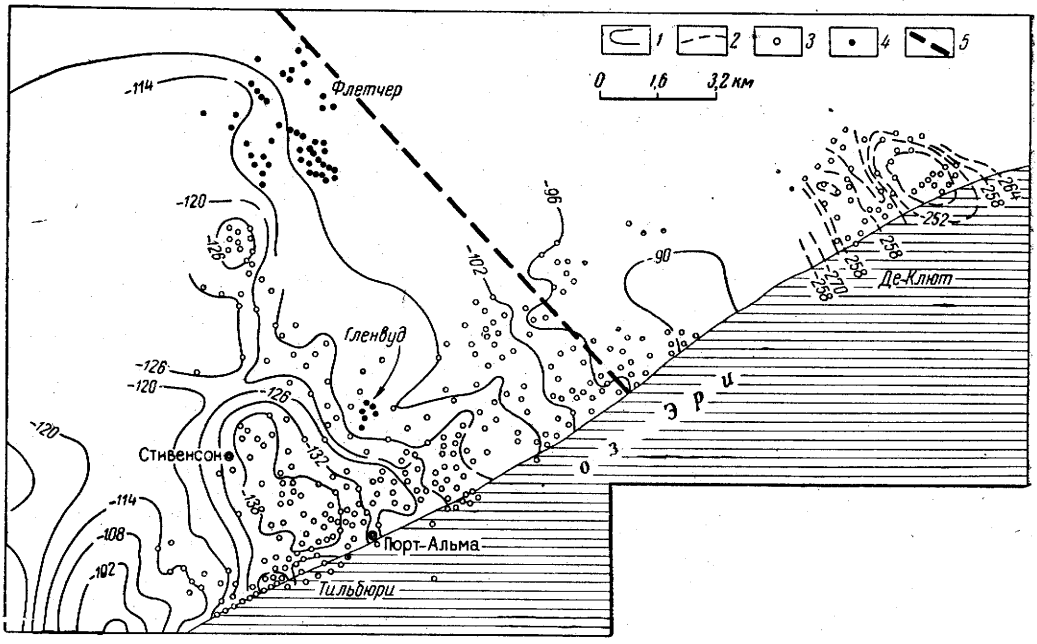


Рис. 246. Структурная карта месторождений Тильбюри и Де-Клют (по В. А. Ролифф).

1, 2 — стратоизогипсы: *1* — кровли горизонта, эквивалентного свите данди (средний девон), *2* — кровли свиты гвелф; *3, 4* — скважины: *3* — газовые, *4* — нефтяные; *5* — разрыв.

и в остальных кембрийских месторождениях формирование скоплений обусловлено региональным выклиниванием песчаных горизонтов кембрия и срезанием их поверхностью несогласия в северо-западном направлении. В известной степени образование залежей контролируется структурным фактором.

5. Гораздо менее распространены месторождения, заключающие нефтяные и газовые залежи в зонах повышенной пористости и проницаемости среднеордовикских известняков и доломитов групп трентон и блэкривер. Одним из таких месторождений является Довер, открытое в 1917 г. и эксплуатируемое до настоящего времени. Нефть и газ добываются из трещиноватой зоны вдоль сброса. Начальные дебиты скважин в пределах месторождения очень изменчивы — от 1500 до 55 тыс. *м*³/*сутки* для газовых скважин и от 0,5 до 20 *т*/*сутки* для нефтяных скважин. Сходно построена группа месторождений (Кольчестер и др.) на крайнем юго-западе округа Эссекс.

БАССЕЙН ДОЛИНЫ р. Св. ЛАВРЕНТИЯ

Бассейн представляет узкий прогиб типа грабена, выполненный морскими отложениями кембрия — ордовика мощностью до 1350 *м*.

Таблица 181

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Центральной части северного борта бассейна долины р. Св. Лаврентия

Система, отдел	Местное отделение		Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
	группа	свита		
Плейстоцен			Континентальные ледниковые осадки	75
		Чэмплен	Морские глины	
			Ледниковые пески и галечники	
Перерыв				
Ордовик верхний	Лоррейн	Николетт-ривер Леклерквиль	Песчаники, глины	450
	Ютика	Лотбиньер	Глины	70
Ордовик средний	Трентон	Тетревиль-ньювиль	Известковистые глины	70
		Сен-казимир, дюшамболь	Кремнистые известняки	140
		Фонтэн	Известняки	
	Блэк-ривер	Лерей, ловиль, памелиа	То же	30
	Чэзи	Сен-доминик, белденс, бохарнуа-лагабель	Известняки с песчаниками	370
Ордовик нижний	Бикмантаун	Марч	Песчаники и известняки	
Кембрий		Потсдам	Песчаники	200
Перерыв				
		Гринвилл	Изверженные и метаморфические породы докембрия	—

Разрез осадочного чехла, залегающего на докембрийском фундаменте, показан в табл. 181.

В рассмотренном бассейне известны многочисленные эффективные газопроявления. В 1955 г. на озере Сен-Пьерр открыто газовое месторождение Пуэнт-дю-Лак. Здесь пробурено около 20 газовых скважин с дебитом от 55 до 400 тыс. *м*³/*сутки*, частично в акватории озера. Газоносны рыхлые пески плейстоцена, залегающие на глубине 60 *м* и развитые на значительной части площади озера. Месторождение подготовлено для эксплуатации. При бурении нескольких поисковых скважин в долине р. Св. Лаврентия отмечались кратковременные выбросы газа из известняков ордовика.

ВОСТОЧНО-КАНАДСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн расположен на территории провинции Нью-Брансуик, на побережье залива Св. Лаврентия. Связан с межгорным прогибом, обрамленным каледонскими складчатыми сооружениями среднего девона

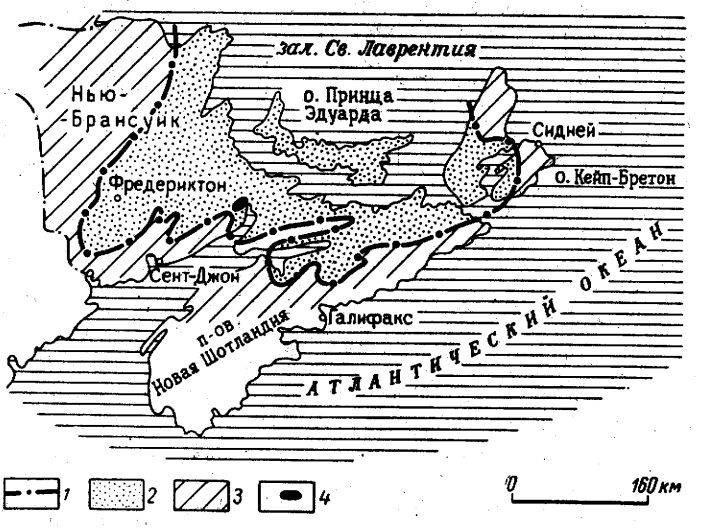


Рис. 247. Восточно-Канадский бассейн.

1 — граница бассейна; *2* — слабо дислоцированные породы карбона; *3* — каледонская складчатость; *4* — месторождение Стони-Крик.

(рис. 247). Фундаментом служат дислоцированные и метаморфизованные породы докембрия — девона, прорванные гранитными интрузиями. Верхний структурный этаж представлен слабо дислоцированными отложениями карбона (табл. 182).

Единственное месторождение бассейна Стони-Крик расположено в 14,5 *км* южнее Монктон. Приурочено к пологой моноклинали, осложненной разрывом. На месторождении насчитывается 12 пластовых залежей, заключенных в среднезернистых кварцевых песчаниках свиты альберт нижнего миссисипия. Мощность продуктивных горизонтов 5—10 *м*, глубина залегания 350—770 *м*. Площадь месторождения 6,4 *км*². Плотность нефти меняется от 0,749 до 0,838 *г*/*см*³.

Таблица 182

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Восточно-Канадского бассейна

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Триас Пермь ?			Континентальные песчаники и конгломераты (включая базальты Новой Шотландии)	300
Пенсильваний (континентальная толща)	Пикту	Торментине	Глины, конгломераты, песчаники	2700
		Ричибукто	Песчаники, алевролиты, угли	
		Скудук	Песчаники, глины конгломераты	
		Салисбюри	Глины, алевролиты, песчаники, конгломераты, угли	
		Стеллартон	Песчаники, конгломераты	
	Перерыв			
	Кумберленд	Джоггинс	Конгломераты, песчаники, глины, угли	2700
	Риверсдейл	Босс-пойнт	Песчаники, конгломераты	1250
		Клэрмонт	Песчаники, глины, конгломераты	
Перерыв				
Миссисипий верхний	Кэнсо	Шеподи	Песчаники и алевролиты	600
		Мэринкуин	Глины и алевролиты	
	Виндзор	Зона E	Известняки, песчаники, гипсы, глины, конгломераты	900
		Зона D		
		Зона C		
		Зона B		
		Зона A		
Миссисипий нижний		Хиллсборо	Песчаники, конгломераты, прослои вулканического пепла	—
	Перерыв			
		Велдон	Глины, алевролиты, в основании конгломераты	—
		Альберт	Глины, алевролиты, песчаники, известняки; много битуминозных прослоев	
		Мемрамкук	Красные глины, песчаники, конгломераты	
Перерыв				
			Граниты, метаморфические сланцы, гнейсы докаменноугольного комплекса (фундамент)	—

ЛИТЕРАТУРА

Географическое и геологическое распределение скоплений нефти и газа в Канаде. XX Международный геологический конгресс, т. III. Гостоптехиздат, 1959.

Нефтяные и газовые месторождения Восточной Канады. XX Международный геологический конгресс, т. III. Гостоптехиздат, 1959.

Boggs O. D., Lloyd G. V. Eastern Canadian Oil and Gas Prospects. J. Canad. Petrol. Technol., No 2, 1962.

§ 2. США

АЛЯСКА

Полуостров Аляска площадью 1519 тыс. *км*^{2} ($^1/_5$ территории США) геоморфологически весьма неоднороден. Северная его часть — тундровая равнина — ограничена с севера арктическим побережьем, с юга — широтно вытянутым горным хребтом Брукса (основным водоразделом бассейнов Тихого и Ледовитого океанов), центральная часть полуострова представляет обширное, сильно расчлененное реками Юкон, Кускоквим и Коюкук плато, постепенно переходящее к западу в гористую низменность, южная часть представляет тихоокеанскую горную систему — продолжение Берегового хребта Скалистых гор с крупными горными хребтами: Алеутским на западе и Аляскинским с его вершиной Мак-Кинли (6187 *м*) на севере. На Аляске выделяются две нефтегазоносные территории: Северная, или Северный бассейн, и Южная, или Южный бассейн. Северная территория находится в области предгорного прогиба хр. Брукса и прилегающей части Арктической платформы (Прибрежной равнины). Складчатая часть прогиба известна под названием Колвиллского прогиба (синклинали). Южная территория расположена к югу от Аляскинского хребта. Здесь протягиваются бассейны залива Кука (Кук-Инлет), Матануска, Коппер-Ривер и Якатага-Каталла, или Сент-Элиас (рис. 248). В центральной части Аляски, между Брукским и Аляскинским хребтами выделяется несколько межгорных бассейнов (с наиболее крупными — Коюкук, Бетел, Нушагак, Поркьюпайн-Кандик и Нортон), представляющих интерес для поисков нефти. В Северном бассейне известно 13 месторождений, в том числе пять газовых. В Южных бассейнах насчитывается 13 месторождений, из них шесть газовых. Четыре месторождения нефти находятся в водах залива Кука (рис. 249).

Нефтепроявления на Аляске известны с 1853 г. В 1882 г. русский геолог А. П. Павлов отобрал здесь с поверхности первые пробы нефти. В 1898—1902 гг. в местах многочисленных выходов нефти на Тихоокеанском побережье начинались систематические поисковые буровые работы, результатом которых явилось открытие в 1902 г. в бассейне Якатага-Каталла малодебитного нефтяного месторождения Каталла. До 1940 г. пробурено 69 скважин: 44 в районе месторождения Каталла, 18 в бассейне залива Кука, 4 на северном побережье залива Нортон, около г. Ном, и по одной в районах Якатага, Матануска и мыса Барроу. Две скважины на антиклиналях Пёл-Крик и Беа-Крик в районе Канатак и одна на антиклинали Фитц-Крик на п-ове Инискин достигли глубин 1534, 2314 и 2674 *м*. При бурении наблюдались значительные нефтегазопроявления, однако промышленных залежей открыто не было.

С 1944 г. разведывались северные районы полуострова, еще в 1923 г. рассматривавшиеся как высокоперспективные, вследствие чего они были закреплены правительством США за морским ведомством в качестве нефтяной резервации № 4. Начиная с 30-х годов, здесь проводились различные виды геологических съемок, а в 1932 г. на мысе Барроу была пробурена первая скважина глубиной 1225,3 *м*. Однако наиболее интенсивно

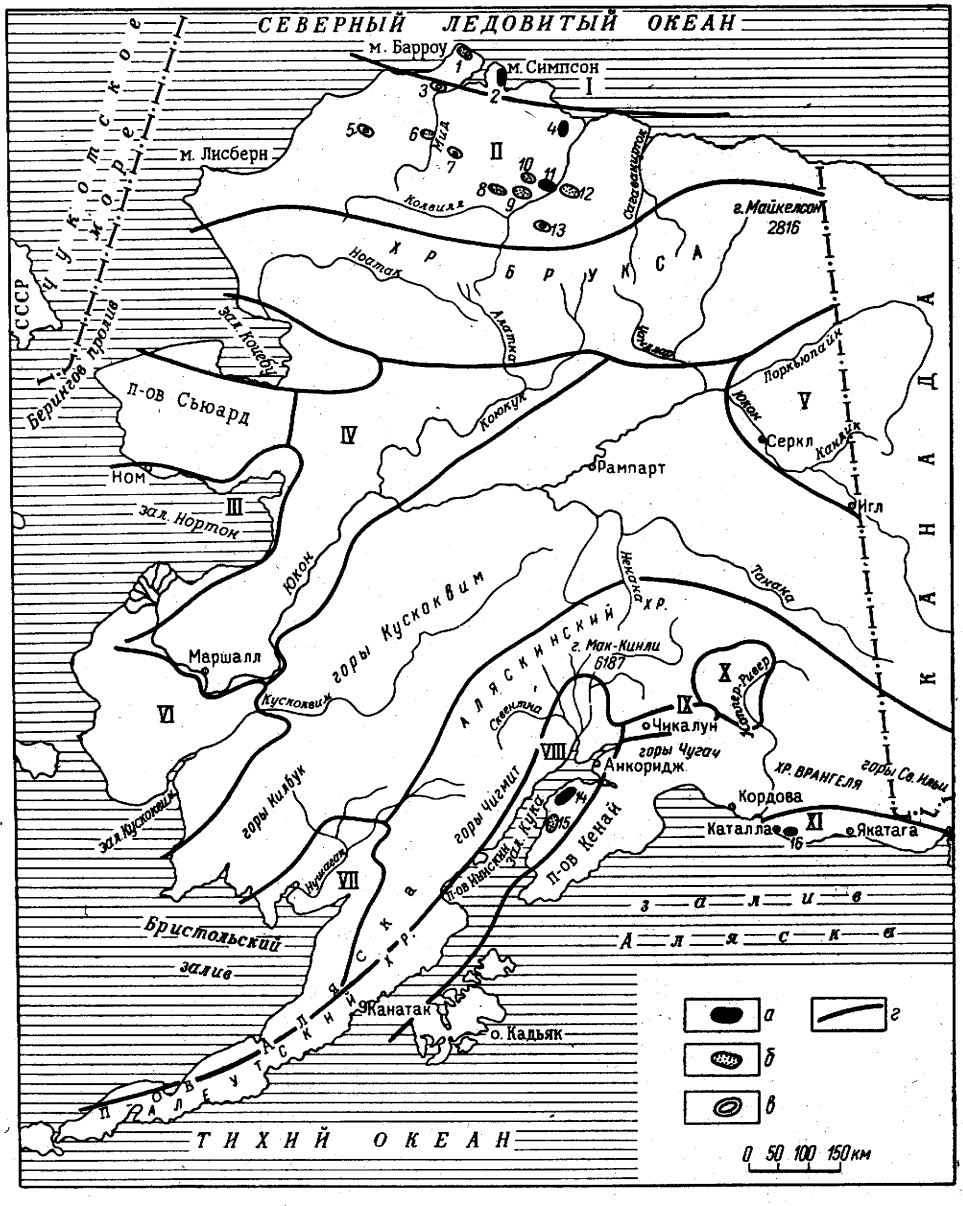


Рис. 248. Обзорная карта главнейших нефтегазоносных бассейнов и нефтяных и газовых месторождений Аляски.

а—в — месторождения: *а* — нефтяные; *б* — газовые; *в* — газонефтяные; *г* — границы бассейнов. *I* — Арктическая платформа; *II* — Колвиллский предгорный прогиб; *III—XI* — межгорные бассейны: *III* — Нортон, *IV* — Коюкук, *V* — Поркьюпайн-Кандик, *VI* — Бетел, *VII* — Нушагак, *VIII* — залива Кука, *IX* — Матануска, *X* — Кошер-Ривер, *XI* — Якатага-Каталла (Сент-Элиас). *1—16* — месторождения: *1* — Барроу; *2* — Симпсон; *3* — Топагорак; *4* — Фиш-Крик; *5* — Каолак; *6* — Мид; *7* — Оумалик; *8* — Титалук; *9* — Вульф-Крик; *10* — Сквоар-Лейк; *11* — Умиат; *12* — Губик; *13* — Грандстанд; *14* — Свенсон-Ривер; *15* — Кенай; *16* — Каталла.

буровые работы здесь стали проводить в 1944—1952 гг., когда в разведку были введены 18 структур. Результатом этих работ оказалось открытие небольших месторождений нефти, самых северных в Западном полушарии: в 1946 г. — Умиат, в 1948 г. — Симпсон, в 1949 г. — Фиш-Крик; газа: в 1948 г. — Барроу, в 1950 г. — Мид, в 1951 г. — Губик, Вульф-Крик, Оумалик и Титалук, а в 1952 г. — Скваар-Лейк. Было выявлено несколько антиклинальных поднятий, оцененных как благоприятные объекты для скопления нефти и газа: Биг-Бенд, Купарук, Грандстанд, Дивайд-Крик и др. В 1952—1953 гг. объем буровых работ резко сократился; в бурении находилась только одна глубокая скважина в районе Якатага. С 1954 г. поисковое бурение резко возросло лишь на юге, главным образом в бассейне залива Кука. Здесь в 1955 г. на антиклинали Фитц-Крик закончено бурение скважины глубиной 2970,3 *м*, показавшей при испытании ряда горизонтов небольшие притоки нефти и конденсата.

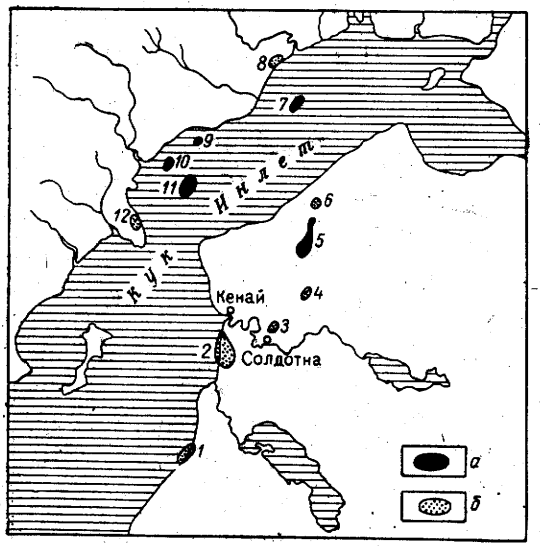


Рис. 249. Нефтяные и газовые месторождения нефтегазоносного бассейна залива Кука.

а — месторождения нефтяные, *б* — газовые. *1* — Фаллс-Крик; *2* — Кенай; *3* — Стерлинг; *4* — Вест-Форк; *5* — Свенсон-Ривер; *6* — Берч-Хилл-Юнит; *7* — Норт-Кук-Инлет; *8* — Белуга-Ривер; *9* — Гранит-Поинт; *10* — Трейдинг-Бэй; *11* — Миддл-Граунд-Шоал; *12* — Вест-Форланд.

В 1957—1959 гг. на одной из трех известных в районе Канатак больших антиклиналей с поверхностными нефтепроявлениями Беа-Крик пробурена скважина глубиной 4381,2 *м*, позволившая выявить многочисленные нефтепроявления. В северной части бассейна залива Кука бурение велось к северу от г. Анкоридж — в районе Хьюстон. В одной из скважин во время бурения наблюдались газопроявления, а с глубины 600 *м* был поднят песчаник, насыщенный нефтью и при опробовании не давший промышленного притока нефти и газа. В 1957 г. в восточной части бассейна залива Кука в пределах п-ова Кенай открыто крупнейшее нефтяное месторождение Аляски — Свенсон-Ривер.

Разведочное бурение продолжалось также в районах Якатага и Якутат, в бассейне Якатага-Каталла. В 1954—1957 гг. в первом пробурены три скважины глубиной 1475, 3052 и 3674 *м*, давшие незначительные нефтегазопроявления. В более перспективном районе Якутат пробурены в 1957 г. одна (3210 *м*), а в 1958 г. две (2840 и 3586 *м*) скважины, вскрывшие газосодержащие кайнозойские отложения; их испытание не дало положительных результатов. Наличие месторождений нефти и газа в бассейне Якатага-Каталла предполагается и в пределах его части, занятой Аляскинским заливом. В 1957 г. пробурена скважина глубиной 1470 *м* и в бассейне Матануска.

Получение промышленной нефти вызвало новое оживление буровых работ по всей Аляске. Возросли объемы геологического и геофизического картирования. В 1959 г. в районе Нинилчик на п-ове Кенай пробурена самая глубокая на Аляске скважина (4586,3 *м*), при испытании которой с глубины 884—1097 *м* из эоценовых песчаников получен фонтан газа

с дебитом до 280 тыс. *м³/сутки*. В этом же году несколько южнее Свенсон-Ривер закончено бурение двух скважин глубиной 3668,9 и 3448,8 *м*. Одна из них ликвидирована по техническим причинам, другая — Солдотна-Крик Юнит I, расположенная примерно в 2 *км* южнее Свенсон-Ривер, дала фонтан нефти с дебитом 255 *т/сутки* через полдюймовый штуцер с глубины 3117,4—3226,3 *м* из песчаников хэмлок. В 1959 г. началось разведочное бурение в бассейне Нушагак: около г. Бочаров пробурены две скважины (3377,2 и 2702 *м*), вскрывшие кристаллический фундамент. В это же время началось бурение глубокой скважины и в районе Калиак, восточнее Каталлы. За последнее время достигнуты значительные успехи при поисках нефти и газа в заливе Кука. Скважина, заложенная на поднятии в западной части залива, южнее индейской резервации Мокуоки дала приток нефти плотностью 0,815 *г/см³* с дебитом 180 *т/сутки* с глубины 2610 *м* из песчаников горизонта хэмлок. В другой поисковой скважине в центральной части бухты Трэйдинг получена нефть плотностью 0,876 с дебитом 140 *т/сутки* из горизонта песчаников свиты кенаи, залегающего выше горизонта хэмлок. Последний здесь лежит примерно на 600 *м* глубже выявленного нефтеносного горизонта, находящегося на глубине 1690 *м*. Это минимальная глубина нефтяной залежи из всех открытых к настоящему времени в заливе Кука.

Успешно продолжается разведка морского месторождения Миддл-Граунд-Шоал (глубина залива здесь 37 *м*). Наличие нефти здесь установлено еще в одной скважине глубиной 4650 *м*. В 1963 г. в результате бурения скважины, открывшей это месторождение, выявлена нефтеносность песчаников хэмлок мощностью 165 *м*; при испытании скважины получен приток нефти плотностью 0,850 *г/см³* при дебите 80 *т/сутки*. Запасы месторождения оцениваются в 20 млн. *т*. На восточном берегу залива открыто газовое месторождение Берч-Хилл-Юнит. Продуктивные горизонты в заливе Кука характеризуются высоким пластовым давлением. В центральных районах Аляски поисково-разведочные работы в основном сводятся к проведению геологического и геофизического картирования.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В геологическом строении принимают участие докембрийские, палеозойские, мезозойские, кайнозойские и четвертичные отложения, причем первые известны только в наиболее приподнятых участках Аляскинского и Брукского хребтов (табл. 183).

В области северной территории (Северный бассейн) породы мезозоя дислоцированы слабо. В районе Предгорий они смяты в резкие разорванные складки и несогласно перекрывают обнажающиеся в хр. Брукса интенсивно дислоцированные и прорванные интрузиями породы палеозоя. В пределах северных склонов хр. Брукса мезозойский комплекс выходит на поверхность, и здесь почти непрерывной полосой прослеживаются триасовые горючие сланцы и меловые песчаники с многочисленными нефтегазопроявлениями. Мощность мезозойских отложений резко увеличивается в сторону оси Колвиллского прогиба. Так, в районе мыса Барроу фундамент залегает на глубине 750—900 *м*, а в самой глубокой ее части — вблизи месторождения Умиат — по геофизическим данным подошва мезозойских отложений находится на глубине более 6000 *м*. В строении бассейна залива Кука принимает участие несогласно перекрывающий комплекс палеозоя мощный комплекс угленосных кайнозойских и морских мезозойских отложений. Кайнозойские отложения выходят на поверхность в краевых частях бассейна лишь местами и, по-видимому, выполняют дно залива Кука. На остальной территории бассейна Кука они перекрыты

Таблица 183

Литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносных территорий Аляски

Система, отдел		Местное деление: серия	Местное деление: свита	Северный бассейн: краткая литологическая характеристика	Северный бассейн: мощность, м	Южные бассейны: краткая литологическая характеристика	Южные бассейны: мощность, м
Четвертичная			Губик	Прибрежные, речные, болотные и ледниковые пески, глины и гравий; местами остатки просачивающейся нефти	До 50	Пески, песчаники и сланцеватые глины с прослоями гравия, туфа, а на п-ове Аляска с базальтами и андезитами. В некоторых межгорных впадинах (Коппер-Ривер и др.) мощные толщи ледниковых отложений залегают непосредственно на мезозое	До 1000
Палеоген и неоген	Плиоцен					Морские, прибрежно-морские и континентальные отложения — чередующиеся серые и бурые, чаще аркозовые песчаники и глинистые, редко известковистые сланцы с прослоями известняков, туфов, конгломератов, а в верхней части толщи и валунов. Почти повсеместно наблюдается наличие нескольких, а в районе Каталла многочисленных пластов высококачественного угля. В прибрежной зоне залива Аляска, к юго-востоку от Каталлы, в этой толще выделяются (сверху вниз) морские миоцен-плиоценовые свиты якатага и каталла мощностью 3050 м, олигоценовые свиты паул-крик и токун мощностью 1850 м и эоценовые неморские свиты калтит и куштака мощностью 2840 м. К этой же толще здесь приурочены многочисленные нефтегазопроявления. На п-овах Кенай и Аляска мощность отложений уменьшается и среди них начинают преобладать вулканические породы. Здесь залегают неморские	1500—8000
	Миоцен						
	Олигоцен						
	Эоцен		Сагаваниркток	Чередующиеся песчаники и глинистые сланцы, обогащенные многочисленными обуглившимися растительными остатками с прослоями конгломератов. В верхней части толщи (эоцен ?) одна-две угленосные свиты с пластами лигнитов	610		
	Палеоцен						

Продолжение табл. 183

Система, отдел	Местное деление: серия	Местное деление: свита	Северный бассейн: краткая литологическая характеристика	Северный бассейн: мощность, м	Южные бассейны: краткая литологическая характеристика	Южные бассейны: мощность, м
Палеоген и неоген					палеоцен-эоценовые свиты вишбоун мощностью 570 м и чикалун более 1200 м. В бассейне Кук-Инлет в низах палеогена (эоцен?) выделяются газоносная пачка песчаников кенай, а ниже нефтеносные песчаники хэмлок	
Мел верхний	Колвилл		Морские, прибрежно-морские и континентальные отложения — чередующиеся прослои граувакков, песчаников, алевролитов, глинистых сланцев, углей, бентонита, туфа и конгломератов. В серии колвилл свиты (сверху вниз): принс-крик (сенон) — толщи когосак-рак мощностью 600 м и талавак — 365 м, к северу постепенно замещающиеся пачками морской свиты шрэдер блафф, мощностью 670 м, сентинел-хилл (верхн. кампан), барроу-трейл (нижн. кампан. + сантон) и роджерс-крик нижн. сантон) и сиби (турон). В серии нэнашак, в южной части чэндлер с толщами ниакогон (сеноман) и киллик (верхн. + + средн. альб) общей мощностью 1430 м и свита тукту (средн. альб) мощностью >300 м; в северной ниналак (сеноман) мощностью 200 м, грандстанд — 520 м и топагорак — 780 м (верхн. + средн. альб); в западной неморская корвин (сеноман + + верхн. и средн. альб) мощностью 4720 м и Кукпоурук (верхн. + средн. альб) 1520 м	1590	Морские и прибрежно-морские отложения — переслаивающиеся глины, глинистые сланцы, граувакки, песчаники, известняки, конгломераты и вулканогенные образования (туфы, базальты, андезиты и др.). Выделяются свиты сверху вниз) мэтнаска и кэгайск мощностью 3050 м, кенникотт — 975 м и нелчина — 300 м	4350
	Ненашак					
Мел нижний				1500—6240		

Продолжение табл. 183

Система, отдел	Местное деление: серия	Местное деление: свита	Северный бассейн: краткая литологическая характеристика	Северный бассейн: мощность, м	Южные бассейны: краткая литологическая характеристика	Южные бассейны: мощность, м
Мел нижний		Торок	Морские глинистые, местами песчанистые сланцы, к югу постепенно замещаются граувакками и песчаниками с прослоями темно-серых глин и илов свиты фортресс маунтин (верхн. апт — нижн. альб)	1820—3050		
		Окпикруак	Морские песчано-глинистые отложения (валанжин) — тонкозернистые граувакки, темные глины и листые сланцы. Мощность от нуля на мысе Барроу до 730 м в зоне Предгорий	0—730		
Юра верхняя		Кингак	Морская и песчано-глинистая толща с прослоями известняков, конгломератов и кремнистых сланцев	До 1370	В основном морская толща (сверху вниз) — чередующиеся аркозовые песчаники, глинистые, местами кремнистые сланцы, известняки, конгломераты и вулканогенные породы свиты накнек мощностью >1800 м; конгломераты с прослоями валунов, иногда аркозовых песчаников и глинистых сланцев толщи чизик мощностью >150 м; глинистые сланцы с подчиненными прослоями песчаников и конгломератов свит чинитнл и шелехов мощностью 380 м; песчаники и глинистые сланцы с прослоями конгломератов, известняков и туфов свит тукседни и кайалагвик мощностью 2000 м. С песчаниками свиты тукседни связано большое количество нефтегазопроявлений	4300
Юра средняя						
Юра нижняя						701

Продолжение табл. 183

Система, отдел	Местное деление: серия	Местное деление: свита	Северный бассейн: краткая литологическая характеристика	Северный бассейн: мощность, м	Южные бассейны: краткая литологическая характеристика	Южные бассейны: мощность, м
Юра нижняя						
Триас		Шаблик	Битуминозные известняки и глинистые сланцы с прослоями алевролитов	До 90	Вулканические породы (порфиры, туфы, базальты, андезиты и т. п.) переслаиваются с песчаниками, глинистыми и кремнистыми сланцами, известняками и конгломератами	670
Пермь		Сэдлерочит	Конгломераты, глинистые сланцы	150	—	—

мощной ледниковой мореной и современным аллювием. Для бассейнов Матануска и Коппер-Ривер характерно развитие сложно построенных складок. По краям впадин наблюдаются выходы меловых и юрских пород, перекрытых в центральных районах бассейнов мощной толщей ледниковых образований. В бассейне Якатага-Каталла преимущественно морские мощные толщи кайнозоя смяты в крутые складки и разбиты многочисленными, погружающимися к северу дизъюнктивными нарушениями, вытянутыми параллельно горным хребтам.

Нефтегазопроявления связаны с широким стратиграфическим диапазоном от девонских до четвертичных отложений включительно. Промышленные скопления нефти и газа выявлены в юрских, меловых и кайнозойских отложениях (табл. 184).

Таблица 184

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе Аляски

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, м	Тип коллекторов и их свойства: пористость %	Тип коллекторов и их свойства: проницаемость, мд	Месторождение. Состав залежи (плотность, г/см³; состав, %)
Миоцен — плиоцен	Свита каталла	Сланцы	До 3050	Трещиноватый		Каталла. Нефть легкая, парафинистая
Эоцен	Свита кенай	Песчаники	>1700	Поровый		Кенай. Газ

Продолжение табл. 183

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, м	Тип коллекторов и их свойства		Месторождение. Состав залежи (плотность, г/см³; состав, %)
				пористость %	проницаемость, мд	
Палеоцен — эоцен	Пласты хэмлок	Песчаники и пески	Несколько тысяч; нижний горизонт — до 10; верхний — до 25	Поровый		Свенсон-Ривер. Нефть, плотность 0,876—0,882 Мидул Граунд. Нефть, плотность 0,849
Мел	Серия колвилл	Алевролиты песчаники и граувакки	1590	—		Вульф-Крик. Газ: CH_4 98,6; C_2H_6 0,1; C_3H_8 0,7; N_2 0,6
	Толща талавак	То же	365	Эффективная 4,4—25,4	До 3780	Губик. Газ: CH_4 97,05; C_2H_6 1,25; C_3H_8 + высшие 1,57; N_2 0,13
	Свита сиби	»	?	Эффективная 10,3—20,4	43	Сквэар-Лейк. Газ: CH_4 99,3; C_2H_6 0,16. N_2 0,40; CO_2 0,14
	Свиты чэндлер и ниналак	»	200—1430	Эффективная 1,6—15,1	0—265	Губик, Газ: CH_4 94,7; C_2H_6 + высшие 4,5
	Свита гранд-станд	»	520	1—41	5—1220	Умиат. Нефть нафтеновая, зеленого цвета, вязкая, плотность 0,84—0,85. Газ: CH_4 97,3; C_2H_6 + высшие 2,7
Юра	Свита кингэк	Песчаники	>1300	Поровый		Симпсон. Нефть, плотность 0,92. Фиш-Крик. Нефть, плотность 0,97. Барроу. Газ

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Все месторождения связаны с антиклиналями, залежи пластовые сводовые и пластовые стратиграфически экранированные (табл. 185).

Свенсон-Ривер — наиболее крупное месторождение бассейна залива Кука, расположено на п-ове Кенай, к западу от Каталлы. Залежь нефти приурочена к брахиантиклинальной складке, вытянутой с юго-запада на северо-восток, и занимает площадь около 30—40 *га* (рис. 250, 251). Скважина-первооткрывательница дала фонтан нефти при дебите

Таблица 185

Структурные формы месторождений и типы залежей

Структурные формы	Типы залежей	Примеры месторождений	Возраст продуктивных отложений
Антиклинальная	Пластовая сводовая	Каталла, Свенсон-Ривер, Кенай Белуга-Ривер, Стерлинг	Палеоген — неоген
		Умиат, Губик, Фиш-Крик, Симпсон, Мид, Сквэар-Лейк и др.	Мел
		Барроу	Юра
	Пластовая стратиграфически экранированная	Вульф-Крик, Титалук	Мел

до 122 *т/сутки* с глубины 3393—3406 *м* из песчаников хэмлок. В декабре 1958 г. из второй, соседней скважины также получены притоки нефти плотностью 0,8762 и 0,8821 *г/см*^{3} с суточным дебитом 68 и 40—68 *т* соответственно из верхней (3293—3315 *м*) и нижней (3364—3371 *м*) частей толщи хэмлок. При бурении на глубине 2316,5 *м* наблюдались и промышленные притоки газа [1]. В 1964 г. на месторождении из 54 скважин добывалось в сутки 4100 *т*.

Почти все промышленные залежи нефти и газа Северного бассейна связаны с песчаниками и граувакками мелового возраста серии нэнашак и колвилл и лишь одна — Барроу — с юрскими песчаниками.

На месторождениях Вульф-Крик и Титалук, кроме двух стратиграфических залежей, все залежи сводовые.

Месторождение Умиат нефтяное, наиболее крупное в бассейне Колвил, открыто в 1946 г. Расположено на левом берегу Колвил. Нефть приурочена к двум горизонтам на глубине 200—300 *м*. Верхний горизонт мощностью 15—22 *м* представлен светло-серыми песчаниками; в нижнем, большей мощности, песчаники содержат прослои глинистых сланцев. Начальные дебиты скважин достигали 55 *т/сутки*. Нефть имеет плотность 0,842 *г/см*^{3} и содержит 0,01% серы. Проницаемость продуктивных песчаников иногда достигает нескольких дарси. Средняя пористость 15—20%.

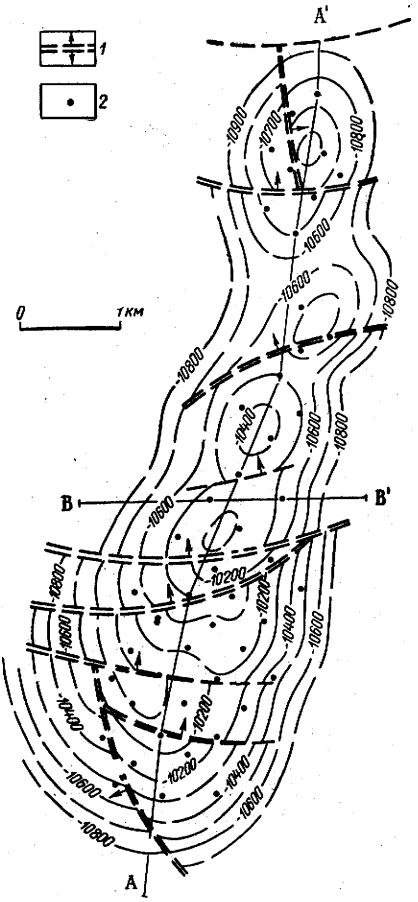


Рис. 250. Структурная карта кровли пласта хэмлок месторождения Свенсон-Ривер.

1 — разрывы; *2* — продуктивные скважины. Разрезы *AA'* и *BB'* см. на рис. 251.

[1] В настоящее время на месторождении разведано пять газовых залежей в свите кенай. Помимо этого в бассейне выявлено 10 чисто газовых месторождений. Газоносна свита кенай. *Прим. ред.*

Месторождение Симпсон связано с зоной крупных выходов нефти, приуроченных к песчаникам свиты грандстанд. Расположено восточнее месторождения Барроу, на мысе Симпсон. Здесь пробурено 26 неглубоких скважин, однако продуктивными оказались лишь немногие. Залежи нефти находятся на глубине около 60 *м*. Дебиты скважин не превышают 20 *т/сутки*.

Месторождение Фиш-Крик расположено недалеко от побережья Северного Ледовитого океана. Скважина-первооткрывательница дала нефть с глубины 914,4 *м* с суточным дебитом 1,4 *т*. По структуре месторождение представляет небольшую куполообразную складку, расположенную на моноклинали около выходов нефти.

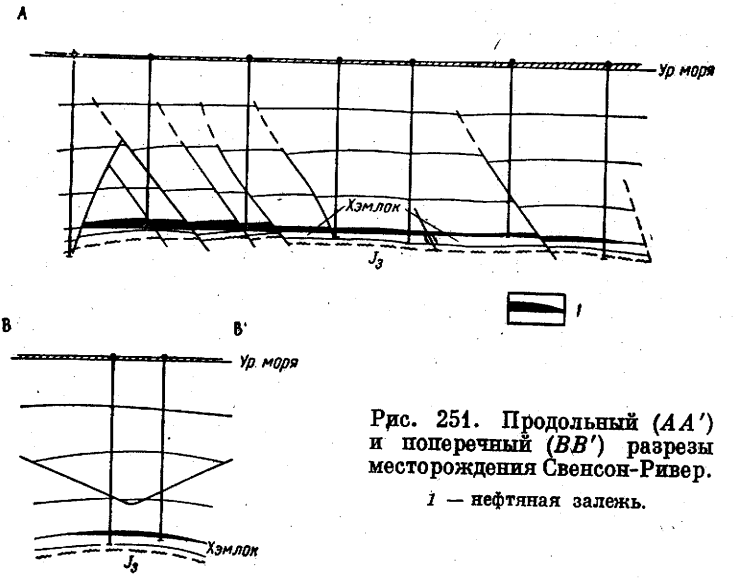


Рис. 251. Продольный (*AA'*) и поперечный (*BB'*) разрезы месторождения Свенсон-Ривер.

1 — нефтяная залежь.

Месторождение Барроу газовое. Находится на территории одноименного мыса. Разведка в основном происходила в 1948—1950 гг. Пробурено пять скважин глубиной 763,5—1083 *м*. Суточные дебиты газа из скважин достигали 113,3 тыс. $м^3$.

Месторождение Губик газовое, наиболее крупное. Приурочено к антиклинальной складке, которая по меловым отложениям имеет почти широтное простирание. Длина ее около 20 *км*, ширина 4 *км*, высота 120—150 *м*. Суточные дебиты газа достигали 226,5 тыс. $м^3$. Коллекторами служат алевролиты с тонкими прослоями песчаников талавак (интервал 270—530 *м*) и нерасчлененных свит ниналак и чэндлер (1021—1128 *м*).

Месторождение Вульф-Крик по меловому сейсмическому горизонту выражено антиклинальной складкой северо-западного простирания длиной около 17 *км*, шириной 5 *км*. Из трех пробуренных скважин получен газ с максимальным суточным дебитом до 36,9 тыс. $м^3$.

Месторождение Сквэар-Лейк газовое, по-видимому, небольшое, так как при испытании скважины газ из песчаников свиты сиби (глубина 500—560 *м*) фонтанировал с дебитом всего около 3,2 тыс. $м^3$/*сутки*.

СКАЛИСТЫЕ ГОРЫ

Нефтегазоносные бассейны Скалистых гор расположены на территории штатов Монтана, Вайоминг, Колорадо, Юта, западных частей Северной и Южной Дакоты и Небраски, северных частей Аризоны и Нью-

Мексико, а также на восточной окраине Айдахо. Нефтяные и газовые месторождения приурочены в Вайоминге в основном к Скалистым горам, в Монтане и Северной Дакоте — к Великим равнинам, в Колорадо — как к первым, так и ко вторым, в северной части Нью-Мексико и в северо-восточной части Аризоны — к плато Колорадо.

Скалистые горы около 3200 *км* длиной и до 700 *км* шириной являются составной частью Североамериканских Кордильер. Они охватывают западные районы США и Канады. На территории США они состоят из коротких, но высоких хребтов, разделенных широкими плоскими межгорными впадинами и плато (бассейнами). Относительные превышения гор над примыкающими впадинами достигают 1600—2300 *м*. В Колорадо, южном Вайоминге и северной части Нью-Мексико Скалистые горы образуют Главный складчатый пояс, в состав которого входят Ларамийский и Передовой хребты и Западные горы. С областью складчатого пояса Вайоминга связана бóльшая часть нефтеносных бассейнов. Плато Колорадо в основном сложено горизонтально залегающими осадочными толщами. Повышенная их дислоцированность наблюдается лишь в пределах отдельных зон: гор Зьюни, антиклинали Дефайанс, поднятия Анкомпагре, купола Сан-Рафаэль и бассейнов Уинта, Сан-Хуан, Блэк-Меза и др. В этих зонах развиты крупные моноклинали, полосы разломов и параллельных сбросов, а также тектонически нарушенные протяженные антиклинали с каменной солью в ядре. Для плато характерно и наличие крупных лакколитов. Примерно таково же строение Великих равнин, в пределах которых выделяется ряд обширных поднятий, осложненных антиклиналями Блэк-Хиллс, Суитграсс, Биг-Сноуи, Малые Скалистые горы и др., крупные горсты с наклоненными блоками, лакколиты и бассейны, такие, как Уиллистон, Паудер-Ривер, Денвер.

Основные нефтегазоносные бассейны — Уиллистон, Биг-Хорн, Паудер-Ривер, Уинд-Ривер, Грин-Ривер, Ларами, Денвер, Парадокс, Сан-Хуан. Нефтяные и газовые месторождения располагаются преимущественно в бортовых частях бассейнов, а особенно крупные — в наиболее погруженных прибортовых их зонах (рис. 252). Вблизи складчатых сооружений структуры обычно не содержат значительных скоплений нефти и газа. В Монтане нефтяные и газовые месторождения на севере приурочены к крупному своду Суитграсс, отделяющему расположенный севернее Западно-Канадский бассейн от Уиллистонского бассейна, а в центральной части — к группе складок, возможно, связанных с расположенными южнее бассейнами Биг-Хорн или Паудер-Ривер.

Добыча нефти в рассматриваемой области до 1840 г. производилась исключительно из естественных выходов, затем из колодцев и лишь с 1862 г. для этой цели начали бурить скважины. В истории поисково-разведочных работ выделяются три этапа. Первый этап — 1862—1916 гг. — характерен бессистемным бурением скважин вблизи естественных выходов нефти. Только в 1912—1915 гг. основное внимание начали уделять разбуриванию антиклинальных структур, выявленных с помощью геологических методов. Во втором этапе — с 1912—1915 гг. до конца второй мировой войны — стали широко применять сейсмические методы исследований и глубокое разведочное бурение. Это привело к открытию погребенных структур и дополнительных ловушек в пределах ранее выявленных поднятий. Однако в 1939 г. выяснилось отсутствие крупных нефтяных и газовых скоплений даже в закрытых структурах, преобладание в залежах тяжелой сернистой нефти, малая мощность осадочных толщ, обогащенных органическим веществом, и, наконец, отсутствие хороших коллекторов. Третий этап, начавшийся в послевоенные годы, ознаменовался поисками литологических и стратиграфических залежей во всех

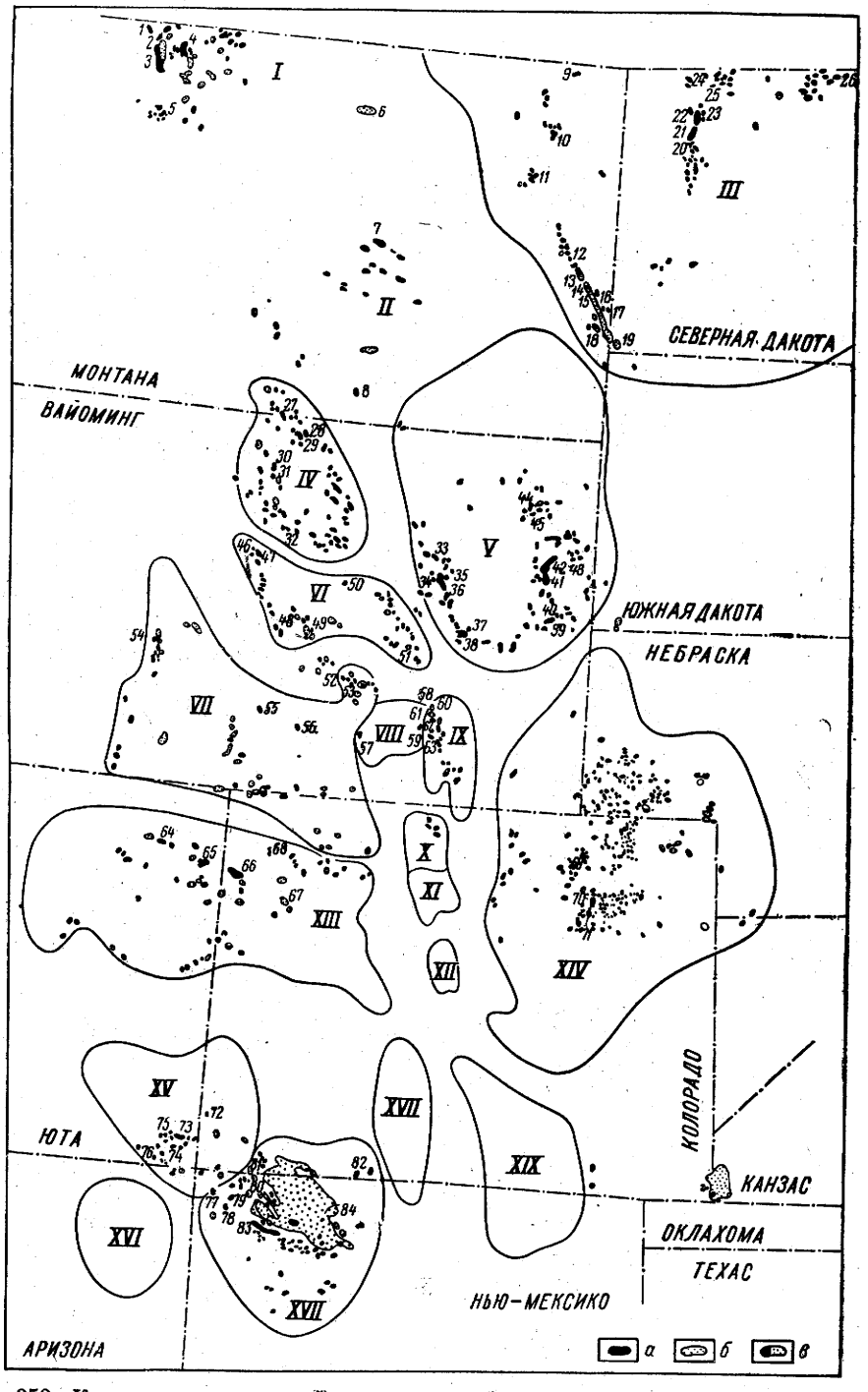


Рис. 252. Карта размещения нефтегазоносных бассейнов и областей Скалистых гор.

Месторождения: *а* — нефтяные, *б* — газовые, *в* — нефтегазовые. *I—XIX* — нефтегазоносные бассейны и области: *I* — область Суитграсс; *II—XIX* — бассейны: *II* — Центральная Монтана, *III* — Уиллистонский, *IV* — Биг-Хорн, *V* — Паудер-Ривер, *VI* — Уинд-Ривер, *VII* — Грин-Ривер, *VIII* — Ханна, *IX* — Ларами, *X* — Северный Парк, *XI* — Средний Парк, *XII* — Южный Парк, *XIII* — Уинта и Пайсенс, *XIV* — Денвер, *XV* — Парадокс, *XVI* — Блэк-Меза, *XVII* — Сан-Хуан, *XIII* — Сан-Люкс, *XIX* — Рейтон. *1—85* — месторождения: *1* — Ригэн; *2* — Дарлинг; *3* — Кэт-Бэнк; *4* — Кевин-Санберст; *5* — Пондера; *6* — Боудойн; *7* — Кэт-Крик; *8* — Соуп-Крик; *9* — Аутлук; *10* — Поплар; *11* — Ричи; *12* — Гас-Сити; *13* — Эчи-Крик; *14* — Кебин-Крик; *15* — Поплар; *16* — Глендайв; *17* — Фертайл-Прайри; *18* — Литл-Бивер; *19* — Сидар-Крик; *20* —

осадочных комплексах, а также поисками ловушек на крыльях погребенных структур. Открываются не только новые месторождения нефти и газа, но и устанавливается промышленная нефтегазоносность таких бассейнов, как Уиллистон, Денвер и Парадокс. Следует отметить, что 35% от всей добытой нефти приходится на долю только восьми крупнейших месторождений: Орегон, Элк-Бэйсин, Грасс-Крик, Солт-Крик, Ланс-Крик, Лост-Солджер, Кэт-Бэнк, Рэйнджели, нефтеносность которых связана с отложениями средне- и верхнепалеозойского возраста, мезозоя и палеогена.

I. СВОД СУИТГРАСС

Свод Суитграсс с куполом Кевин-Санбэрст расположен в северо-западной части Монтаны. Восточное крыло свода сильно нарушено разрывами и в свою очередь погружено в сторону Уиллистонского бассейна, западное ограничено поясом складчатых и разрывных структур (рис. 253).

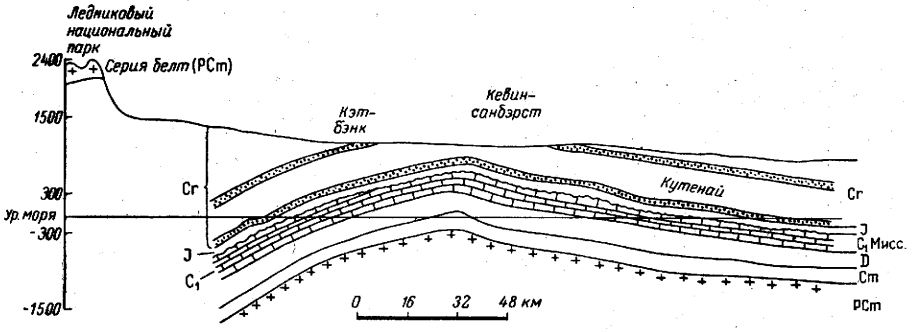


Рис. 253. Поперечный разрез через свод Суитграсс (Монтана).

Первая нефть получена в 1922 г. из верхнемиссисипских, юрских и нижнемеловых песков на месторождении Кевин-Санбэрст. В 1924—1926 гг. открыты месторождения Квин-Сити, Райл-Фалтон, Лашбау, в 1927 г. — Кэт-Бэнк и Пондера, а в последующие годы — Уитлаш, Бордер, Дардинг, Ригэн и др. В 1957 г. на западном крыле свода открыто нефтяное месторождение Багби с продуктивными горизонтами в нижнемиссисипских отложениях.

В строении свода принимают участие морские песчано-глинистые толщи мела мощностью до 300 *м*; континентальная нижнемеловая свита кутенай мощностью 90—150 *м*; морские песчано-глинистые и карбонатные отложения юры мощностью 30—120 *м*; доломиты миссисипской свиты сан-ривер мощностью 300 *м*; известняки, доломиты, ангидриты и сланцы девона мощностью от 300 до 450 *м*, а также пески, сланцы и известняки кембрия мощностью около 300 *м*.

Чарлсон; *21* — Бивер-Лодж; *22* — Тайога; *23* — Ист-Тайога; *24* — Стенсвед; *25* — Лингайт; *26* — Норт-Соурис; *27* — Элк-Бэйсин; *28* — Байрон; *29* — Гарленд; *30* — Норт-Орегон-Бэйсин; *31* — Саут-Орегон-Бэйсин; *32* — Гамильтон-Доум; *33* — Сассекс; *34* — Норт-Вест-Солт-Крик; *35* — Ист-Солт-Крик; *36* — Солт-Крик; *37* — Биг-Мадди; *38* — Гленрок; *39* — Ланс-Крик; *40* — Ист-Ланс-Крик; *41* — Доджи-Крик; *42* — Хэмпшнайр; *43* — Маш-Крик; *44* — Донки-Крик; *45* — Койсут-Крик; *46* — Секл-Ридж-Доум; *47* — Манерик-Спрингс; *48* — Бивер-Крик; *49* — Биг-Сэнд-Дро; *50* — Лост-Кэбин; *51* — Спиндлетоп; *52* — Лост-Солджер; *53* — Вертц; *54* — Биг-Пайни; *55* — Дезерт-Спрингс; *56* — Вамсаттер; *57* — Хетфилд; *58* — Оверленд; *59* — Симпсон-Ридж; *60* — Ойл-Спрингз; *61* — Эллен-Лейк; *62* — Медисин-Боу; *63* — Рок-Крик; *64* — Рузвельт; *65* — Редуош; *66* — Рэйнджели; *67* — Пайсенс; *68* — Элк-Спрингс; *69* — Гризевуд; *70* — Адена; *71* — Литл-Бивер-Крик; *72* — Доув-Крик; *73* — Анет; *74* — Дезерт-Крик; *75* — Блафф; *76* — Баундари-Батт; *77* — Реттлеснейк; *78* — Тейбл-Меза; *79* — Хогбэк; *80* — Фрутленд; *81* — Баркер-Крик; *82* — Крома; *83* — Бисти; *84* — Бланко-Меза-Верде.

В пределах свода выявлено более 30 нефтяных и газовых месторождений с залежами на глубине менее 1000 *м*. Распределение нефтегазоносности по разрезу приведено в табл. 186. Основные нефтеносные горизонты приурочены к известнякам свиты мадисон и к нижнемеловым пескам горизонта санбэрст.

Таблица 186

Распределение продуктивных отложений в разрезе свода Суитграсс

Возраст	Наименование	Литологический состав (мощность, *м*)	Тип коллектора	Состав залежи (плотность, *г/см*³)
Верхний мел	Колорадо	Песчаники	Гранулярный	Газ; нефть
Нижний мел	Кутенай, Санбэрст	Песчаники, иногда линзовидные	»	Газ; нефть, 0,83
	Кэт-бэнк	Песчаники, в основании грубозернистые и конгломератовидные (~15)	Гранулярный. Коллекторские свойства сильно изменчивы	Газ, нефть, 0,83—0,845
Юра	Эллис	Сланцы с линзами песка	—	Нефть, 0,845
Миссисипий	Мадисон, Сан-ривер	Известняки и доломиты сильно пористые	—	Газ; нефть темно-зеленая и черная смешанного основания; 0,84—0,87
	Лоджепол	Известняки (3)	Трещиноватый	Нефть, 0,84
Девон	Фриборкс и джеффер-сон	Известняки и доломиты	»	Газ, богатый CO_2 и H_2S, следы нефти

Залежи нефти и газа контролируются структурными и стратиграфическими ловушками. Почти во всех осадочных комплексах широко развиты зоны выклинивания коллекторов по направлению к сводам поднятий.

Нефтяное месторождение Кевин-Санбэрст — самое крупное в области свода. С момента открытия месторождения из него добыто более 10 млн. *м*³ нефти. Приурочено месторождение к одноименному, не нарушенному разрывами почти круглому куполу 40 × 40 *км* амплитудой около 250 *м* (рис. 254). Нефтеносность в основном связана с миссисипскими известняками свиты мадисон с наилучшими коллекторскими свойствами в пределах северного и северо-западного крыльев. Небольшое количество нефти встречается в нижнемеловых и верхнеюрских песках. Газоносные горизонты заключены в изменчивых по мощности нижнемеловых песчаниках. Газ, обогащенный сероводородом и углекислотой, обнаружен и в девонских доломитах.

На газонефтяном месторождении Кэт-Бэнк со времени его открытия добыто более 15 млн. $м^3$ нефти. Приурочено месторождение к гомоклинали, примыкающей с запада к куполу Кевин-Санбэрст. Бо́льшая часть нефти добывается с глубины 870 *м* из базального нижнемелового песчаника свиты кэт бэнк, который, выклиниваясь вверх по восстанию слоев,

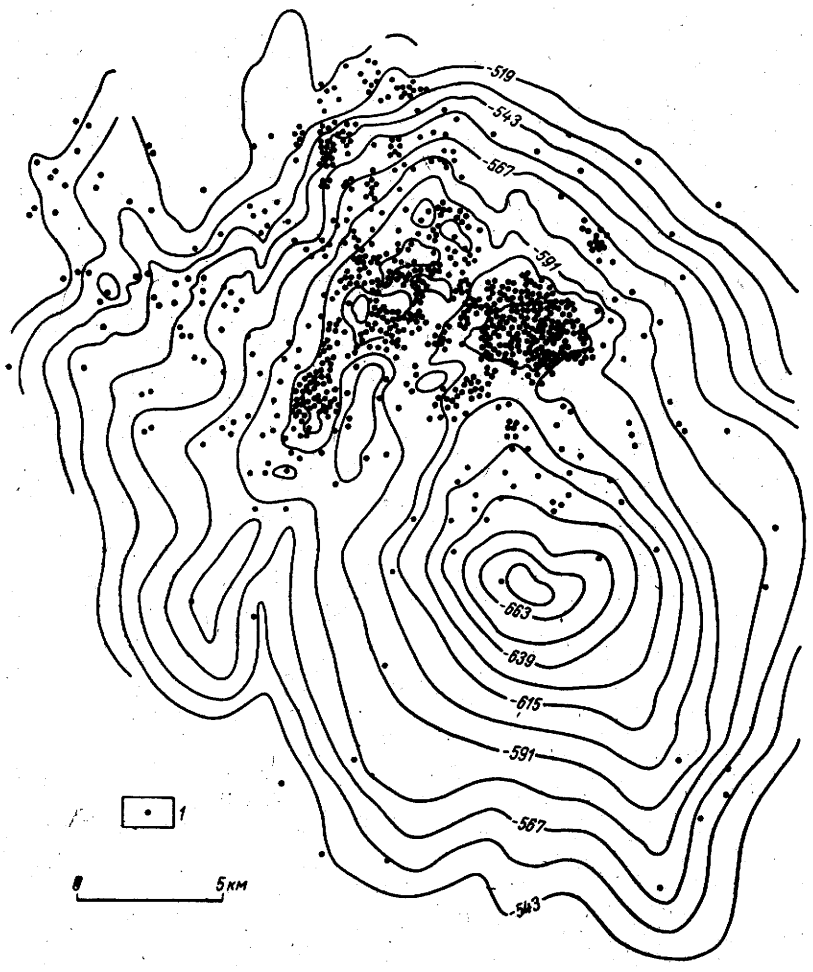


Рис. 254. Структурная карта кровли свиты мадисон месторождения Кевин-Санбэрст (видно смещение залежи нефти к северу от свода складки).

1 — скважина.

образует стратиграфическую ловушку. Газ и небольшое количество нефти добывается также из вышележащих линзовидных песчаников свиты кутенай и из известняков свиты мадисон.

II. БАССЕЙН ЦЕНТРАЛЬНОЙ МОНТАНЫ

Начавшиеся в 1912 г. поиски нефти привели к открытию газа в куполе Боудойн, а в 1919—1921 гг. в антиклиналях Девис-Бэйсин и Кэт-Крик и куполе Соуп-Крик обнаружена нефть. С 1912 по 1920 г. разбурен ряд структурных поднятий, однако ни нефти, ни газа в них не обнаружено. Эти неудачи задержали открытие ряда продуктивных месторождений. Только во время второй мировой войны на антиклиналях Гейдж

и Ингомар была обнаружена нефть. В 1951 г. открыто месторождение нефти Северо-Западная Суматра. В 1958 г. в пенсильванских известняках свиты амсден выявлена нефть на месторождениях Девис-Бэйсин, Хок-Крик и Делфиа.

Нефтеносность связана с меловыми, юрскими (свита сотуф), пенсильванскими (свиты тенслип, амсден и тейлер), миссисипскими (свита хит) и ордовикскими (свита ред-ривер) отложениями. Основные продуктивные горизонты приурочены к меловым образованиям. Однако в последнее время все большее значение начинают приобретать и известняки свиты амсден. Дебиты нефти из песков свиты ред-ривер небольшие.

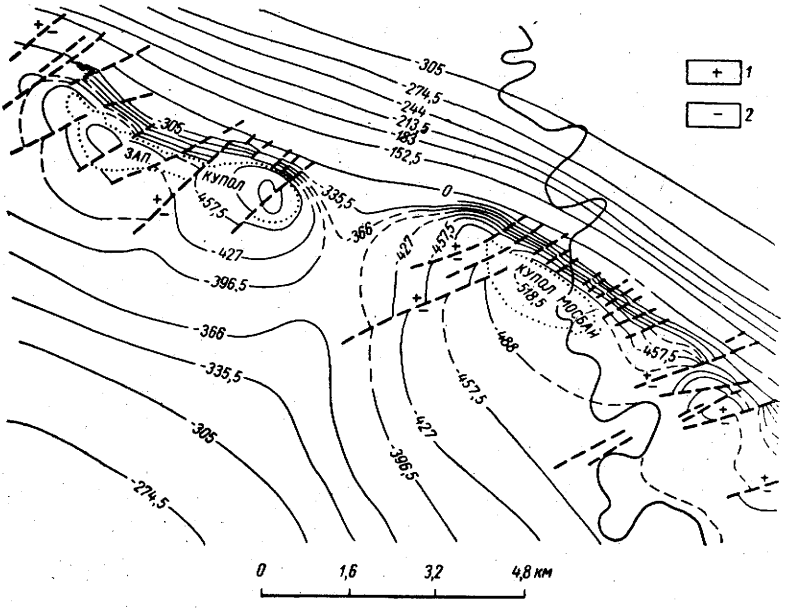


Рис. 255. Структурная карта кровли первого пласта песка кэт антиклинали Кэт-Крик.

1 — поднятое крыло; *2* — опущенное крыло; точечным пунктиром показаны границы продуктивной площади.

Залежи нефти и газа связаны со структурными, стратиграфическими и структурно-стратиграфическими ловушками.

Наибольшее количество нефти получено из приуроченной к северной окраине антиклинория Биг-Сноу длиной (16 *км*), узкой асимметричной антиклинали Кэт-Крик, нарушенной многочисленными поперечными сбросами и осложненной тремя второстепенными куполами (рис. 255). Нефть плотностью 0,76 *г/см*^{3} добывают со средней глубины 375 *м* из нижнемеловой свиты кутенай. Высокой продуктивностью обладают пески горизонта кэт-крик.

III. БАССЕЙН УИЛЛИСТОН

Занимает западную и центральную части Северной Дакоты, Восточную Монтану, а также провинции Канады — Южный Саскачеван и Юго-Западную Манитобу — и ограничен докембрийским щитом на востоке и северо-востоке и поднятиями: Сиу на юго-востоке и юге, Блэк-Хиллс на юго-западе, Поркьюпайн и Боудойн на западе и северо-западе [1]. Бас-

[1] Северная часть бассейна расположена в Канаде (стр. 708).

сейн выполнен отложениями мезозойского и палеозойского возраста (табл. 187). В восточном направлении мощность всех осадочных образований постепенно уменьшается и на поверхность выходят породы докембрийского фундамента.

Первый газ получен в 1907 г. при бурении скважин на воду в районе Уэстхоуп; впоследствии месторождение Уэстхоуп стало называться Маус-Ривер-Луп. В 1912 г. производилась добыча газа из залегающих на глубине 240—450 *м* линзовидных верхнемеловых песков джудит-ривер и игл-форд на месторождениях Гэс-Сити, Эш-Крик, Литл-Бивер, Кебин-Крик и Бейкер, приуроченных к крупной антиклинали Сидар-Крик. Первое промышленное месторождение нефти Дели, расположенное в Манитобе, открыто в феврале 1951 г., однако небольшие притоки нефти из миссисипских и ордовикских отложений несколько ранее были известны на месторождении Литл-Бивер. В 1951 г. разведан ряд месторождений: Ричи, Глендайв, Поплар, Бивер-Лодж и др. В последующие годы благодаря проведению обширных сейсмических исследований выявлена бóльшая часть из известных месторождений, связанных уже с более глубокими, главным образом нижнепалеозойскими отложениями: в 1952 г. — Чарлсон, Крофф, Фрайберг, Тайога, в 1953 г. — Кэпа, Восточная Тайога, Кин, Ланда, Норт-ист-Ланда, Уэстхоуп, Норт-Вэстхоуп, Саниш, в 1954 г. — Белфилд, Мак-Грегор, Уайт-Ерф, Бафелоу, Фэтайл-Прайри, в 1955 г. — Норт-Соурис, Блу-Баттес, в 1957 г. — Аутлук, Тандж, Каланек, Скория, Роки-Ридж, Лигнайт, Смит, Фенси-Баттес, Диммик и др., а в 1958 г. наиболее крупное — Стенсвед. Открытие месторождения Брорсон подтвердило перспективы и наиболее глубокой части бассейна.

Большинство нефтяных и газовых месторождений приурочено к слабо выраженным на поверхности трем крупным антиклиналям — Сидар-Крик, Нессон и Поплар. Нефтегазоносность занимает широкий стратиграфический интервал (табл. 188). Коллекторами являются преимущественно карбонатные породы.

К основным нефтеносным горизонтам относятся миссисипские известняки группы мадисон (свиты чарлес, мишен-каньон и хит) и ордовикские карбонатные породы свиты ред-ривер, а в ряде районов также и пенсильванские известняки свиты миннелуса и меловые песчаники свиты ньюкастл. Меловые отложения продуктивны в районе протяженной (200 *км*) узкой асимметричной антиклинали Сидар-Крик, которая является основным газоносным районом. Газовые месторождения связаны с отдельными куполовидными поднятиями, а газоносные горизонты — с тонкими песчаными прослоями в верхней части мощной толщи глинистых сланцев мела. Кроме того, в пределах как этой антиклинали, так и расположенной в центре бассейна обширной антиклинали Нессон нефтеносны миссисипские, силурийские и ордовикские карбонатные породы. Юрские и нижнемеловые отложения дают нефть в Саскачеване, пенсильванские — в Северной Дакоте, на месторождении Фрайберг, миссисипские — в Монтане, юго-восточном Саскачеване, юго-западной Манитобе и в северных и западных районах Северной Дакоты. Залежи нефти в отложениях девона и силура связаны со структурными ловушками, в меловых и юрских со стратиграфическими, а в миссисипских со структурными (рифы), литологическими и стратиграфическими ловушками.

Месторождения Тайога, Аутлук и Бивер-Лодж — крупнейшие в бассейне. Бивер-Лодж характеризуется наибольшим количеством продуктивных горизонтов: шесть в разрезе силура, один в девонской свите дьюперою, и несколько в ордовикских песчаниках свит ред-ривер и виннипег. Первоначальные суточные дебиты нефтяных скважин достигали из горизонтов силура на месторождении Аутлук 375 *т*, из миссисипских известняков

Таблица 187

Литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Уиллистон
(восточное крыло)

Система, отдел, группа		Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Палеоген — неоген			Грубозернистые пески и песчаники, сланцы и глины	
Мел	Монтана	Хелл-крик	Сланцы и песчаники с прослоями углей	0—300
		Фокс-хиллс	Пески и песчаники	0—95
		Пиерр	Сланцы. Западнее антиклинали Сидер-Крик горизонты джудит-ривер и игл-форд представлены песчаниками	0—700
	Колорадо	Ниобрара, карлил	Сланцы с тонкими прослоями известняков и песчаников	0—200
		Гринхорн	Известняки	0—50
		Белл-форч	Сланцы с тонкими прослоями известняков и песчаников	0—100
	Дакота	Маури, ньюкастл, мадди, скалл-крик, фол-ривер, фьюзен, лакота	Сланцы. Западнее антиклинали Сидар-Крик свиты мадди — ньюкастл представлены песками и песчаниками	0—?
Юра		Моррисон, сандане и пайпер	Карбонатные породы	0—360
Триас		Спирфиш	Алевролиты и пески	
Пермь		Минеката и оупеч		
Пенсильванский		Миннелуса / Амсден, тейлер	Песчаники, известняки, доломиты с прослоями красных сланцев	
Миссисипий	Биг-сноу	Хит, оттер, киббей	Карбонатные породы	0—150
	Мадисон	Чарлес	То же	0—40

Продолжение табл. 187

Система, отдел, группа		Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Миссисипий	Мадисон	Мишен-каньон	Пористые известняки с прослоем в средней части ангидрита	0—100
		Лоджепол	Глинистые и кремнистые известняки с прослоями доломитов	0—180
		Энглевуд	Черные известковистые сланцы	0—20
Девон	Кву'эппель	Лайлетон	Красные доломитизированные алевролиты и сланцы	0—100
	Саскачеван	Ниску, дьюпероу	Переслаивающиеся карбонатные породы и сланцы	0—300
	Беверхилл-лейк	Соурис-ривер	Глинистые известняки и доломиты	0—240
		Даусон-бей	Переслаивающиеся красные и зеленые сланцы и известняки	
	Элк-пойнт	Прэери	Каменная соль и ангидрит	0—330
		Виннипегосис	Сахаровидные доломиты с рифовыми массивами	
		Эшерн	Кирпично-красные глинистые доломиты и красные сланцы	
Силур	Интер-лейк	Стонуолл	Доломиты и известняки	0—160
Ордовик		Стони-маунтин	Известняки	0—130
		Ред-Ривер	Известняки и доломиты	45—170
		Виннипег	Кварцевые пески, вверху зеленые сланцы	15—70
Кембрий		Флэтхед	Пески и песчаники	
			Породы кристаллического фундамента	—

Таблица 188

Распределение продуктивных отложений в разрезе бассейна Уиллистон

Возраст	Наименование	Литологический состав (мощность, м)	Тип коллектора и его свойства		Состав залежи (плотность, г/см³)
			пористость, %	проницаемость, мд	
Мел	Джудит-ривер и игл-форд	Пески	Гранулярный		Газ
	Ньюкастл и фьюзен	Песчаники	»		Газ и нефть
Юра	Пайпер	Карбонатные породы	—		Нефть
Триас	Спирфиш	Алевролиты и пески	Гранулярный		»
Пенсильванский	Тенслип и миннелуса	Известняки			»
	Амсден и тейлор	»			Нефть, 0,844
Миссисипий	Хит	Известняки (до 5)	20	По разрезу 2—207, по площади 68—616	Нефть, 0,860
	Чарлес	Эвапориты и известняки	—	—	Нефть, 0,839—0,892
	Мишен-каньон	Известняки пористые (1,5—15)	2,16—17,3, средняя 9,68	Средняя 11,25	Нефть, 0,839
	Лоджепол	Известняки с прослоями доломитов	Трещинный		Нефть, 0,81—0,844
	Энглевуд, бэккен	Известняки	»		Нефть, 0,81
Девон	Фриморкс, дьюперроу и виннипегосис	Обломочные известняки	»		Нефть, 0,775
Силур	Стонуолл	Доломиты и известняки	—		Нефть, 0,83
Ордовик	Стони-маунтин	Известняки доломитизированные	6—16	Средняя 5	Нефть 0,86, серы 0,44%
	Ред-ривер	Доломиты с прослоями известняков и песчаников (4,6)	5	—	Нефть, 0,83; серы 0,915%
	Виннипег	Песчаники с прослоями красных сланцев	—		Слабые нефтепроявления

на месторождении Лигнайт 25—30 *m* и из известняков свиты хит на месторождении Роки-Ридж 167 *m*.

Месторождения восточной Монтаны, расположенные в бассейне Уиллистон, дают почти $^1/_2$ всей нефти, добываемой в штате. Особенно возросла их роль в 1954 г. после открытия месторождения Поплар, оттеснившего на второе место давно разрабатываемое месторождение Кэт-Бэнк.

IV. БАССЕЙН БИГ-ХОРН

Расположен в штате Вайоминг, имеет площадь около 240 × 67,2 *км* и ограничен с востока одноименным хребтом, а с юга, запада и севера — поднятиями соответственно Оул-Крик, Абсарока и Вэатуф.

В истории поисково-разведочных работ выделяются два периода. Первый связан с поисками легкой нефти. С этой целью с 1906 по 1930 г. все известные структуры бассейна были разбурены скважинами глубиной от 150 до 800 *м*. В результате бурения в 1906—1907 гг. в меловых отложениях открыты нефтяные месторождения Грейбалл и Гарленд, в 1914 г. — Литл-Бафелоу-Бэйсин и Грасс-Крик. В последнем месторождении в 1922 г. выявлена нефть сначала в пермских и пенсильванских, а затем в триасовых отложениях. В 1915 г. получена первая нефть из меловой залежи месторождения Элк-Бэйсин, а в 1922 г. и первый газ; здесь же в 1932 г. открыта нефть в отложениях перми и триаса, а в 1942 г. — в породах карбона. Крупные нефтяные месторождения бассейна Байрон и Гамильтон открыты в 1918 г., Орегон-Бэйсин — в 1927 г., Френнай — в 1929 г. и Баджер-Бэйсин — в 1930 г. Второй период относится к годам второй мировой войны и связан с интенсивными поисками палеозойской тяжелой нефти. В течение этого периода на глубине 1000—3500 *м* вскрыт ряд залежей, приуроченных к пермским и каменноугольным отложениям, причем в некоторых из них — Гамильтон Доум и Гарленд — выявлены нефтеносные горизонты и в ордовикских слоях. В 1953 г. открыто первое в Вайоминге крупное месторождение нефти Коттонвуд-Крик, связанное с литологической ловушкой, а в 1955 г. — нефтяные месторождения Мейер-Лач и Уота-Крик.

В бассейне известно более 80 нефтяных и газовых месторождений, расположенных в основном в Северо-Западном Вайоминге.

Центральная часть бассейна сложена свитой уосатч и более молодыми отложениями, внешняя краевая зона, примыкающая к горным хребтам, — более древними толщами (табл. 189). Отложения смяты и нарушены сбросами, антиклинальные складки ориентированы параллельно бортам бассейна. Данные о нефтегазоносности бассейна приведены в табл. 190.

Залежи нефти связаны как со структурными, так и с литологическими ловушками. Последние особенно характерны для пород перми, в которых карбонатные толщи постепенно замещаются к востоку красноцветными отложениями и эвапоритами.

Наиболее крупное месторождение Элк-Бэйсин приурочено к вытянутой с северо-запада на юго-восток асимметричной антиклинали амплитудой около 1500 *м*, южная периферия которой нарушена сбросами и взбросами (рис. 256). Северная и южная периклинали купола осложнены вторичными куполообразными поднятиями Элк-Бэйсин и Саут-Элк-Бэйсин, содержащими нефтяные залежи. Основные нефтеносные горизонты — песчаники свиты тенслип и известняки свиты фосфория залегают на глубине около 1494 *м*. Площадь их нефтеносности 2428,2 *га*. Нефть добывается из известняков свиты мадисон с глубины 1570 *м*, а также из меловых песков свиты фронтиер с глубины 330—518 *м*. Продуктивная

Таблица 189

Литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Биг-Хорн

Система, отдел	Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Палеоген — неоген	Уосатч	Сланцы и пески с прослоями углей	90—240
	Форт-юнион	Пески с прослоями сланцев и углей	
Мел верхний	Ланс, мититс	То же	До 400
	Льюис	Сланцы	60—90
	Месаверде	Пески и сланцы с прослоями углей	240—300
	Коди	Сланцы	450—540
	Фронтиер	Пески	150—210
	Маури	Черные сланцы	90—150
	Термополис	Черные и серые сланцы	135—180
	Дакота	Пески	12—18
Мел нижний	Фьюзен	Сланцы	60
	Лакота, кловерли	Конгломератовые пески	15—30
Юра	Моррисон	Пестроцветные сланцы и пески	45—60
	Санданс	Пески и сланцы	105—120
	Джипсам-спрингс	Ангидриты	15
Триас	Чагуотер	Красноцветы	330—390
	Динвуди	Зеленые и известковистые сланцы	6—36
Пермь	Фосфория	Серые и черные известняки и доломиты	6—75
Пенсильваний	Тенслип	Пески и известняки	60—75
	Амсден	Известняки, красные сланцы, пески	83—105
Миссисипий	Мадисон	Известняки	240—30
Девон	Фрифоркс	Сланцы	53—60
	Джефферсон	Известняки	12—15
Ордовик	Биг-хорн	Известняки и доломиты	75—90
Кембрий	Галлатин	То же	150—180
	Грос-вентре	Сланцы, пески и известняки	120—150
	Флэтхед и дедвуд	Аркозовые песчаники	53—60
		Породы кристаллического фундамента	—

Таблица 190

Распределение продуктивных отложений в разрезе бассейна Биг-Хорн

Возраст продуктивных отложений	Наименование продуктивных отложений	Литологический состав нефтесодержащих пород (мощность, м)	Состав залежи (плотность, г/см³)
Верхний мел	Месаверде	Пески	Нефть парафинистая, 0,788—0,870
	Фронтиер	Пески (15)	
	Дакота	Пески (14)	
Нижний мел	Лакота, кловерли	Конгломератовидные пески	
Юра	Моррисон, санданс и пайпер	Пески	
Триас	Чагуотер, горизонт кётис и др.	Песчаники	Нефть, 0,894
Пермь	Фосфория	Трещиноватые, доломитизированные известняки и доломиты	Нефть, 0,889—0,986. Газ, растворенный в нефти, содержит от долей до 40% H_2S
Пенсильваний	Тенслип, амсден	Песчаники и известняки	
Миссисипий	Мадисон	Известняки	
Девон	Фрифоркс	Сланцы	
Ордовик	Биг-хорн	Известняки и доломиты	
Кембрий	Флэтхед, дедвуд	Аркозовые песчаники	Нефть

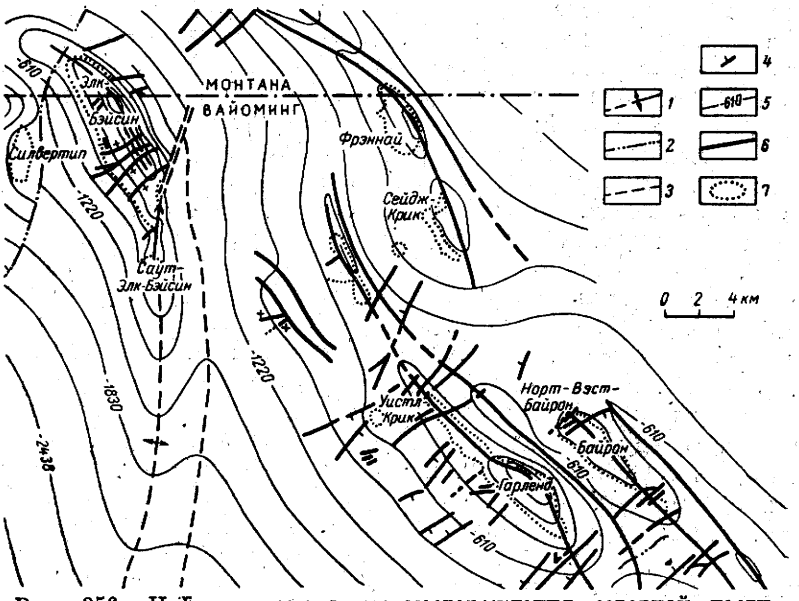


Рис. 256. Нефтяные и газовые месторождения северной части бассейна Биг-Хорн.

1 — ось антиклинали; *2* — разрывы, рассекающие песчаник тенслип; *3* — разрывы, не рассекающие песчаник тенслип; *4* — направление простирания и падения пластов; *5* — стратоизогипсы кровли песчаника тенслип; *6* — тектонические нарушения; *7* — нефтяные и газовые месторождения.

площадь известняков 2023 *га*. Газоносность связана только с песками свиты дакота, залегающими на глубине около 760 *м*. С начала разработки месторождение дало около 20 млн. $м^3$ нефти.

Нефтяное месторождение Коттонвуд-Крик расположено на восточном борту бассейна. Длина его 6,4 *км*, ширина 4 *км*. Нефтеносность связана с залегающими на глубине около 2000 *м* пермскими оолитовыми, органогенными и доломитизированными известняками свиты фосфория, которые, замещаясь пестроцветными глинами и ангидритами, образуют литологические ловушки. Нефтяные горизонты, кроме того, имеются и в залегающих на глубине 2225 *м* известняках свиты тенслип.

Купола Гарленд и Байрон, расположенные восточнее Элк-Бэйсин, имеют несколько меньшую амплитуду (780 и 450 *м*) и также нарушены многочисленными широтными разрывами. Основные нефтеносные горизонты связаны с песчаниками свиты тенслип и известняками свиты фосфория, а на куполе Гарленд, кроме того, с известняками свиты мадисон.

V. БАССЕЙН ПАУДЕР-РИВЕР

Самый старый нефтедобывающий район области Скалистых гор. Расположен в северо-восточном Вайоминге и юго-восточной Монтане. Представляет прогиб, ограниченный горными хребтами: с запада — Блэк-Хиллс, с востока — Биг-Хорн. В геологическом строении принимают участие палеозойские, мезозойские, палеоценовые и эоценовые отложения. В западных частях бассейна максимальная мощность отложений мезо-кайнозоя достигает 4800 *м*, они сильно дислоцированы, в восточных частях, наоборот, залегают полого и имеют значительно меньшую мощность.

Нефть стали добывать в 1887 г. из естественных источников и одной неглубокой скважины на месторождении Муркрофт. В 1888 г. в результате бурения скважины на южном крыле бассейна вблизи нефтяного выхода в меловых отложениях обнаружено одно из крупнейших в США нефтяное месторождение Солт-Крик. В 1929 г. здесь же получены нефть и газ из юрских отложений, а в 1930 г. — из пенсильванских. В 1916 г. открыто нефтяное месторождение Биг-Мадди, а в 1918 г. — Ланс-Крик. С 1946 по 1950 г. на восточном крыле бассейна выявлен ряд крупных нефтяных месторождений: Сассекс, Мидоу-Крик, Гленрок, Южный Гленрок, Маш-Крик и Скалл-Крик, а в 1953—1954 гг. — Эш-Крик и Саут-Эш-Крик с продуктивными меловыми горизонтами, залегающими на глубинах 760—1500 *м*. До начала 1955 г. в краевых юго-западных и юго-восточных зонах бассейна открыто более 50 нефтяных и газовых месторождений, связанных преимущественно с антиклиналями. Литологические залежи начали выявлять сравнительно недавно. Самая крупная Шайенн-Ривер открыта в 1952 г. на восточном борту бассейна в меловых песках свиты ньюкастл. Суточный дебит нефти из скважины достигал 200 *т*. В 1956 г. в центральной части бассейна открыта первая крупная литологическая залежь, связанная с меловыми песками горизонта паркмен. В том же году на восточном борту бассейна, где ранее добыча нефти и газа велась только с небольших глубин, на глубине 2315 *м* в пенсильванских отложениях открыто нефтяное месторождение Донки-Крик. В 1958 г. в этих же отложениях обнаружена нефть на площадях Тимбер-Крик и Робинзон-Крик. К этому же времени относится открытие в верхнемеловых песках нефтяных месторождений Койоут-Крик и Барбер-Крик.

В бассейне известно более 100 месторождений нефти.

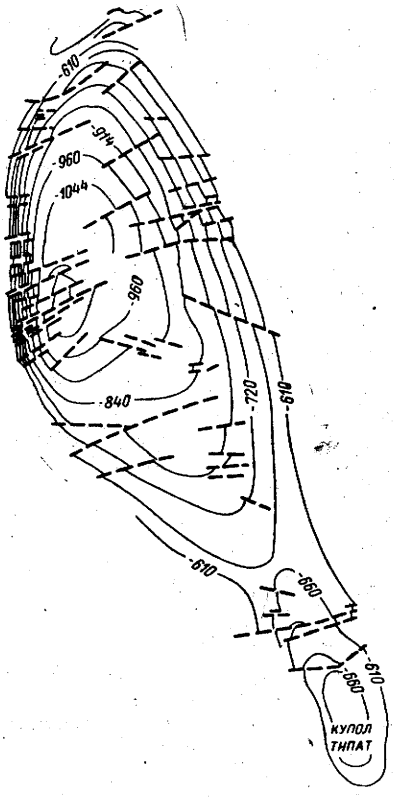
Распределение нефтеносных горизонтов по разрезу приведено в табл. 191. Основные нефтеносные горизонты приурочены к меловым и каменноугольным отложениям.

Таблица 191

Распределение продуктивных отложений в разрезе бассейна Паудер-Ривер

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, м	Состав залежи (плотность, г/см³; содержание серы — цифры со звездочкой, — %)
Верхний мел	Ланс	Пески	—	
	Льюис	Сланцы	—	
	Месаверде	Пески	—	
	Манкос и стил	Сланцы	12	
	Шэннон	Пески	—	
	Фронтиер (уол-крик):	»	—	
	первый горизонт	»	>30	Нефть парафинистая, 0,844; 0,1 *
	второй горизонт	»	>20	
	третий горизонт	»	>5	
	Ньюкастл	»	—	
	Мадди	»	3	
	Дакота	»	12	Нефть парафинистая 0,839; 0,1 *
Нижний мел	Лакота, кловерли	»	—	
Юра	Моррисон	Пески белые и серые, грубозернистые	0,9	Нефть парафинистая 0,790—0,930; 0,1 *
	Санданс:			Нефть 0,790—0,930; 0,3 *. Газ
	первый горизонт	Пески, песчаники	—	
	второй горизонт	Пески, сланцы	>12	
	третий горизонт	Пески, песчаники	>11	
Триас	Чагуотер	Песчаники	—	Нефть
Пермь	Фосфория	Известняки	—	
Пенсильваний	Тенслип	Пески, сланцы	25,3	Нефть 0,80—0,97; 2,2 *. Газ
	Миннелуса	Известняки	—	
	Амсден	Пески	—	
Миссисипий	Мадисон	Известняки	—	Нефть

Месторождения нефти в основном связаны с антиклинальными поднятиями, со сводовыми пластовыми залежами и только небольшая их часть содержит литологические залежи. Последние особенно характерны для восточного крыла бассейна, где наблюдается выклинивание песчаных горизонтов в полого залегающей толще мела.



Наиболее крупные нефтяные месторождения, дающие около 80% общей добычи нефти бассейна, — Солт-Крик и Ланс-Крик.

Месторождение Солт-Крик приурочено к обширной (32 × 8 *км*), вытянутой меридионально асимметричной брахиантиклинали с амплитудой около 480 *м*, нарушенной большим количеством поперечных сбросов (рис. 257). Основные нефтеносные горизонты — песчаные коллекторы свиты фронтир, залегающие на глубине 270—630 *м*, а также свит санданс, моррисон и тенслип. Незначительное количество нефти добывается и из трещиноватых глинистых сланцев свиты стил. Нефти легкие, кроме пенсильванской, имеющей большой удельный вес. За 70-летний период разработки месторождение дало около 60 млн. *т* нефти.

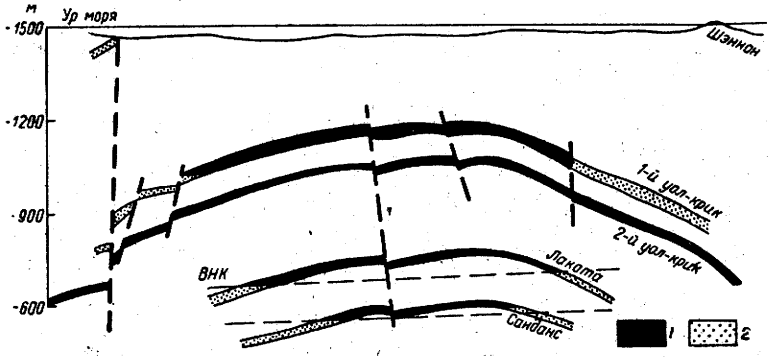


Рис. 257. Структурная карта и разрез месторождения нефти Солт-Крик.

1 — нефть; *2* — водоносный песок.

VI. БАССЕЙН УИНД-РИВЕР

Занимает центральную часть Вайоминга и ограничен хребтами и поднятиями Уинд-Ривер и Суитуотер на юго-западе и юге и Абсарока, Оул-Крик и Биг-Хорн на севере. Выполнен палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями; мощность последних местами достигает 3000 *м*.

Первая удачная скважина, пробуренная в 1884 г. в районе развития асфальтового покрова, открыла в триасовых песках на глубине 90 *м* нефтяную залежь Даллас, связанную с антиклинальной складкой. Несколько позднее здесь выявлена нефтяная залежь в пермских известняках, а в 1927 г. — в пенсильванских песках. В последующие годы открыт ряд нефтяных месторождений: в 1918 г. — Манерик-Спрингз, в 1923 г. — Секл-Ридж-Доум, в 1938 г. — Ривертон, в 1943 г. — Стимбоат-Батт, в 1949 г. — Западный Пойзон-Спайдер; также несколько газовых: в 1918 г. — Биг-Сэнд-Дро, в 1953 г. — Саут-Биг-Сэнд-Дро и др. В 1951 г. вблизи восточного края бассейна пробурена самая глубокая (5060 *м*) в Скалистых горах нефтяная скважина, которая, в частности, зафиксировала непромышленные признаки нефти и газа в меловых и юрских песках.

Всего в бассейне известно более 50 нефтяных и газовых месторождений, связанных преимущественно с антиклинальными структурами. Распределение нефтегазоносности по разрезу осадочных образований приведено в табл. 192.

Таблица 192

Распределение и характеристика продуктивных отложений по разрезу бассейна Уинд-Ривер

Возраст	Наименование	Литологический состав (мощность, *м*)	Состав залежи (плотность, *г/см*³)
Палеоген — неоген	Уайт-ривер	Пески	Нефть
	Уинд-ривер	»	Нефть, 0,8448
Верхний мел	Ланс	Пески и песчаники	Газ и нефть
	Месаверде	Пески	Нефть светлая, 0,8292
	Коди или стил	Сланцы	Нефть и газ
	Фронтиер (пять горизонтов), мадди, дакота	Пески	Газ и конденсат
Нижний мел	Лакота, кловерли	»	Газ и конденсат
Юра	Моррисон	Сланцы и пески	Газ
	Нэггет	Песчаники	Нефть, 0,8927
Триас	Чагуотер (горизонты кётис, крау, маунтинс и др.)	Пески	Нефть, 0,8498—0,8984. Газ
Пермь	Эмбар-фосфория	Известняки (12)	Нефть черная, 0,798—0,892. Горючий и сероводородный газ и конденсат
Пенсильваний	Тенслип	Пески, известняки (12)	Нефть черная и зеленая, 0,797—0,825. Газ
Миссисипий	Мадисон	Известняки	Нефть коричневая, плотная, 0,825

Наиболее значительно по запасам газа и его добыче месторождение Бивер-Крик, приуроченное к асимметричной антиклинали длиной около 11 *км*, разбитой в южной части широтным сбросом амплитудой около 50 *м*. Продуктивные горизонты — пески свит месаверде, фронтиер, мадди, лакота, тенслип и мадисон залегают в интервале глубины 1060—3350 *м*.

VII. БАССЕЙН ГРИН-РИВЕР

Занимает юго-западный Вайоминг, северо-восточную Юту и северо-западное Колорадо и ограничен поднятиями: с севера — Уинд-Ривер и Суитуотер, с востока — Парк, с юга — Уинта и с запада — Солт-Ривер. Он выполнен в основном мезо-кайнозойскими отложениями мощностью до 4500 *м* и разделен образовавшимся в послеэоценовое время меридиональным поднятием Рок-Спрингз, на два прогиба: восточный — Уошаки и западный — Бриджер.

Таблица 193

Распределение и характеристика продуктивных отложений бассейна Грин-Ривер

Возраст	Наименование	Литологический состав	Состав залежи (плотность, $г/см^3$) содержание серы — цифры со звездочкой, %)
Палеоген—неоген	Уосатч	Пески	Газ, нефть и конденсат
	Форт-юнион	»	Газ, нефть и конденсат
Верхний мел	Ланс	»	—
	Льюис	Сланцы, пески	—
	Месаверде (горизонты алмонд, эриксон, блэер и др.)	Пески	Газ, конденсат и нефть, 0,88; 0,2*
	Фронтиер (три горизонта)	»	
	Мадди	»	
	Дакота	»	
Юра	Моррисон	Пески, сланцы	
	Нэггет	Пески	
Пенсильваний	Тенслип	»	Нефть, 0,85; 1,10*
	Амсден	Известняки	
Миссисипий	Мадисон	»	
Кембрий	Флэтхед	Песчаники	
Докембрий	—	Кристаллические породы	Признаки нефти

Первая промышленная нефть получена в 1870 г. из отложений эоцена у Форт-Бриджер. В дальнейшем выявляется ряд месторождений, связанных с отложениями палеозоя и мезозоя. В 1900 г. открыто нефтяное месторождение Спрингз-Валли, в 1916 г. — Лост-Солджер, в 1920 г. — Вертц, а в 1938 г. — газовое месторождение Биг-Пайни. К началу 1957 г. разведано 15 газовых месторождений, в том числе три газоконденсатных, а в 1958 г. — еще пять месторождений газа, среди которых наиболее крупные Вамсаттер и Десерт-Спрингз-Юнит. В том же году открыто месторо-

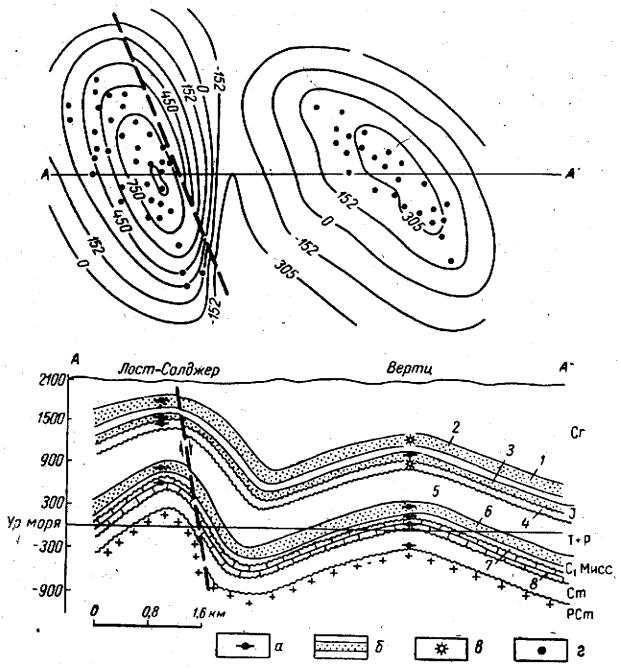


Рис. 258. Структурная карта кровли песчаника тенслип и разрез куполов Лост-Солджер и Вертц.

а — нефтяная скважина; *б—в* — залежи; *б* — нефтяная, *в* — газовая; *г* — продуктивные скважины. *1—3* — меловые отложения: *1* — фронтиер, *2* — маури, *3* — кловерли; *4* — юрские отложения: моррисон и санданс; *5* — отложения триаса и перми: чагуотер и фосфория; *6*, *7* — пенсильванские отложения: *6* — тенслип, *7* — амсден; *8* — миссисипские отложения.

ждение нефти Джойс-Крик. В 1959 г. выявлены значительные нефтяные залежи и в верхнемеловых песках Алмонд месторождения Патерик-Дро и Ист-Дезерт-Спрингз.

В бассейне насчитывается более 60 газовых и нефтяных месторождений, из которых бо́льшая часть связана с прогибом Уошаки и поднятием Рок-Спрингз. Распределение нефтегазоносности по разрезу приведено в табл. 193.

Газовые и нефтяные залежи приурочены к сводам структурных поднятий, иногда тектонически нарушенным, а также к зонам выклинивания песчаных коллекторов на их крыльях. В кайнозойских отложениях нефтяные и газовые залежи встречаются в линзовидно залегающих песчаниках, также связанных со структурными поднятиями. Глубина залегания газоносных толщ 570—3900 *м*.

Лост-Солджер — крупное нефтяное месторождение — приурочено к осложненному тектоническими разрывами куполу амплитудой около 1050 *м* (рис. 258). Нефтеносность связана с отложениями кембрия, миссисипия, пенсильвания, юры и мела, продуктивные горизонты которых

залегают на глубине от 75 до 1830 *м*. Здесь добыто более 10 млн. $м^3$ нефти.

На месторождении Вертц юрские и меловые горизонты, наоборот, чисто газоносные.

В настоящее время в бассейне производится в основном добыча газа и конденсата.

VIII. БАССЕЙН ХАННА

Находится на территории Вайоминга и ограничен на западе поднятием Ролинс, на севере — Суитуотер, на юге — хребтом Медисин-Боу, на востоке — бассейном Ларами. В геологическом строении принимает участие мощная (до 11 500 *м*) толща палеозойских и мезо-кайнозойских отложений (табл. 194).

Таблица 194

Литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Ханна

Система, отдел		Серия, свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Миоцен		Норт парк	Песчано-глинистые отложения	0—130
Эоцен нижний		Ханна	То же	2300
Мел	Верхний	Феррис	Жерновые песчаники, сланцеватые глины с прослоями углей	2150
		Медисин-боу		1300—2070
		Льюис	Глинистые сланцы	1100
		Месаверде	Сланцы и песчаники с прослоями углей	750—900
		Стил	Глинистые сланцы	1300—1650
		Ниобрара	Сланцы	630
		Карлайл	Глинистые сланцы	130
		Фронтиер	Пески и песчаники	242
		Маури	Сланцы	40
		Термополис	Глинистые сланцы	60
	Нижний	Кловерли	Сланцы, пески, песчаники	43
Юра верхняя		Моррисон, санданс	Глинистые сланцы с прослоями глин, песчаников и известняков	117
Триас		Чагуотер	Песчано-глинистые породы	430
Пермь		Эмбар?	Известняки и доломиты	50
Карбон, пенсильванский		Тенслип	Карбонатные породы	83
Допенсильванские отложения				

Распределение нефтегазоносности по разрезу приведено в табл. 195. Известно несколько месторождений нефти и газа, связанных со сводами антиклинальных поднятий и с их крыльевыми зонами. Нефтяные месторождения Оверленд, Хэтфилд и Симпсон Ридж открыты в 1923 г. Глубина залегания продуктивных толщ изменяется от 200 до 1830 *м*.

Таблица 195

Распределение и характеристика продуктивных отложений бассейна Ханна

Возраст	Наименование	Литологический состав	Характер углеводородов (плотность, *г/см*³)
Палеоген — неоген	Квили	Пески	Нефть, 0,904
Верхний мел	Дакота (кловерли)	»	Газ
Юра	Санданс	Пески и сланцы	Нефть, 0,825
Пенсильваний	Тенслип	Пески и известняки	Нефть парафинистая, 0,810

IX. БАССЕЙН ЛАРАМИ

Расположен в Вайоминге и представлен погружающейся к северу синклиналью, заключенной между докембрийскими хребтами Ларами на востоке и Медисин-Боу на западе. Кристаллические породы докембрия покрыты отложениями карбона и мезозоя общей мощностью до 2700 *м*, сложенными преимущественно сланцеватыми глинами.

Первые промышленные месторождения — нефтяное Рок-Крик и газовое Эллен-Лейк — открыты в 1918 г. После увеличения объема поисково-разведочных работ открыты месторождения нефтяные: в 1923 г. — Рекс-Лейк, Медисин-Боу, в 1926 г. — Даттон-Крик, в 1936 г. — Ист-Эллен-Лейк, в 1938 г. — Биг-Холлоу и Ойл Спрингз, в 1947 г. — Херрик, Севен-Майл, в 1948 г. — Литл-Ларами, в 1951 г. — Хорн-Браваз и в 1953 г. — Литл-Медисин Боу и др. и газовое в 1934 г. — Квили-Доум.

Всего известно более 20 месторождений. Распределение нефтегазоносных горизонтов приведено в табл. 196.

Таблица 196

Распределение и характеристика продуктивных отложений бассейна Ларами

Возраст	Наименование	Литологический состав (мощность, *м*)	Характер углеводородов (плотность, *г/см*³)
Верхний мел	Шэннон	Пески и глины	Газ, конденсат
	Уол-крик (фронтиер)	Пески	Нефть, газ и конденсат
	Мадди	Пески и песчаники	Нефть, 0,855—0,860. Газ и конденсат
	Дакота	Пески (15—30,5)	Нефть, 0,855—0,870. Жирный газ
	Кловерли	Пески и песчаники	
Юра	Санданс	Пески и сланцы	Нефть, 0,839—0,855. Жирный газ
Пенсильваний	Джаспер (тенслип)	Известняки	Нефть, 0,738—0,921, серы до 3%

Месторождения связаны с вторичными антиклинальными структурами и куполовидными поднятиями восточного склона горного хребта Медисин Боу и с крупными антиклиналями Рок-Крик, Фут-Крик и Эллен-Лейк. Продуктивные свиты залегают на глубине: шэннон — 480—1740 *м*, уолкрик — 525—1200 *м*, мадди — 405—1740 *м*, дакота и лакота — 780—1200 *м*, санданс — 510—1870 *м* и джаспер — 1080—1520 *м*. Наибольшая суточная добыча нефти (856 *т*) производится из базального горизонта свиты санданс, а максимальная суточная добыча газа (2,3 млн. $м^3$) — из первого горизонта этой же свиты на месторождении Медисин-Боу.

X. БАССЕЙНЫ УИНТА И ПАЙСЕНС

Бассейн Уинта площадью 208 × 176 *км* расположен в основном в северо-восточной Юте. С севера и запада к нему примыкают высокие горные хребты Уосатч и Уинта, с юга — Сан-Рафаэль, с юго-востока — Анкомпагре, с востока он отделен от подобного бассейна Пайсенс, занимающего северо-западное Колорадо, низким сводообразным поднятием Дуглас-Крик.

Бассейн представляет котловину с крутым северным и пологим южным крыльями, выполненную палеозойскими (кроме силура), мезозойскими и кайнозойскими образованиями мощностью соответственно 1300, 3100 и 4500 *м*. Максимальная мощность последних приходится на центральную, наиболее прогнутую часть бассейна. Палеогеновые отложения начинаются палеоценом до 800 *м* мощности: внизу сланцы, вверху алевролиты с прослоями доломитов и песков, озерные сланцы, известняки и песчаники. Выше — эоценовые отложения — глинистые сланцы и русловые или дельтовые песчаники, замещающиеся к центру бассейна озерными глинами и битуминозными кремнистыми доломитами. В них выделяют свиты: уосатч — красные и зеленые сланцы, алевролиты и тонкозернистые песчаники с трещинами, выполненными озокеритом; местами верхняя часть свиты представлена озерными отложениями, содержащими нефтяные сланцы; грин-ривер мощностью более 2300 *м* — озерные, прибрежные и континентальные отложения с прослоями в нижней части свиты темных битуминозных сланцев, с трещинами, выполненными альбертитом и ингремитом, с прослоями прибрежных песчаников, пропитанных в нижней и средней частях свиты жидким гильсонитом, в верхней части свиты — асфальтом; уинта мощностью до 1140 *м* — красные и зеленые сланцы, алевролиты и песчаники с жилами вуртцилита. Разрез завершается олигоценовой свитой душейн-ривер мощностью около 900 *м* — красные сланцы, алевролиты, песчаники и конгломераты.

Бассейн осложнен несколькими сбросовыми зонами, а его юго-восточный и западный борта — пологими структурными носами и антиклинальными поднятиями.

Первая промышленная добыча нефти началась на месторождении Рэйнджели в 1902 г. из трещиноватых верхнемеловых сланцев и в 1933 г. из пенсильванских песков вебер. На месторождении Айлес в 1924 г. нефть получена из верхнемеловых сланцев, а в 1927 г. — из юрских отложений. В последующие годы открыт ряд месторождений, связанных с мезозойскими и палеозойскими отложениями: в 1923 г. — Моффат-Доум, в 1925 г. — Эшли-Вэлли и др., в 1943 г. — Дуглас-Крик и в 1946 г. Элк-Спрингз. С 1949 г. выявлены месторождения, связанные с кайнозойскими отложениями: в 1949 г. — первое крупное месторождение нефти Рузвельт; в 1951 г. — аналогичные Ред-Уош, Солт-Лейк, Дачезн и в 1953 г. — Меза и Каунти, а также газовое месторождение Петерс-Пойнт, дающее из свиты уосатч ежесуточно до 566 тыс. $м^3$ газа.

Таблица 197

Распределение и характеристика продуктивных отложений бассейнов Уинта и Пайсенс

Возраст	Наименование	Литологический состав (мощность, *м*)	Тип коллекторов и их свойства		Состав залежей (плотность, *г/см³*, содержание серы — цифра со звездочкой, —%)
			пористость, %	проницаемость, *мд*	
Палеоген — неоген	Уинта	Песчаники	Гранулярный		Нефть парафинистая, 0,835
	Грин-ривер	Пески (до 240)	5,5—12	1,06—6500	Нефть парафинистая, 0,825—0,876; 0,1 *
	Уосатч	Песчаники	Трещиноватый		Нефть парафинистая, 0,815; 0,1 *
	Форт-юнион	Пески	Гранулярный		Газ
Мел	Месаверде	Пески, песчаники	—		Газ и нефть
	Манкос	Сланцы	Трещиноватый		Нефть, 0,771. Признаки газа
	Ниобрара	»	»		Нефть асфальтовая, 0,844
	Феррон (фронтиер)	Пески (30—400)	1—21	100—1000	Газ
	Дакота, лакота	Песчаники (27—50)	15	50—1675	Газ. Нефть парафинистая, 0,839
Юра	Моррисон	Пески, песчаники	19,4	До 11	Нефть парафинистая, 0,783—0,870; 0,1 *. Газ
	Энтрада	То же	17—19,7	20—35	Нефть смешанного основания, 0,788—0,870. Газ
Триас	Шинарамп	Конгломераты	Сильно изменчивый		Нефть черная, смешанного основания, 0,829; 0,52 *
	Моенкопи	Пески, сланцы	Гранулярный, трещиноватый		То же
Пермь	Кокинио	Песчаники	То же		Газ метановый
Пенсильваний	Вебер	Песчаники с прослоями красных сланцев (210—370)	4,9—18	1,9—84	Нефть асфальтовая, 0,9—0,87; 0,7 *

Бассейн Пайсенс представляет восточное продолжение бассейна Уинта, также выполнен мощной толщей эоцена, состоящей из свит уосатч, грин-ривер и бриджер. Самое старое газовое месторождение Уайт-Ривер открыто в 1890 г. В 1930 г. выявлено газовое месторождение Пайсенс-Крик, а в течение 1953—1955 гг. еще пять газовых месторождений.

Распределение нефтегазоносности по разрезам бассейнов приведено в табл. 197.

Основные нефтеносные горизонты приурочены к трещиноватым глинистым породам и песчаникам средней части свиты грин-ривер. На северном и восточном бортах бассейна Уинта нефтеносность связана с пенсильванской свитой вебер, а на юго-западном — с меловой свитой месаверде. На плато Уосатч, примыкающем с юго-запада к бассейну Уинта, газоносны пески свит феррон (фронтиер) и дакота.

Залежи нефти и газа в бассейнах Уинта и Пайсенс весьма разнообразной формы. В пределах южных крыльев они приурочены к структурным, стратиграфическим и литологическим ловушкам, а в пределах северных — к структурным (табл. 198).

Таблица 198

Типы залежей месторождений нефти и газа бассейнов Уинта и Пайсенс

Типы залежи	Примеры месторождений	Возраст продуктивной толщи
Пластовые сводовые	Рэйнджели	Пенсильваний
То же	Моффат	Верхний мел, юра и пермь
Тектонически экранированные	Дачезн, Эшли-Валли	Эоцен
То же	Элк-Спрингс	Пенсильваний
Пластовые сводовые структурных носов	Пайсенс-Крик, Ред-Уош, Рузвельт	Эоцен
Литологически и стратиграфически экранированные	Рэйнджели	Верхний триас

Главное нефтяное месторождение бассейна Уинта Рэйнджели связано с обширным асимметричным и нарушенным разрывами куполом амплитудой около 580 *м* (рис. 259). Основной нефтеносный горизонт — пенсильванские песчаники свиты вебер; мощность их около 370 *м*. Максимальные дебиты — в скважинах, расположенных на северном и северо-западном крыльях купола. Значительно меньшей нефтеносностью обладают верхнемеловые сланцы свиты манкос, залегающие на глубине 150—510 *м*, а также выклинивающиеся на крыльях купола верхнетриасовые конгломераты свиты шинарумп. В пределах свода купола имеется газовая залежь в отложениях юрской свиты моррисон, а одна скважина здесь дала газ и из песчаников свиты дакота.

Второе крупное месторождение бассейна Ред-Уош-Уолкер-Холлоу расположено на восточном борту. Нефтеносность и газоносность связаны с многочисленными изолированными песчаными линзами в свитах грин-ривер, уосатч и уинта, приуроченными к крупному структурному носу, погружающемуся к западу. Глубина залегания таких линз 1420—1720 *м*, начальные суточные дебиты нефтяных скважин 1,6—53,7 *т*.

На плато Уосатч имеется несколько газовых месторождений, связанных с меловыми песками свиты феррон, с запасами газа около 21 млрд. $м^3$. Наиболее крупные Клиа-Крик и Флэт Каньон приурочены к хорошо выраженным в рельефе антиклиналям поднятия Монумент.

Особенно примечателен бассейн Уинта крупными промышленными скоплениями твердых битумов и разнообразными поверхностными нефтегазопроявлениями. Запасы нефти только поверхностных битуминозных песчаников района Саннисайд исчисляются 204 млн. $т$, а аналогичных песчаников зоны несогласия меловых и кайнозойских толщ района Асфальт-Ридж — 398 млн. $т$. Наличие твердых и полутвердых битумов типа гильсонита, альбертита, вуртцилита и озокерита, а также керогено-

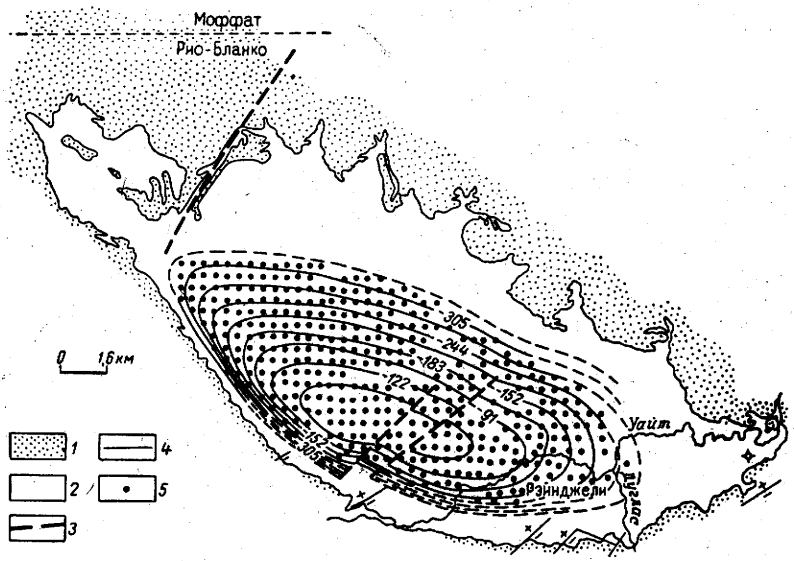


Рис. 259. Структурная карта кровли песчаника вебер купола Рэйнджели (Рио-Бланко, штат Колорадо).

1 — свита месаверде (Cr_2); *2* — сланцы свиты манкос (Cr); *3* — разрыв, не выходящий на поверхность; *4* — разрыв, выходящий на поверхность; *5* — скважина, давшая нефть из песчаника вебер, пенсильвания.

вых сланцев значительно увеличивает потенциальные ресурсы бассейна. Запасы извлекаемого сланцевого масла битуминозных сланцев свиты грин-ривер только одной зоны Махогани оцениваются в 54,4 млрд. $т$.

XI. БАССЕЙН ДЕНВЕР (ДЕНВЕР-ДЖУЛСБУРГ)[1]

Бассейн представляет крупный прогиб площадью 480 × 320 $км$. Расположен в восточном Колорадо, западном Небраске и юго-восточном Вайоминге. Ограничен сводообразными поднятиями: с северо-востока — Чедрэн и Кембридж, с юго-востока — Лас-Анимас, с юго-запада — Апишапа, с запада — Передовым хребтом Скалистых гор. Восточное крыло образует пологую гомоклиналь, западное характеризуется складчатым строением (рис. 260); с последним связаны наиболее погруженные участки бассейна.

Несмотря на то, что первое нефтяное месторождение Флоренс было открыто в 1862 г. — спустя три года после получения промышленной нефти в Пенсильвании, освоение бассейна шло весьма медленно. Следующие

[1] Представляет ярко выраженный предгорный прогиб, однако в американской литературе обычно относится к системе Скалистых гор. — *Прим. ред.*

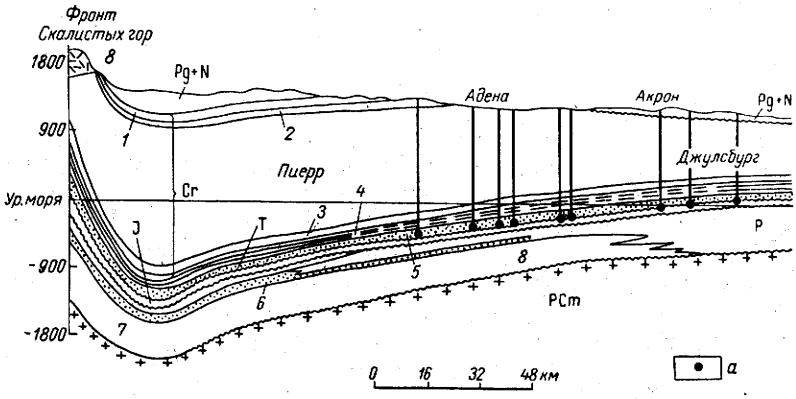


Рис. 260. Поперечный разрез через бассейн Денвер (штат Колорадо).

1 — ларамийские слои; *2* — фокс-хилз; *3* — ниобрара; *4* — бентон; *5* — дакота; *6* — лайонс; *7* — пенсильваний; *8* — фаунтейн. *а* — нефтяная залежь.

Таблица 199

Литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Денвер
(центральная часть)

Система, отдел		Серии и свиты	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Палеоген — неоген		—	Пески, алевролиты и конгломераты	500
Мел	Верхний (монтана)	Ларами и фокс-хилс	Известняки, сланцы, глины	300
		Пиерр	Сланцы с тонкими прослоями песчаников и известняков	2400
	Верхний (колорадо)	Ниобрара и бентон	Сланцы с прослоями песчаников	450
		Дакота	Песчаники и глинистые сланцы	До 130
	Нижний	Лакота		
Юра		Моррисон	Переслаивающиеся глинистые сланцы, глины, песчаники и известняки	110
Триас и пермь		Нипеуолл	Пески, глины в кровле гипс	84
		Самнер	Пески, песчаники в кровле ангидрит	60
		Чейз	Известняки с прослоями сланцев	140
Пенсильваний		Шони	Известняки	95
		Лансинг, канзас-сити	Известняки с прослоями сланцев	73
		Марматон	Известняки	61
		Чироки	Известняки с прослоями песков и глин	64
		Атока	Известняки	29
		Морроу	Переслаивающиеся пески и глины	52

открытия начинаются спустя 40 лет. В 1902 г. в меловых отложениях открыто первое газонефтяное месторождение Боулдер, в 1923 и 1930 гг. — нефтяные месторождения Форт-Коллинз и Гризевуд. В последующие 19 лет поисковые работы не дали положительных результатов, но с 1949 г. они привели к открытию в тех же отложениях крупных нефтяных месторождений: в 1949 г. — Гарли, в 1952 г. — Литл-Бивер, в 1953 г. — Адена. В 1953 г. установлена нефтеносность пермских песков месторождения Киота, расположенного в наиболее погруженной части бассейна. В дальнейшем по объему разведочных и геофизических работ, а также добыче нефти бассейн стал занимать ведущее место в области Скалистых гор. В 1955 г. пробурено 2200 скважин. За 1957—1962 гг. открыто 173 нефтяных и газовых месторождений и залежей. Бо́льшая часть месторождений приурочена к восточному пологому крылу. Только два небольших месторождения с продуктивными горизонтами в породах пенсильвания открыты в своде и западном крыле антиклинали Кембридж.

Стратиграфический разрез бассейна показан в табл. 199.

Основные продуктивные горизонты связаны с песками и песчаниками свиты дакота и пермскими отложениями, второстепенные — с пенсильванскими, причем первые залегают на глубине 1066—2134 *м* и разрабатываются в наиболее крупных месторождениях Адена, Литл-Бивер, Гаррисберг и Бобкаг (табл. 200).

Таблица 200

Распределение и характеристика продуктивных отложений бассейна Денвер

Возраст	Наименование	Литологический состав (мощность, *м*)	Тип коллекторов и их свойства (пористость, %; проницаемость, *мд*)	Характер углеводородов (плотность, *г/см*³)
Верхний мел	Дакота J	Пески, песчаники с линзами алевролитов, глины (0,6—54)	Пористость 19,7—22,8; проницаемость 589—1077	Нефть парафинистая, 0,810—0,849. Газ
	D	Алевролиты с песчаными линзами и шнурковыми телами (0,6—33)	Сильно изменчивы	
Нижний мел	Лакота	Пески	—	—
Пермь	Лайонс	Песчаники	—	Нефть, 0,844, парафинистая, с низким содержанием серы
Пенсильваний	Шони, лансинг, канзас-сити, марматон, атока, морроу	Известняки и песчаники	—	Нефть

Структурные типы месторождений и формы их залежей в пределах бассейна различные (табл. 201). На восточном крыле литологические и стратиграфические залежи нефти и газа, приуроченные к структурным

Таблица 201

Структурные формы месторождений и типы нефтяных залежей бассейна Денвер

Структурные формы	Типы залежей	Примеры месторождений	Возраст продуктивной толщи
Гомоклиналь	Литологические и стратиграфические:		
	а) песчаные линзы	Гаррисберг, Стауффер	Верхний мел
	б) рукавообразно залегающие песчаники	Сэнди-Ривер	То же
	с) песчаные горизонты, замещающиеся вверх по восстанию глинами	Литл-Бивер, Адена	»
Антиклиналь	Пластовые сводовые	Почти все месторождения северо-восточной части бассейна	»

носам и террасам, составляют 68,4%, структурные и структурно-стратиграфические — соответственно 8,4 и 23,1%. Продуктивность песчаников свиты дакота (горизонт D) в северной части бассейна связана в основном со слаборазвитыми структурами, в южной части — со стратиграфическими ловушками.

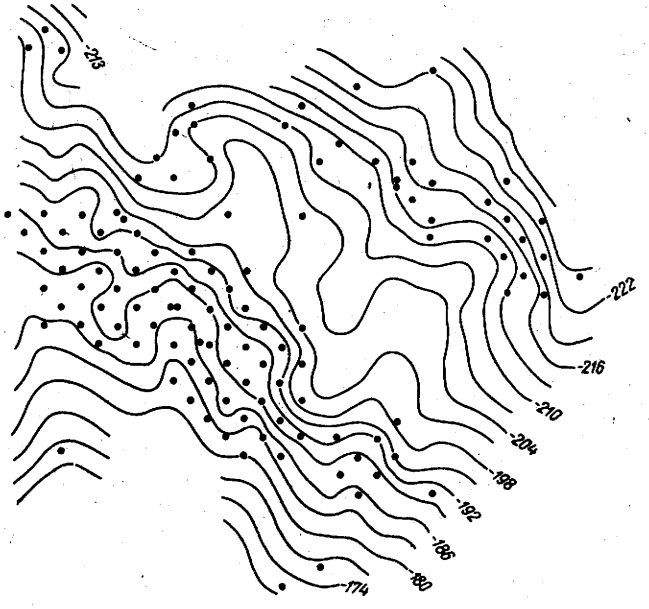


Рис. 261. Структурная карта кровли мелового песка J месторождения Литл-Бивер.

Месторождение Литл-Бивер — одно из крупнейших (рис. 261). Нефтяные и газовые залежи приурочены к стратиграфическим ловушкам в песках свиты дакота, развитым или в пределах древних локальных поднятий морского дна, или на структурных террасах. Выделяются верхний и нижний продуктивные пласты мощностью соответственно 0,6—7 *м* и 1,8—13 *м*; первый разрабатывается в восточной части месторождения,

второй — в западной. Продуктивная площадь месторождения достигает 14,2 тыс. *га*.

Второе крупное газонефтяное месторождение с продуктивной площадью 4,8 тыс. *га* — Адена. Стратиграфические залежи в песках свиты дакота (горизонт J) содержит 5,4 млн. *т* нефти и 960,2 млн. $м^3$ газа.

XII—XIV. ГРУППА БАССЕЙНОВ ФОР-КОРНЕРС

В эту группу, расположенную на стыке четырех штатов — Юта, Колорадо, Аризона, Нью-Мексико, входят три бассейна: Сан-Хуан, Парадокс и Блэк-Меза, выполненные мощными осадочными толщами от кембрийского до палеогенового возраста включительно (табл. 202).

Таблица 202

Литолого-стратиграфический разрез отложений бассейнов Фор-Корнерс

Система, отдел	Серия, свита, толща		Краткая литологическая характеристика	Мощность, *м*
Палеоген	Сан-джозе (уосатч) Ньюерко-торреджон		Сланцы	0—780 0—420
Мел (монтана)	Оджо Аламо, киртленд (фарминтон)		Угленосные отложения	0—400
	Фруитленд, пикчад-клиффс		Песчаники, сланцы	0—30
	Льюис		Сланцы	40—580
	Меса-верде	Клифф-хаус	Песчаники	0—40
		Менефи	Угли, песчаники и сланцы	0—270
		Пойнт-лукаут	Песчаники	0—30
Мел (колорадо)	Манкос	Верхний манкос Верхний галлап Нижний галлап (токито) Средний манкос Сэнести Нижний манкос Гринхум Грэнерос	Сланцы Песчаники » Сланцы Песчаные известняки Сланцы Известняки Сланцы	35—550
Мел (дакота)	Дакота		Песчаники	20—70
Юра верхняя	Морриссон	Браши-бэйсин Вествота Рекэпча Солт-уош	Сланцы Песчаники Сланцы Песчаники	
Юра средняя	Санрафаэль	Энтрада	»	До 1000
Триас верхний	Гленканьон	Уингейт Чинли Шинарамп	Песчаники Сланцы Конгломераты	

Продолжение табл. 202

Система, отдел		Серия, свита, толща		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Триас нижний		Моенкопи		Сланцы	До 1000
Пермь		Катлер		Красноцветные песчаники	0—600
Пенсильваний	Вирджил	Рико		Сланцы, известняки	0—700
	Миссури	Хермоза	Ханакер-трейл	Известняки и доломиты	До 300
	Де-муан		Парадокс	Эвапориты, в краевых зонах бассейнов пористые известняки, сланцы	600—2000
			Пинкертон-трейл	Известняки и сланцы	0—75
	Аттока морроу		Молас	Глины с линзами известняков, песчаники и сланцы	0—57
Миссисипий	Мерамек, осадж, киндерхук		Лидвилл	Известняки с линзами глин	33—60
			Мадисон	Доломиты	30—59
Девон			Оурей	Известняки и доломиты с прослоями глин	—
		Эльберт	Верхний эльберт	Переслаивающиеся доломиты, сланцы, известняки и песчаники	45—60
			Мак-кракен	Пески с линзами доломитов	90
		Анет		Доломиты с прослоями сланцев и алевролитов	33—60
Кембрий верхний		Линч		Доломиты	—
Кембрий средний		Боуман-хартман		Известняки	—
Кембрий нижний		Офир		Глины с прослоями известняков и доломитов	0—60
		Тинтик		Пестроцветные песчаники, внизу аркозовый конгломерат, местами кварцит игнейсио	45

XV. **Бассейн Парадокс** занимает Юго-Восточную Юту, Юго-Западное Колорадо, северо-западный угол Нью-Мексико и небольшую часть Северо-Восточной Аризоны и ограничен с северо-востока и востока сводами Анкомпагре, Сан-Луис и Пенаско, а с запада и юго-запада — зоной поднятий Сан-Рафаэль, Кайбаб, Дефайанс и Зьюни. Длина бассейна превышает 580 *км*, ширина достигает 270 *км*.

Первая нефть получена в 1907 г. из пенсильванских отложений на площади Мексикан-Хэт из небольшой стратиграфической ловушки, однако добыча была кратковременной. Благодаря проведенному в последующие годы в различных районах бурению отдельных скважин зафиксированы многочисленные нефтепроявления. Начавшееся в 1940—1950 гг. разбуривание поверхностных структур привело к открытию в пенсильванских отложениях нефтяных месторождений в 1948 г. — Доув-Крик и в 1954 г. — Дезерт-Крик. В 1948 г. в этих отложениях открыто нефтегазовое месторождение Баундари-Батт. После увеличения объема поисково-разведочных работ в пенсильванских отложениях открыты месторождения нефти: в 1955 г. — Норт-Баундари-Батт, в 1956 г. — Анет, Ист-Анет, Рекэпча-Крик, Ханев, Саут-Ховнуип и Блафф. В 1957 г. в миссисипских известняках штата Юта обнаружено нефтяное месторождение Биг-Флэт. На южном крыле бассейна в 1956 г. открыты месторождения газа Бита-Пик и Норт-Тох-А-Тин.

В бассейне известно более 40 месторождений; все они приурочены к простирающимся в северо-западном направлении палеозойским поднятиям его юго-западного борта, в пределах которого в пенсильванское время отлагались преимущественно карбонатные толщи. В большинстве месторождений пористые и проницаемые отложения обычно располагаются на склонах структур, в сводовых же зонах коллекторы обычно отсутствуют. Ни в одной из структур, связанных с крупным поднятием Монумент [176 × 96 *км*], нефть и газ в промышленных количествах не получены.

Распределение нефтегазоносности по разрезу приведено в табл. 203.

Основными промышленно нефтеносными горизонтами являются пенсильванские карбонатные породы зон дезерт-крик и блафф, залегающие на глубине 1500—1800 *м*. На месторождениях Доув-Крик, Анет, Норт-Дезерт-Крик, Дезерт-Крик и Блафф разрабатывается первая зона, а на Ханев, Рекэпча-Крик, Саут-Ховнуип, Бита Пик, Ист-Баундари-Батт, Норт-Баундари-Батт и Блафф — вторая зона. Промышленная добыча из остальных горизонтов этого возраста ведется лишь в немногих месторождениях.

Месторождение Анет — одно из крупных в области Скалистых гор. Приурочено к приподнятой на 40 *м* антиклинали площадью 17,6 × × 4,4 *км*, сложенной верхнемеловыми и юрскими породами. Нефтеносны отложения зон блафф и дезерт-крик; первоначальная суточная добыча нефти превышала 230 *т*, среднее отношение газа к нефти 700 : 1. Запасы месторождения оцениваются в 11 млн. *т*.

Структурные формы месторождений и типы их залежей, развитые в области Фор-Корнерс, охарактеризованы в табл. 203а.

XVII. **Бассейн Сан-Хуан** по добыче газа один из важнейших в США. Занимает северо-западную часть Нью-Мексико и представляет крупный верхнемеловой прогиб площадью около 50 тыс. *км*^{2}, ограниченный одноименным хребтом с севера и поднятиями: Насимьенто — с востока, Тейлор и Зьюни — с юга и Часка и Дефайанс — с запада. Осадочные толщи, выполняющие бассейн, полого погружаются к его центральной части. Даже в пределах моноклинали Хогбэк, разделяющей бассейн на Внешний и Внутренний прогибы, углы их падения не превышают 45′. Лишь по периферии его наблюдаются интенсивные пликативные и дизъюнктивные дислокации. Мощность отложений в центральной части бассейна достигает 3300—4500 *м*, из них более 1800 *м* приходится только на верхнемеловые песчаники и сланцы. Палеозойские отложения изучены слабо, так как вскрыты небольшим количеством скважин в бортовых частях.

Таблица 203

Распределение и характеристика продуктивных отложений бассейна Парадокс

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, м	Свойства коллекторов		Состав залежей (плотность, г/см³)
				пористость, %	проницаемость, мд	
Мел	Дакота	Песчаники	—	—		Нефть, газопроявления
Триас	Шинарамп	»	—	—		Нефть
Пермь	Де-челли	»	—	—		»
Пенсильваний	Рико	Известняки	—	—		Признаки нефти и газа
	Хермоза (верхняя часть), зона блафф	Известняки с прослоями черных глинистых сланцев	4—30	Средняя 12	Средняя 10	Нефть, 0,737. Газ
	Парадокс, зона дезерт-крик	Известняки, иногда рифовые с прослоями доломитов и ангидритов	До 27—52	Средняя 10	До 50	Нефть, 0,737—0,825. Газ и конденсат
	Средний горизонт	Соль, ангидрит, в краевых зонах известняки и доломиты	75—255			Газ и нефть или их признаки
	Нижний горизонт	То же	15—54			
Миссисипий	—	Известняки и доломиты	—	—		Газ, нефть
Девон	—	То же	—	—		Газ и признаки нефти

Первая промышленная нефть получена в 1911 г., промышленный газ — в 1921 г. Систематическое изучение геологического строения практически до 1920 г. не проводилось. После 1920 г. поисково-разведочное бурение ставится на выявленных геологическими методами антиклиналях северной и южной окраин бассейна, где меловые пески свиты дакота залегают на относительно небольшой глубине. За период с 1922 по 1929 г. открыт ряд месторождений нефти, связанных с меловыми песками: в 1922 г. — Хогбэк, в 1924 г. — Ред-Меза и Блумфилд, в 1925 г. — Тейбл-Меза, в 1926 г. — Хоспах и Бланко, в 1928 г. — Стони-Батт, в 1929 г. — Крома. В 1929 г. на месторождении Реттлеснейк впервые выявлена нефть пенсильванской свиты парадокс, а в 1932—1940 гг. — газ в миссисипских и девонских отложениях. В последующие годы в породах мезозоя открыты нефтяные месторождения: в 1931 г. — Освелл, в 1934 г. — Ред-

Таблица 203а

Структурные формы месторождений и типы нефтяных залежей бассейнов Фор-Корнерс

Структурные формы	Типы залежей	Примеры месторождений	Возраст продуктивных отложений
Антиклинальные	Пластовые сводовые	Биг-Флэт	Миссисипий
	Пластовые сводовые тектонически экранированные	Блафф	Пенсильваний
	Массивные, связанные с рифовыми известняками	Анет	»
	Стратиграфические или литологические	Баундари-Батт, Дезерт-Крик, Сев. Дезерт-Крик, Анет?	»
Синклинальные	Литологические	Бланко-Меза Верде	Верхний мел
	»	Мексикан-Хэт	Верхний пенсильваний
Гомоклинальные	Литологические	Бисти	Верхний мел

Маунтин (Дилко), в 1953 г. — Гремпс-Прайс, в 1950 г. — Линдрит, в 1952 г. — Саут-Торреджон, в 1955 г. — Саут-Вест-Линдрит, Саут-Джикарилла и Бисти, в 1956 г. — Добжи-Каньон и Верде-Галлап. Значительные газовые залежи обнаружены в 1945 г. в пенсильванских отложениях месторождения Баркер-Доум, а несколько позже — в верхнемеловых песках месторождений Фалчер-Катз и Саут-Бланко, а также в центральной части бассейна. Скопления газа открыты и в юрских отложениях поднятия Игнейсио. В бассейне выявлено более 80 нефтяных и газовых месторождений.

Распределение нефтегазоносности по разрезу приведено в табл. 204.

В центральной части бассейна газоносны верхнемеловые песчаники свит месаверде и цикчад-клиффс, а в северо-западной — преимущественно пенсильванские известняки и доломиты. Добыча нефти в центральной части бассейна производится из песчаников свит месаверде и дакота и сланцев панкос, а в северо-западной (месторождение Реттлеснейк) — из отложений свиты парадокс, миссисипских и верхнего девона. Наибольшее количество нефтяных и газовых залежей связано с породами мезозоя.

Самая крупная по размерам не только в данном бассейне, но и в пределах США — газовая залежь месторождения Бланко-Меза-Верде. Приурочена к широкой, простирающейся в северо западном направлении пологой гомоклинали, в пределах которой песчаники серии месаверде (особенно свиты менефи) залегают линзообразно. Площадь месторождения достигает 340 тыс. *га*, длина его 102 *км*, ширина 54 *км*. Основные продуктивные горизонты — песчаники свит клифф-хаус и пойнтлукаут — залегают на глубине 1350—1950 *м*, а менее продуктивные —

Таблица 204

Распределение и характеристикаа продуктивных отложений бассейна Сан-Хуан

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, м	Тип коллекторов		Состав залежи (плотность, г/см³; содержание, %)
				пористость, %	проницаемость, мд	
Мел	Фармингтон	Переслаивающиеся континентальные песчаники и озерные глины	—	Гранулярный		Нефть, 0,738—0,828. Газ
	Фруитленд	Сланцы и пески	—	Трещиноватый и гранулярный		Газ
	Пикчад-клиффс	Песчаники	—			Газ, CH_4 83,87%
	Клифф-хаус	»	До 48	Средняя (песков) 10	0,01—8,0, средняя 1,5	Газ. Нефть, 0,801—0,810
	Менефи	Сланцы и пески				Нефть та же
	Пойнт-лукаут	Песчаники		Коллекторские свойства изменчивы		Газ, нефть
	Верхний манкос	Сланцы		Трещиноватый		То же
	Галлап верхний	Песчаники	10,5	5—20	До 100	Нефть 0,801—0,876, не сернистая. Газ
	Галлап нижний	Глинистые песчаники	30	—	1,25	
	Гринхорн	Сланцы		Трещинный		
	Дакота	Песчаники с включением углистых сланцев	30	14	1500	Нефть, 0,702—0,865. Газ, конденсат
Юра	Моррисон	Известняки, сланцы	—	Трещинный		Газ
	Энтрада	Песчаники	12	Гранулярный		Нефть, 0,815
Триас	Чинарамп	Песчаники и конгломераты	—	Коллекторские свойства сильно изменчивы		Газ
Пенсильваний	Парадокс	Рифовые известняки, доломиты с прослоями ангидритов	—	Средняя 3,5	До 30	Нефть, 0,771—0,815. Газ, H_2S до 14%
Миссисипий		Известняки и глины	—	Трещинный		Нефть и газ
Верхний девон	Мак-кракен	Известняки, доломиты, песчаники	—	Трещинный, гранулярный		То же
Кембрий	Тинтик	Кварциты	—	—		Признаки нефти и газа

песчаники свиты пикчад-клиффс — на глубине 540—1050 *м*. Суточная добыча газа из первого горизонта варьирует от 750 до 141 тыс. $м^3$, из второго — от 300 до 240 тыс. $м^3$. Запасы газа оцениваются в 1,05 млн. $м^3$ на 1 *га* площади залежи.

Добыча газа из горизонта парадокс ведется на месторождениях Баркер-Крик-Доум и Ют-Доум. Начальные суточные дебиты скважин достигают 700—1120 тыс. $м^3$.

Наиболее значительное нефтяное месторождение Бисти расположено на южном борту бассейна, представляющем гомоклиналь. Залежи нефти заключены в линзовидных песчаниках свиты галлап. Продуктивная площадь достигает 100 $км^2$. Начальные суточные дебиты скважин изменяются от 27 до 180 *т*; запасы оцениваются в 3,4—4,5 млн. *т*. Ниже по падению в этих песчаниках обнаружены залежи газа.

КАЛИФОРНИЯ

В Калифорнии выделяются пять промышленно нефтегазоносных межгорных бассейнов: Сан-Хоакин, Салинас-Кайяма, Санта-Мария, Вентура, Лос-Анжелес и один перспективный бассейн р. Ил (рис. 262). Самый обширный Сан-Хоакин обрамлен невадийскими (юрскими) массивами и молодыми складчатыми Береговыми хребтами; остальные бассейны расположены среди молодых Береговых и Поперечных хребтов, частично открываясь в Тихий океан.

Выходы нефти и асфальта известны еще индейцам, аборигенам нынешней Калифорнии. В конце 50-х — начале 60-х годов прошлого столетия промышленник Скотт проводил малоуспешную разведку в районе крупных выходов асфальта в округе Вентура. Промышленная нефть впервые получена в 1865 г. в результате бурения, произведенного геологом Силлименом у выходов нефти в округе Гумбольдт. С 1880 г., после открытия относительно крупного месторождения в районе Пуэнте разведка бурением интенсифицировалась; к 1904 г. в различных районах штата было открыто около 30 месторождений. В 1896 г. начата разработка подводных месторождений нефти. Особенно усилилась она в 30-х, 40-х годах текущего столетия. До 1915 г. поисковое бурение проводилось лишь у выходов нефти. С начала текущего столетия стали изучаться соотношения между структурными условиями и распространением нефтяных месторождений. С 1916—1917 гг. значительная часть запасов была открыта в результате поисков, проводимых с учетом данных геологической съемки, а в дальнейшем и геоморфологических исследований. С середины 20-х годов возрастает роль глубокого разведочного бурения и затем сейсморазведки. В Калифорнии известно около 350 нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Осадочным выполнением нефтегазоносных бассейнов являются мощные миоценовые, плиоценовые и плиоплейстоценовые кластические толщи; подчиненное значение имеют палеогеновые и меловые отложения (табл. 205). В разрезе преобладают песчано-глинистые образования; чисто карбонатные породы очень редки. Мощность осадочного выполнения и фациальный состав значительно изменяются вследствие резкого расчленения мезозойского фундамента. Общая мощность осадочного комплекса в относительно поднятых частях бассейнов около 18 тыс. *м*, в опущенных — около 12 тыс. *м* и более. Структура осадочного выполнения характеризуется значительным развитием складчатых и разрывных дислокаций, иногда весьма сложного строения (рис. 263).

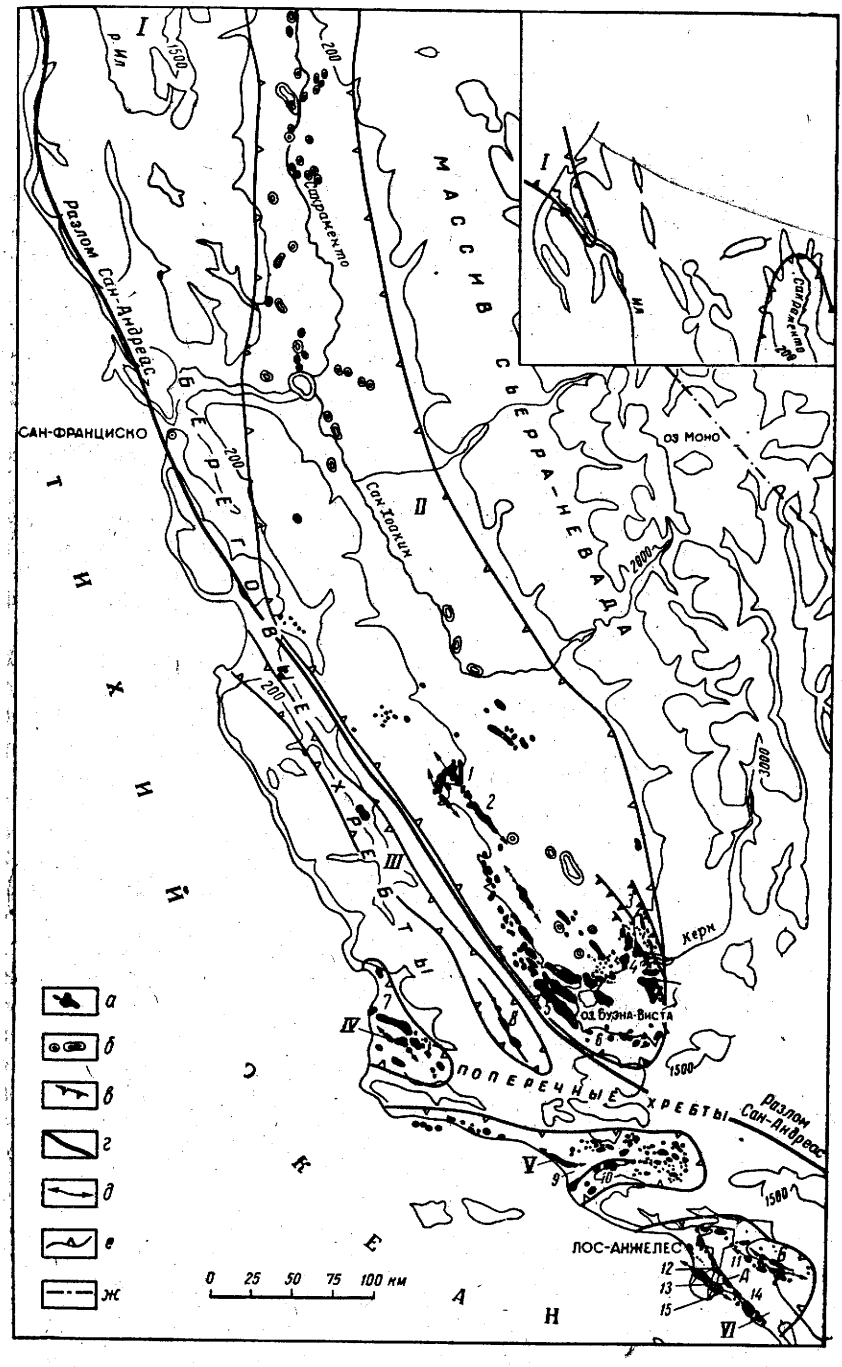


Рис. 262. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений в Калифорнии.

а — нефтяные и нефтегазовые месторождения и площади; *б* — газовые месторождения и газоносные площади; *в* — сбросы; *г* — разломы, с которыми прямо или косвенно связаны зоны нефтегазонакопления: *А* — Ньюпорт-Инглвуд, *Б* — Уиттайер; *д* — антиклинальные зоны и приуроченные к ним зоны нефтегазонакопления; *е* — границы нефтегазоносных бассейнов; *ж* — граница штата Калифорния. *I—VI* — нефтегазоносные бассейны: *I* — бассейн р. Ил, *II* — Сан-Хоакин, *III* — Салинас-Кайама; *IV* — Санта-Мария, *V* — Вентура, *VI* — Лос-Анжелес. *1—15* — месторождения: *1* — Коалинга, *2* — Кэттлмен-Хиллс, *3* — Раунд-Маунтин, *4* — Вест-Эдисон, *5* — Мидуэй-Сансет; *6* — Уилер-Ридж, *7* — Санта-Мария-Валли, *8* — Рассел-Рэнч, *9* — Вентура-Авеню, *10* — Саут-Маунтин, *11* — Санта-фе-Спрингс, *12* — Домингец, *13* — Лонг-Бич, *14* — Сил-Бич, *15* — Уилмингтон.

Таблица 205

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений и нефтегазоносность бассейнов Калифорнии

Система, отдел	Серия, свита, горизонт (местное деление)	Литологический состав	Мощность *м*	Нефтегазоносность; преобладающая плотность нефти, *г/см³*
		Бассейн Сан-Хоакин		
Четвертичная	Туларе	Конгломераты, песчаники, глины	До 1000	Газоносность
Плиоцен	Сан-хоакин, этчигойн	Глины, алевролиты, песчаники, пески	1000—2350	Нефтеносность; 0,85—0,96. Газоносность
Миоцен	Санта-маргарита, марикопа	Глины, алевролиты, пески, песчаники	До 4200	Нефтеносность; 0,87—0,98
	Темблор, веддер			Основная нефтеносность
Олигоцен	Крейенхаген	Кремнистые сланцы, аргиллиты	До 200	—
	Плейто	Аргиллиты, песчаники		
Эоцен	Гэтчелл, авенал, капэй	Песчаники, глины	До 1000—1500	Нефтеносность; 0,79—0,82. Газоносность
Мел верхний (развит лишь в северной, газоносной части бассейна)		Песчаники, глинистые сланцы, конгломераты	~3000 (на западном борту северной части бассейна; резко сокращается к востоку)	Незначительная нефтегазоносность
		Бассейн Санта-Мария		
Четвертичная	Пасороблес	Пески, галечники, глины, маломощные известняки	0—700	—
Плиоцен верхний	Карига	Песчаники, конгломераты	0—500	—
Миоплиоцен	Фоксен	Алевролиты, в основании песчаники	0—270	Нефтеносность
Плиоцен нижний	Сискок	Диатомовые сланцы и диатомиты, подчиненные им по мощности песчаники	0—1300	Основная нефтеносность; 0,96—0,98

Продолжение табл. 205

Система, отдел	Серия, свита, горизонт (местное деление)	Литологический состав	Мощность м	Нефтегазоносность; преобладающая плотность нефти, г/см³
Миоцен верхний	Монтерей	Диатомовые сланцы, глинисто-известковистые сланцы, роговики и кремнистые сланцы	0—830	Основная нефтеносность; 0,95—0,98
Миоцен средний	Пойнт-сол	Глинистые сланцы, алевролиты, песчаники	0—830	Нефтеносность
Миоцен нижний — эоцен верхний	Лоспе	Глинистые сланцы, алевролиты, песчаники, подчиненные им по мощности конгломераты	0—870	—
		Бассейн Вентура		
Четвертичная	Сэугас	Песчаники, конгломераты	650	—
Плиоцен	Санта-барбара / Пико / Репетто	Чередующиеся алевролиты, песчаники, глины	5100	Основная нефтеносность; 0,83—0,95. Газоносность
Миоцен	Санта-маргарита / Модело, ринкон, вакерос	Песчаники, алевролиты, глины, подчиненные им по мощности диатомовые сланцы, изредка известняки	1900	Нефтеносность; 0,87—0,98
Олигоцен	Сеспе	Пестроцветные глинистые сланцы, песчаники, конгломераты	660—2300	Нефтеносность
Эоцен	Колдуотер	Песчаники, алевролиты, глинистые сланцы, изредка подчиненные им по мощности известняки	2500—4300	Нефтеносность
	Кози-делл			—
	Матилджа			—
	Ллахас			Нефтеносность
	Санта-сюзана			—
Мел верхний	Чико	Песчаники, глинистые сланцы	1650	—

Продолжение табл. 205

Система, отдел	Серия, свита, горизонт (местное деление)	Литологический состав	Мощность м	Нефтегазоносность; преобладающая плотность нефти, г/см³
		Бассейн Лос-Анжелес		
Четвертичная	Палос-вердес / Сан-педро	Пески, конгломераты	0—600	Незначительная нефтеносность
Плиоцен	Пико / Репетто	Пески, песчаники, алевролиты, глины	200—3000	Нефтеносность / Основная нефтеносность; 0,86—0,92
Миоцен	Пуэнте, темблор, вакерос	Песчаники, конгломераты, пески, тонкослоистые глины; в верхах вулканические пеплы и диатомовые глины	3400	Нефтеносность
Олигоцен	Сеспе	Красноцветные глины, песчаники, конгломераты	2950	—
Эоцен	Мартинец (развита локально)	Глинистые сланцы	0—1300	—
Мел верхний	Чико	Аркозовые песчаники, конгломераты	0—2700	—

Нефтегазоносность стратиграфически связана в основном с миоценовыми и плиоценовыми толщами; второстепенное значение имеет продуктивность палеогена (в основном эоцена) и еще меньшее мела. Коллекторы

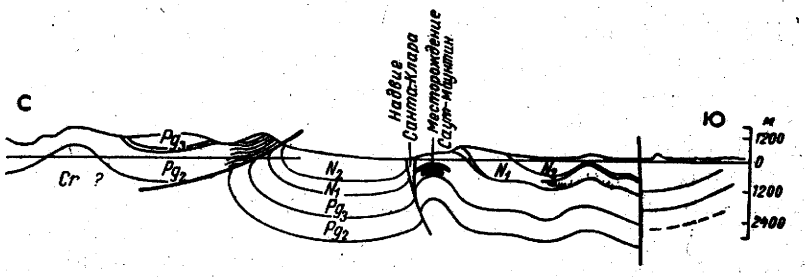


Рис. 263. Поперечный разрез через бассейн Вентура.

преимущественно песчаного типа, встречаются грубозернистые разности и конгломераты. Большое значение, в особенности в бассейне Санта-Мария, имеют трещиноватые коллекторы — аргиллиты, глинисто-кремнистые сланцы и кремнистые известняки. На нескольких месторождениях промышленно нефтеносны трещиноватые изверженные и метаморфические

породы фундамента. Залежи обычно приурочены к глубине 700—1700 *м*; максимальная глубина их 3500—5500 *м*. Плотность нефти колеблется в интервале 0,75—1,02 *г/см*^{3}, преобладает нефть плотностью 0,85—0,90 *г/см*^{2}.

Бассейн Салинас-Кайяма выполнен миоценовыми кластическими толщами, мощностью до 4600 *м*, покрывающими породы мела. Нефтеносны аналоги свит вакерос и темблор. Плотность нефти 0,81—0,97 *г/см*^{3}. Промышленная добыча начата в 1948 г. С тех пор открыто несколько нефтяных месторождений.

В бассейне р. Ил геологический разрез представлен кластическими породами плиоцена (серия уайльдкэт) мощностью до 3700 *м* и миоцена (свита бир-ривер) мощностью до 350 *м*. Незначительная газоносность связана с песчаниками серии уайльдкэт, залегающими на глубине около 1600 *м*. Известно одно небольшое газовое месторождение.

В северной части бассейна Сан-Хоакин имеются относительно небольшие газовые месторождения. В южной его части и в остальных бассейнах Калифорнии, кроме бассейнов Салинас-Кайяма и р. Ил, на сравнительно небольших площадях сосредоточено более 300 нефтяных и нефтегазовых месторождений, среди которых много очень крупных.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения преимущественно антиклинальные. Часто они связаны с брахиантиклиналями, слагающими цепочки (антиклинальные зоны, линии), вытянутые вдоль разрывов (табл. 206).

Антиклинали широко развиты в бассейне Лос-Анжелес. Около 10 месторождений расположено у ряда перистых разрывов, отходящих от разлома Ньюпорт-Инглвуд. Это Домингец, Лонг-Бич, Сил-Бич и др.

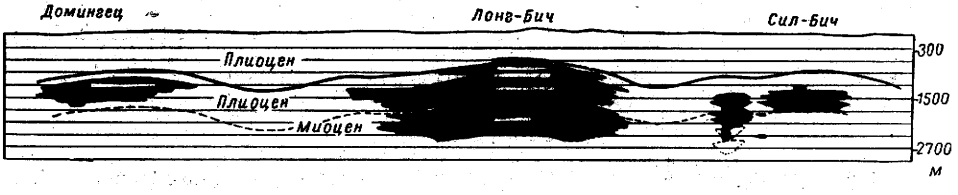


Рис. 264. Разрез вдоль южной части зоны Ньюпорт-Инглвуд.

(рис. 264). Структуры относительно симметричны, построены сравнительно просто, слабо осложнены либо не осложнены разрывами, углы падения пластов 20—45°. Залежи преимущественно пластовые сводовые, иногда разбиты на отдельные блоки. Месторождения многопластовые с большой высотой этажа нефтеносности, обнимающего значительную часть свит пико и репетто плиоцена и свиты пуэнт миоцена; средний коэффициент песчанистости пород достигает 20%. Многочисленные пластовые резервуары, расположенные один над другим, часто разделены весьма маломощными непродуктивными горизонтами и практически сливаются. Подобные интервалы разреза выделяются под названием зон. Мощность их составляет десятки метров; иногда общая мощность весьма сближенных зон в количестве 2—8 достигает сотен метров. Типичным примером являются месторождения Лонг-Бич и Санта-фе-Спрингс.

На месторождении Лонг-Бич имеются четыре почти сливающиеся зоны общей мощностью около 1000 *м*, расположенные на глубине до 5000 *м*. Высота этажа нефтеносности достигает 1750 *м*. Месторождение

Таблица 206

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа бассейнов Калифорнии

Структурные формы месторождений		Преобладающие типы залежей		Типичные месторождения
Антиклинальные	Просто построенные, слабо нарушенные и ненарушенные поднятия	Пластовые	Сводовые	Лонг-Бич, Санта-фе-Спрингс Кэттлмен-Хиллс
			Сводовые и литологически экранированные	Коалинга, Палома
	Сложно построенные, но ненарушенные поднятия		В нижнем структурном этаже сводовые, в верхнем стратиграфически и литологически экранированные	Мидуэй-Сансет
	Значительно нарушенные поднятия		Сводовые, часто осложненные тектоническим экранированием и разбитые на отдельные блоки	Вентура-Авеню Уилмингтон
	Поднятия, осложненные главным образом надвигами		Сводовые, разбитые на отдельные блоки, и пластовые, тектонически экранированные	Уилер-Ридж, Саус-Маунтэйн, Тимбер-Кэнион
Моноклинальные	Связанные со сбросами	Пластовые	Тектонически экранированные	Раунд-Маунтэйн, Вэст-Эдисон
	Связанные с зонами выклинивания и несогласного срезания нефтеносных толщ		Литологически и стратиграфически экранированные	Санта-Мария-Валли

Санта-фе-Спрингс расположено в том же бассейне, несколько восточнее зоны Ньюпорт-Инглвуд (рис. 265). Представляет пологий ненарушенный купол с углами падения пластов 8—12°. Продуктивны нижнеплиоценовая свита репетто и верхнемиоценовая пуэнте на глубине от 700 до 2500 *м*. Выделяется более 9 нефтяных зон, содержащих свыше 25 пластовых сводовых залежей, и самая верхняя — газовая зона. Максимальная общая мощность (около 220 *м*) отмечается для зоны Мейер. Каждая зона более чем на 50% сложена песчаниками. Мелкие разрывы имеются лишь в самой нижней зоне. Плотность нефти 0,87—0,90 *г/см*^{3}.

Многие из брахиантиклинальных месторождений, развитых на западном борту бассейна Сан-Хоакин, по-видимому, также связаны с перистыми разрывами, отходящими от крупнейшего разлома Сан-Андреас. Типичными месторождениями являются месторождение Кэттлмен-Хиллс с пластовыми сводовыми залежами, относительно просто построенное, и Коалинга, Коулс-Леви и Палома, на которых преобладают пластовые, литологически экранированные залежи на бортах поднятий, появляющиеся в результате выклинивания и фациального замещения эоценовых и миоценовых коллекторских горизонтов.

Месторождение Коалинга приурочено к антиклинали юго-восточного простирания. На его старой площади в средней части антиклинали пластовые сводовые залежи заключены главным образом в миоценовых слоях. На террасовидном осложнении восточного борта антиклинали и на ее южной периклинали развиты пластовые, литологически экранированные залежи в эоценовых песчаниках гэтчелл — площади Норт-Ист, Гэтчелл и Плизант-Валли, именуемые месторождением Ист-Коалинга-Экстеншен (рис. 266, 267). На площадях Норт-Ист и Гэтчелл песчаники гэтчелл выклиниваются вверх по восстанию, к западу. В средней части залежей мощность песчаников превышает 240 *м*, а у западной границы их распространения на расстоянии менее 300 *м* она уменьшается от 120 *м* до

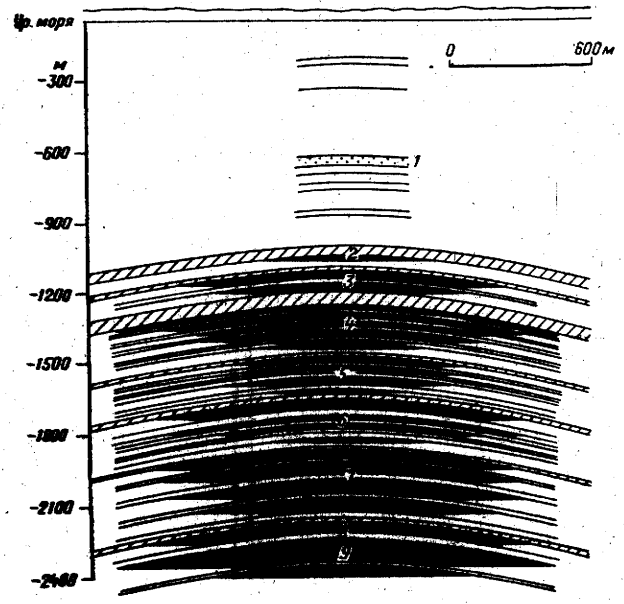


Рис. 265. Разрез месторождения Санта-фе-Спрингс.

1 — газоносная зона; *2—9* — нефтеносные зоны (*4* — зона Мейер); косая штриховка — основные глинистые разделы.

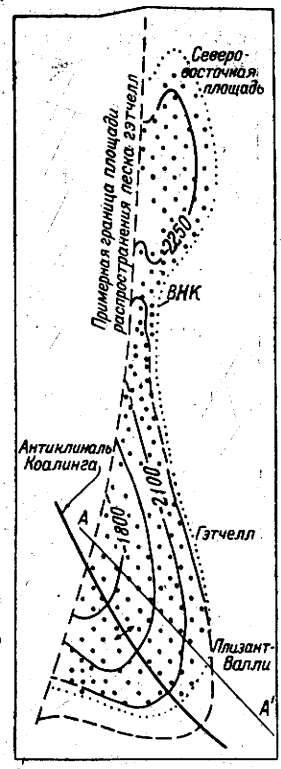


Рис. 266. Структурная карта месторождения Ист-Коалинга-Экстеншен.

Разрез АА′ см. на рис. 267.

нуля. Проницаемость песчаников — несколько дарси. Плоскость водонефтяного контакта наклонена к северу. Высота этажа нефтеносности на площади Гэтчелл достигает 540 *м*, на площади Норт-Ист — 135 *м*, из которых 66 *м* приходятся на газовую шапку.

На площади Плизант-Валли средняя проницаемость песчаников гэтчелл около 400 *мд*. Вверх по восстанию слоев к западу песчаники теряют коллекторские свойства вследствие повышения содержания алеврита и каолинизации. На участке между площадями Гэтчелл и Плизант-Валли скважинами вскрыта вся толща песчаников, однако нефть не обнаружена.

Площадь Мидуэй-Сансет фактически состоит из нескольких месторождений (рис. 268). В нижнем, антиклинальном этаже содержатся пластовые сводовые залежи в миоценовых слоях. В верхнем, моноклинальном: 1) в толще миоцена — пластовые залежи, стратиграфически экранированные поверхностью несогласия, срезающей миоценовую толщу;

2) в толще плиоцена — стратиграфически экранированные залежи, прислоненные к этой поверхности, а также литологически экранированные залежи и залежи, запечатанные асфальтом. Всего насчитывается 22 про-

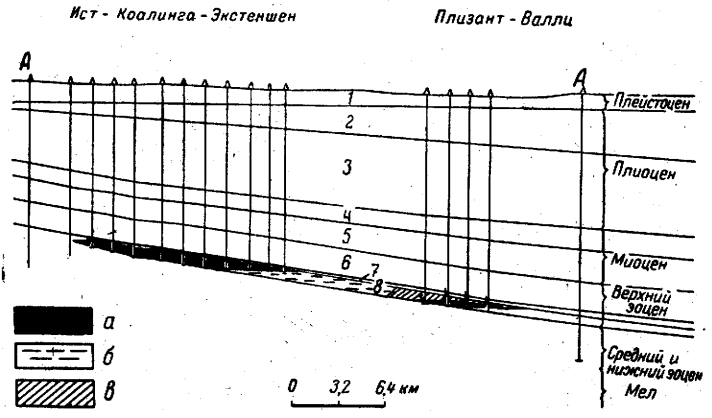


Рис. 267. Разрез месторождения Ист-Коалинга-Экстеншен и Плизант-Валли.

1—8 — свиты: *1* — туларе, *2* — сан-хоакин, *3* — итчигойн-джакелитос, *4* — рифридж, *5* — темблор, *6* — крейенхаген, *7* — доменгин, *8* — песчаный горизонт гэтчелл; *а* — нефть; *б* — вода; *в* — каолинизированная песчаная порода (не коллектор).

дуктивные зоны, содержащие более 34 залежей на глубине от 200 до 1680 *м*. Плотность нефти 0,85—0,87 *г/см*^{3}.

Антиклинальные месторождения, связанные с интенсивно нарушенными брахиантиклиналями, нередко сильно сжатыми и обладающими крутыми, до 50—60°, углами падения пластов на крыльях, наиболее характерны для бассейна Вентура. На этих месторождениях преобладают залежи пластовые сводовые, разбитые на блоки, или тектонически экранированные. Типичными являются крупные месторождения Вентура-Авеню, Уилмингтон и Саут-Маунтин.

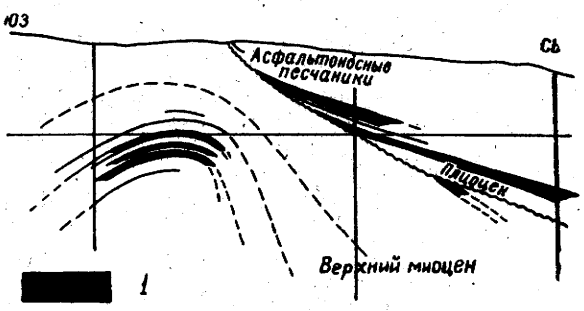


Рис. 268. Геологический разрез зоны Мидуэй-Сансет.

1 — нефть.

Месторождение Вентура-Авеню расположено в бассейне Вентура. Поднятие представляет вытянутую, сильно сжатую антиклиналь с углами падения пластов на крыльях до 60°, интенсивно нарушенную сбросами и надвигами (рис. 269). Основные сбросы разбивают продуктивную часть на блоки *A*, *C* и *D*. Нефтеносны плиоценовая свита репетто и самые низы перекрывающей ее свиты пико. Залежи пластовые сводовые, осложненные тектоническим экранированием. Выделяются восемь продуктивных, сильно сближенных по вертикали нефтяных зон и верхняя, газовая зона. Они содержат не менее 16 залежей. Общая высота этажа нефтеносности составляет до 3000 *м*; мощность отдельных зон, в интервалах которых продуктивные пластовые резервуары чрезвычайно сближены, колеблется

от 40 до 500 *м*. Они залегают на глубине от 700 до 4100 *м*. Плотность нефти закономерно изменяется снизу вверх по разрезу от 0,91 до 0,85 *г/см*³.

Месторождение Уилмингтон расположено в бассейне Лос-Анжелес. Структурно представляет обширную брахиантиклиналь (рис. 270), поло-

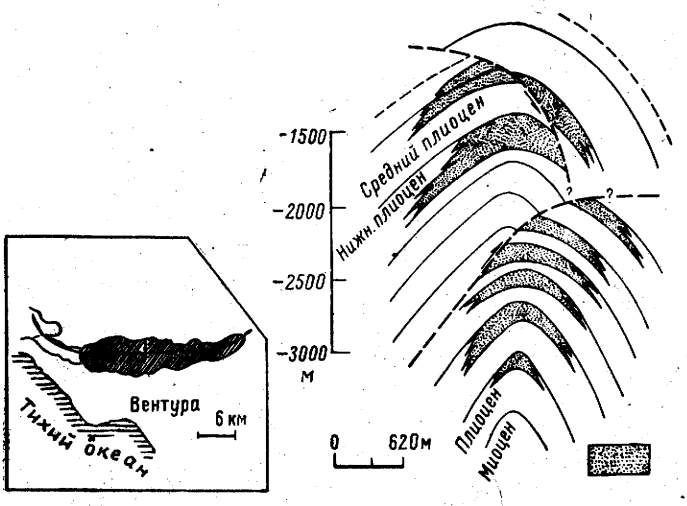


Рис. 269. Поперечный разрез и схема расположения месторождения Вентура-Авеню.
1 — нефть.

тую с углами падения до 10—20°, разбитую пятью поперечными крупными сбросами на шесть блоков; на отдельных блоках развита густая система более мелких сбросов. Продуктивны нижнемиоценовые и верхнемиоценовые отложения на глубине от 800 до 2200 *м*. Залежи пластовые сводовые,

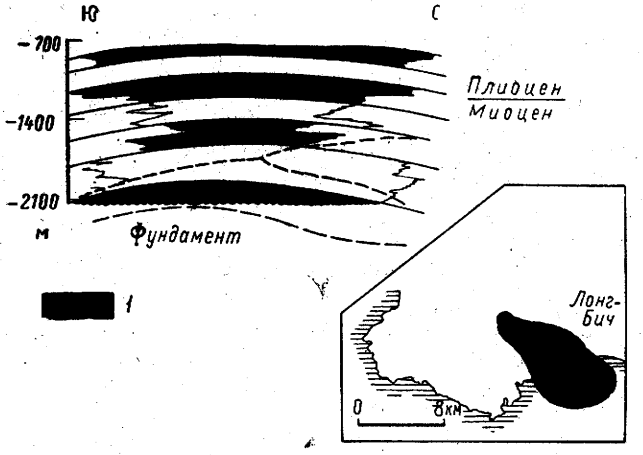


Рис. 270. Поперечный разрез и схема расположения месторождения Уилмингтон.
1 — нефть.

осложненные тектоническим экранированием. Выделяются шесть мощных продуктивных зон, заключающих более 37 залежей. Незначительной продуктивностью характеризуются и трещиноватые юрские кристаллические сланцы фундамента. Плотность нефти колеблется от 0,86 до 0,98 *г/см*³, закономерности его изменения по разрезу не устанавливается. Юго-

восточная периклиналь месторождения расположена в море и частично разрабатывается направленными скважинами с берега и дамб.

Месторождение Саут-Маунтин расположено в бассейне Вентура. Приурочено к крутой сжатой запрокинутой складке, осложненной надвигами (рис. 271). В песчаниках свиты сеспе олигоцена содержится ряд

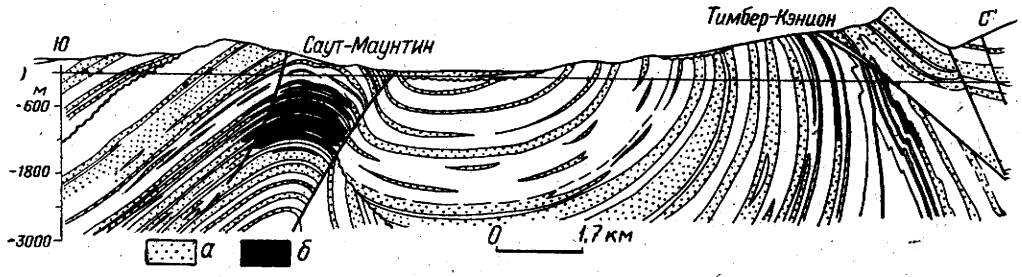


Рис. 271. Разрез месторождений Саут-Маунтин и Тимбер-Кэнион.
а — песчаный горизонт; *б* — нефть.

пластовых сводовых, большей частью разбитых на блоки залежей на глубине 400—1500 *м*.

Месторождение Уилер-Ридж расположено у южного борта бассейна Сан-Хоакин. Представляет брахиантиклиналь, имеющую сложное двухъярусное строение. Поднятие осложнено крупным надвигом, развивающимся на глубине примерно с 700 *м*. Оба блока — надвинутый и поднадвиговый — содержат ряд пластовых сводовых залежей, а последний — также тектонически экранированные надвигом залежи. В верхнем блоке стратиграфический интервал нефтеносности охватывает весь разрез миоцена, в нижнем — толщи олигоцена и эоцена. Всего выделяется более 17 залежей на глубине от 400 до 3200 *м*. Плотность нефти 0,80—0,96 *г/см*^{3}.

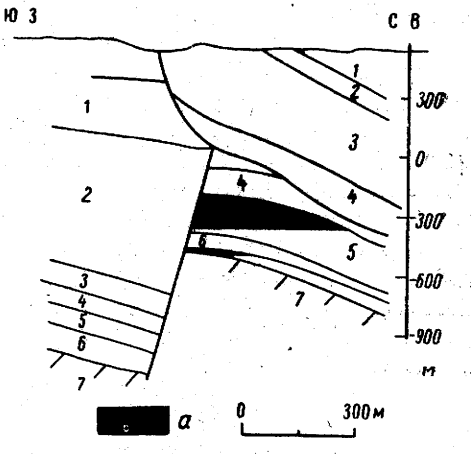


Рис. 272. Поперечный разрез и схема расположения месторождения Рассел-Рэнч.
1 — плиоцен; *2—4* — миоцен: *2* — верхний, *3* — средний, *4* — нижний; *5* — песчаники, *6* — глины; *7* — мел; *а* — нефть.

Месторождение Тимбер-Кэнион находится в бассейне Вентура. Основная часть опрокинутой и осложненной надвигом антиклинали срезана эрозией, и залежи в головах пластов песчаников свиты сеспе тектонически экранированы надвигом (см. рис. 271).

Месторождение Рассел-Рэнч находится в бассейне Салинас-Кайама (рис. 272). Является одним из самых сложно построенных в Калифорнии. Пологое поднятие рассечено продольным региональным сбросом Рассел и разбито на ряд сегментов многочисленными сбросами, отходящими от регионального. Структура перекрыта надвигами. На месторождении выделяется более 10 залежей в нижнемиоценовых отложениях на глубине от 450 до 1200 *м*. Залежи пластовые сводовые, осложненные тектоническим экранированием, и пластовые, тектонически экранированные. Плотность нефти 0,82—0,95 *г/см*^{3}.

Моноклинальные месторождения содержат различные пластовые, экранированные залежи. Более всего они развиты в бассейне Санта-Мария и по восточным бортам бассейнов Сан-Хоакин и Лос-Анжелес. Моноклиналь восточного борта бассейна Сан-Хоакин осложнена сбросами. В этих условиях находятся, например, месторождения Раунд-Маунтин и Вэст-Эдисон. От основных, продольных по отношению к моноклинали сбросов ответвляются многочисленные боковые сбросы, разбивающие месторождения на блоки, в каждом из которых содержатся пластовые, тектонически экранированные залежи в миоплиоценовой свите чэнэк и миоценовых свитах джюетт и веддер. На месторождении Вэст-Эдисон вверх по восстанию выклиниваются миоценовые песчаники олсиз. Залежи в них литологически экранированные. Незначительно продуктивны и трещиноватые кристаллические породы фундамента.

В аналогичных условиях находятся некоторые месторождения, расположенные на восточном борту бассейна Лос-Анжелес у проходящего здесь продольного разлома Уиттайер, например месторождение Брея-Олинда.

Месторождение Санта-Мария-Валли приурочено к моноклинали. Расположено на северном борту бассейна Санта-Мария. Нефтенакопление происходило в условиях выклинивания и частично несогласного срезания нефтеносной миоценовой свиты монтерей на борту погребенного поднятия фундамента. Залежи литологически и стратиграфически экранированные. Средняя глубина их 1000—1100 *м*. Коллекторы — трещиноватые, глинистые и кремнистые сланцы и алевролиты, кремнистые известняки. Последние обладают наилучшими коллекторскими свойствами; средняя проницаемость их достигает 10—15 *д*, максимальная 35 *д*.

МИДКОНТИНЕНТ

Мидконтинент представляет обширную область на территории США, не имеющую определенных общепринятых границ. Обычно в его состав включают штаты Канзас, Оклахома, Миссури, Айова, Небраска (восточная часть), Нью-Мексико (юго-восточные районы) и Техас (северо-западная половина). Нефтяные и газовые месторождения располагаются в пределах двух нефтегазоносных бассейнов — Западного внутреннего и Пермского (рис. 273). Бо́льшая часть площади бассейнов имеет типичное платформенное строение. Отдельные узкие окраинные зоны их входят в состав краевых прогибов палеозойских складчатых сооружений. На Западный внутренний и Пермский бассейны приходится примерно $^1/_3$ добычи и запасов нефти и газа всей страны.

ЗАПАДНЫЙ ВНУТРЕННИЙ БАССЕЙН

Западный внутренний бассейн (см. рис. 273) территориально расположен в штатах Канзас, Оклахома и частично Миссури, Техас. На востоке бассейн обрамлен Миссисипским сводом — субмеридиональным поднятием, протягивающимся вдоль среднего течения р. Миссисипи, к которому примыкает поднятие Линкольн, и крупным выступом докембрийского фундамента — сводом Озарк; на юге он отчетливо отделяется от Пермского поднятием Вичита и западным продолжением последнего — погребенным хребтом Амарилло; юго-восточным обрамлением служат глыбовые поднятия гор Арбокл; западная граница менее резкая: своды Лас-Энимас и Чэдрон отделяют его от бассейна Денвер; на севере бассейн граничит и Уиллистонским бассейном по слабо выраженному структурному седлу, расположенному между западным выступом системы Восточных Кордильер — поднятием Блэк-Хиллз и западным выступом склона Канадского щита — поднятием Сиу.

Бассейн достаточно сложно структурно расчленен. В средней его части с северо-запада на юго-восток протягивается Центрально-Канзасское поднятие, остов которого сложен кристаллическими породами фундамента (рис. 274). На востоке располагается узкое длинное поднятие Нимэха, простирающееся субмеридионально, с ядром — погребенным гранитным кряжем, разбитым крупными разрывами на блоки (рис. 275).

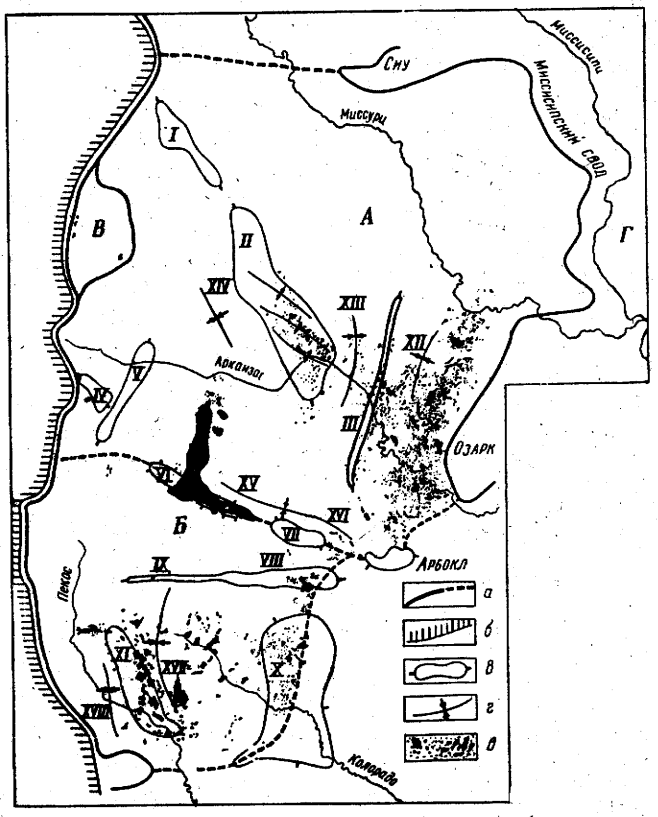


Рис. 273. Нефтегазоносные бассейны Мидконтинента.

а — границы бассейнов; *А—Г* — бассейны: *А* — Западный внутренний, *Б* — Пермский, *В* — Денверский (см. рис. 252 «Скалистые горы»), *Г* — Иллинойский; *б* — восточная граница Скалистых гор; *в* — выступы фундамента и погребенные поднятия в обрамлении и внутри бассейнов: *I* — свод Чадрон, *II* — Центрально-Канзасское поднятие; *III* — поднятие Нимэха, *IV* — поднятие Эпишейпа, *V* — свод Лас Энимас, *VI* — поднятие Амарилло, *VII* — поднятие Вичита, *VIII* — поднятие Ред-Ривер, *IX* — поднятие Матадор, *X* — свод Бенд, *XI* — поднятие Центральная платформа; *г* — впадины и прогибы: *XII* — Форест-Сити, *XIII* — Сэлайна; *XIV* — Додж-Сити, *XV* — Анадарко, *XVI* — Ардмор, *XVII* — Мидленд, *XVIII* — Делавер; *д* — месторождения нефти и газа.

На территории Канзаса восточнее поднятия Нимэха находятся прогибы Форест-Сити и Чероки, разделенные пологим широтным сводом Бурбон. Между Нимэха и Центрально-Канзасским поднятием выделяются прогибы Сэлайна и Сэджвик, а западнее Центрально-Канзасского поднятия — прогиб Додж-Сити. В Оклахоме прогиб Чероки открыт в сторону северо-восточного шельфа и Центральной платформы [1], а прогибы Додж-Сити и Сэджвик — к Северо-Западной платформе Оклахомы, которая в южном направлении переходит в прогиб Анадарко (рис. 276). Его юго-восточное продолжение между горами Арбокл на севере и погружением системы

[1] Термин «платформа» представляет перевод наименования, данного этой структуре американскими исследователями.

Вичита на юге именуется прогибом Ардмор. В американской литературе все перечисленные прогибы называются бассейнами. Прогибы в Канзасе являются пологими, неглубокими платформенными впадинами. Прогибы Анадарко и Ардмор выполнены мощными толщами пород и имеют крутые, сложно построенные южные и пологие северные борта. Крайняя юго-западная часть бассейна представляет небольшой прогиб Даларт, отделенный с востока сводом Стрэтфорд. В последнем иногда обособляют купол Кейес и поднятие Цимаррон. В большей части бассейна осадочный чехол характеризуется сравнительно небольшой мощностью и простым строением, типичным для платформенных областей. Лишь на крайнем юге мощность выполнения и степень дислоцированности пород резко возрастают.

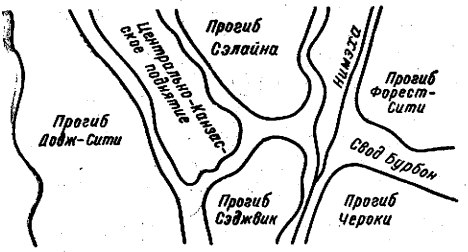


Рис. 274. Структурные элементы в пределах штата Канзас (по Муру и Джюитту).

Первые сведения о нефтегазоносности относятся к середине XIX в. и связаны с многочисленными находками асфальтоносных и битуминозных пород на юге бассейна, в горах системы Амарилло — Вичита. Бурящиеся в то время мелкие скважины часто вскрывали залежи тяжелой нефти, не поддававшейся извлечению. В 1888 г. в Оклахоме открыто и заброшено по этой причине месторождение Хильдтон, впоследствии оказавшееся одним из крупнейших в бассейне. В 1897 г. на севере его установлена нефтеносность песчаников бартлсвилл, в которых позднее выявлен ряд залежей нефти в Канзасе. В 1905 г. в Канзасе имелось уже более 3000 экс-

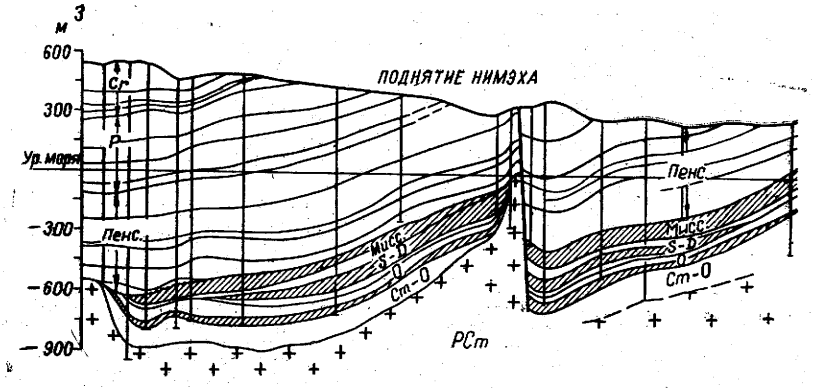


Рис. 275. Разрез поднятия Нимэха.

плуатационных скважин, дававших свыше 500 тыс. *т* нефти. До 1913 г. поиски нефти проводились без какой-либо научно обоснованной методики. Ряд месторождений был открыт случайно при бурении неглубоких скважин на воду. Затем эти поиски стали ориентировать на локальные поднятия, выявляемые в результате геологической или позднее структурно-геологической съемки. Период 1910—1930 гг. ознаменовался открытием крупных нефтяных и газовых месторождений, роль которых в добыче нефти или газа сохранилась до настоящего времени. Так, в 1912 г. было открыто месторождение Кашинг, давшее на третий год почти 50 тыс. *т* нефти, в 1915 г. — месторождение Эльдорадо, одно из крупных в США, в 1918 г. установлена газоносность площади Панхэндл, открыты месторождения Хэвитт, Бэрбэнк; на ряде месторождений выявлена нефтенос-

ность ордовикского песчаника вилькокс. С 1926 г. стала известной площадь Большой Семинол, в пределах которой позднее выявлено более 10 месторождений, в 1927 г. обнаружена газоносность площади Хьюготон, а в 1928 г. открыто крупнейшее месторождение нефти — Оклахома-Сити. В это время Западный бассейн дает уже свыше 30% добычи нефти США. Большая роль в открытии месторождений нефти и газа в последние годы рассматриваемого периода отводится геофизическими исследованиями, в частности сейсморазведке методом отраженных волн.

В 40-х годах значительное внимание стали уделять поискам нефти и газа в зонах выклинивания, несогласия, на склонах поднятий, в зонах развития песчаных баров, русловых отложений и т. п. Поиски нефти

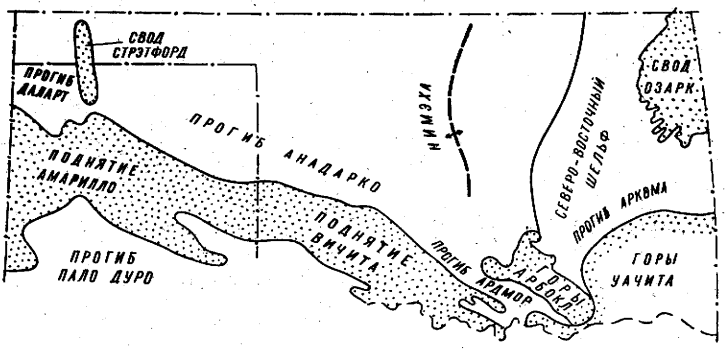


Рис. 276. Структурные элементы юго-восточной части Западного Внутреннего бассейна.

проводят в глубоко погруженных отложениях. В 1946 г. основная добыча нефти обеспечивается 10 наиболее крупными месторождениями, четыре из которых (Вест-Эдмонт, Панхэндл, Трапп, Оклахома-Сити) давали свыше 1 млн. *т* нефти в год. В эксплуатации находилось более 100 тыс. скважин; суммарная добыча нефти составила около 1000 млн. *т*. За последние 20 лет на севере бассейна (штат Канзас) основными объектами поисков нефти и газа являлись отложения кембро-ордовика (известняки арбокл, виола), пенсильвания (песчаники лэнсинг, канзас-сити) и миссисипия, развитые на Центрально-Канзасском поднятии и в южной части поднятия Нимэха. Интенсивная разведка позволила установить, что газовые залежи Хьюготон и Панхэндл образуют единую весьма крупную залежь газа. На юге бассейна, в штате Оклахома, поисковые работы сначала концентрировались преимущественно в прогибах Анадарко и Ардмор, позднее переместились севернее, в область прилегающих пологих склонов (шельфы и платформы, по американской терминологии). Из всех успешно пробуренных в 1964 г. поисковых скважин 70% приходится на область прогиба Анадарко, где районами работ являлись: 1) приосевая, наиболее погруженная часть и смежная зона его северо-северо-восточного шельфа; скопления нефти искались в выклинивающихся песчаниках и рифовых выступах пенсильванского возраста; 2) южная окраина Северо-Западной платформы Оклахомы и смежная часть северного борта прогиба; объектами поисков залежей нефти были зоны повышенной пористости и проницаемости в известняках миссисипия; 3) восточный борт прогиба Анадарко; разбуривались сложно построенные, сильно нарушенные брахиантиклинали с расчетом вскрыть залежи нефти в отложениях ордовика (песчаники симпсон), силура и девона (известняки хантон). В прогибе Ардмор поисковое бурение ориентировалось преимущественно на миссисипские песчаники; в пределах Центральной и Северо-Западной платформ — на

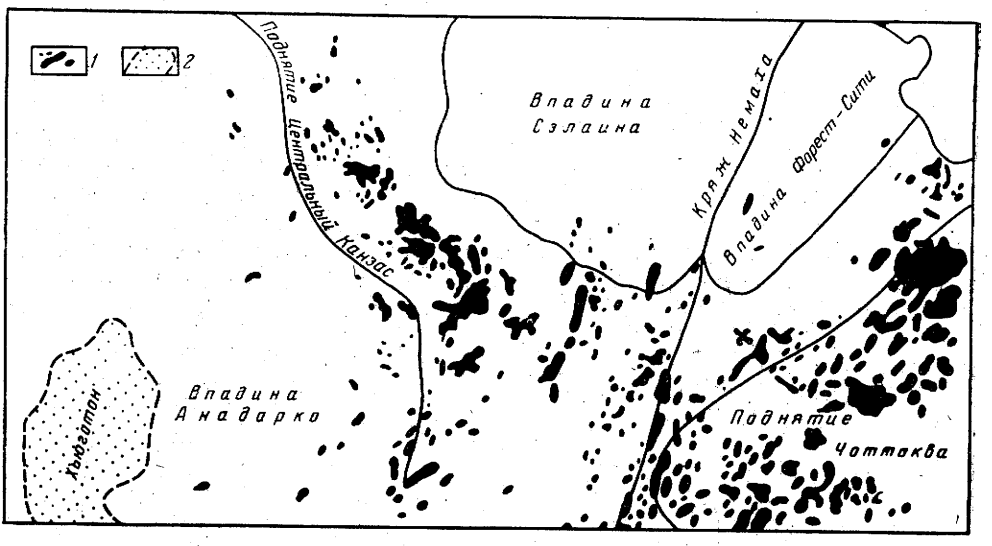


Рис. 277. Карта расположения основных газонефтяных и газовых месторождений в Канзасе (по Вер-Вибе, 1952).

1 — месторождения газонефтяные, *2* — газовые.

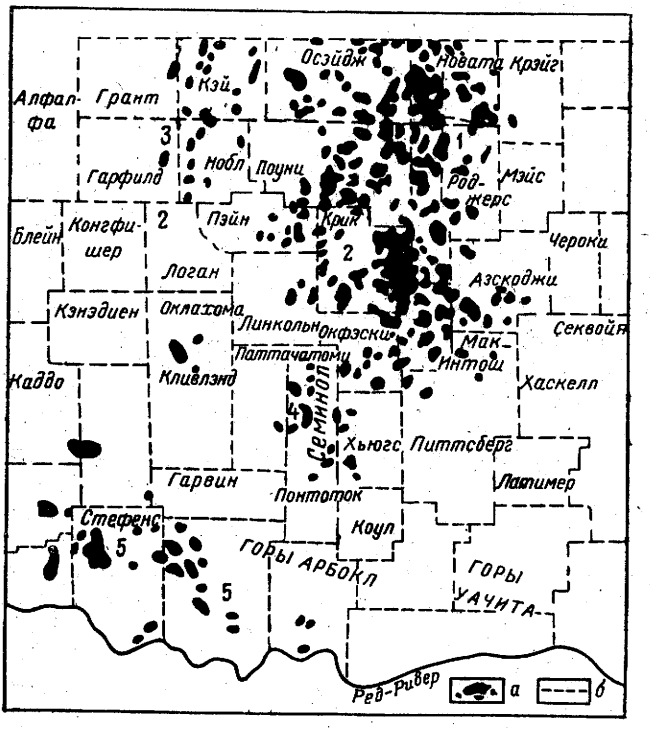


Рис. 278. Карта расположения основных нефтяных и газовых месторождений в Оклахоме.

1 — западный склон поднятия Озарк; *2* — прогибы Сэджвик и Форест-Сити; *3* — поднятие Нимэха; *4* — поднятие Большой Семинол; *5* — прогиб Ардмор и восточный борт прогиба Анадарко.
а — нефтегазоносные площади; *б* — границы округов.

выклинивающиеся песчаники пенсильванского возраста. За последнее время интерес к поискам нефти в двух последних объектах значительно снизился, так как территории здесь оказались весьма сильно разбуренными.

В пределах бассейна основным методом поисков структур являлась и является сейсморазведка. Широко применявшееся для структурных целей колонковое бурение сильно сокращено, но используется для детальных палеогеографических и палеотектонических построений при поисках зон выклинивания, несогласия и других зон литологического экранирования и ограничения.

В бассейне известно свыше 2500 месторождений нефти, из которых более $^2/_3$ сконцентрировано на юге его (рис. 277, 278). Выделяется 37 наиболее крупных месторождений с запасами нефти, превышающими 50 млн. *т* в каждом.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Бассейн выполнен отложениями от кембрийских до кайнозойских включительно. В составе осадочного чехла резко преобладают породы палеозоя, представленные в основном морскими фациями. В отдельных районах также развиты песчано-глинистые отложения мезозоя сравнительно незначительной мощности. Мощность осадочных отложений на территории Канзаса и северной части Оклахомы сравнительно невелика (обычно не достигает 3000 *м*), в прогибах Анадарко и Ардмор резко возрастает (до 6000 *м* и более). В осадочном чехле выделяется ряд несогласий, в том числе региональные: предмезозойское, предмиссисипское и предпенсильванское. Последнее выражено наиболее резко. Стратиграфия бассейна очень сложна и характеризуется изобилием местных серий, свит и групп (табл. 207—211). Многочисленные стратиграфические схемы, разработанные для отдельных районов, часто противоречивы.

Нефтегазоносными являются палеозойские отложения (табл. 212).

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Структурные формы месторождений нефти и газа определяются их положением относительно остальных основных структурных элементов бассейна. В пределах крупных поднятий Нимэха, Центрально-Канзасское, Амарилло структурные формы месторождений отражают выступы кристаллического фундамента, выраженные в разной степени и имеющие различное происхождение (присбросовые, горстовые, эрозионные). Эти структуры объединяются либо в достаточно хорошо выраженные антиклинальные зоны, например Нимэха, либо в кулисообразные системы, такие, как Амарилло. Общее простирание их не всегда хорошо прослеживается. Наиболее четко структуры выделяются по отложениям нижнего палеозоя, пласты которых круто налегают на кристаллические породы фундамента или упираются в него по разрыву. Лежащие выше известняки миссисипия несогласно и более полого перекрывают размытые нижнепалеозойские поднятия. В зоне погребенных кристаллических поднятий системы Нимэха, протягивающихся почти на 600 *км*, структурные формы месторождений представляют небольшие асимметричные брахиантиклинали или купола (табл. 213).

Наиболее нефтегазоносны нижнепалеозойские известняки арбокл, песчаники симпсон (вилькокс) и пенсильванские песчаники бартлсвилл, в меньшей степени миссисипские отложения. Для известняков арбокл

Таблица 207

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений южной части Оклахомы

Система	Серия (местное деление)	Группа (местное деление)	Свита (местное деление)	Литологический состав	Максимальная мощность, м
Пермь	Гвадалупе			Красноцветная песчано-глинистая толща, линзы соли, гипсов, прослои конгломератов	700—800
	Леонард				
	Вулфкемп				
	Перерыв				
Пенсильваний	Вирджил	Циско		В верхней части переслаивающиеся песчаники, глины, известняки, в нижней, большей, части песчаники, известняки, прослои глин	3000—3500; в прогибе Ардмор до 5000—6000?
	Миссури	Хоксбар		Оолитовые известняки, песчаники, алевриты, глины, иногда прослои лигнитов	
	Де-мойн	Диз		Глины с прослоями песчаников и песчанистых известняков	
	Атока	Дорник-хиллз	Верхний дорник-хиллз	Серые глины с тонкими прослоями известняков и песчаников	
	Морро		Нижний дорник-хиллз	Глины, известняки	
	Перерыв				
Миссисипий	Честер	Спрингер		Песчаники с прослоями глин	>1000
			Годдард	Известковистые глины	
	Мерамек		Кэни	Кремнистые глины	
	Осейдж		Сикамор	Глинистые известняки с прослоями песчаников и глин	150
	Киндерхук		Вудфорд	Глины	200
	Перерыв				
Девон	Орискани?	Хантон	Пайнтоп	Глины	200
			Фриско	Известняки	
	Гельдельберг		Буа-дарк	Известняки белые и лиловые	
			Хараган	Глинистые известняки	
Силур	Ниагара		Хенрихауз	Глинистые известняки	
	Александрия		Чимней-хилл	Известняки криноидные, глауконитовые, оолитовые	

Продолжение табл. 207

Система	Серия (местное деление)	Группа (местное деление)	Свита (местное деление)	Литологический состав	Максимальная мощность, м
Ордовик	Цинциннати	Виола	Сильвен	Зеленые глины	100
			Фернвейл	Кремнистые известняки	350
			Трентон		
	Чэмплейн	Симпсон	Бромид	Песчаники иногда доломитизированные, глины, известняки	—
			Тулипкрик	Песчаники, известняки, глины	600
			Мак-лич		
			Ойлкрик	Известняки, глины с прослоями песчаников	
			Джойнз	Доломиты	
	Канада	Арбокл	Вест спрингкрик	Доломиты, известняки, иногда прослои песчаников	2000
			Киндблейд		
			Кулкрик		
			Макензихилл		
Кембрий	Круа		Баттерли		
			Сигнэлмаунтинз		
			Ройер		
			Фортсилл		
		Тимбердхиллз	Хонейкрик	Известняки	100
			Ригэн	Песчаники	

Перерыв

		Породы докембрия

Таблица 208

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений, развитых в штатах Оклахома и Техас (район Панхэндл)

Система	Серия	Группа	Свита	Литологический состав
	местное деление			
Неоген			Огаллала	Алювиальные пески, галечники
Перерыв				
Мел, юра				Локально развитые песчано-глинистые породы
Триас				Песчаники, глины иногда красноцветные
Перерыв				
Пермь	Гвадалупе	Уайтхорс	Куотермастер, алибейтс	Красноцветные глины, эвапориты, доломиты
		Ниппевала	Сан-андрес, Глориета	
	Леонард	Самнер	Клир-форк (горизонты цимаррон, табб, редкейв	
			Вичита (горизонт панхэндл лайм)	
	Вулфкемп	Чейз	Браун-доломит	Известняки, доломиты, глины, конгломераты
		Коунсил гров		
		Эдмайр		
Перерыв				
Пенсильваний	Вирджил	Уобонси		Глины, песчаники, известняки
		Шоуни	Известняки топека	
			—	
			Известняки орейд	
		Дуглас	Песчаники тонкава	
	Миссури	Пиди		Серые глины, красноцветные песчаники, известняки местами рифогенные
		Лэнсинг		
		Канзас-сити		
		Плезантон		

Продолжение табл. 208

Система	Серия	Группа	Свита	Литологический состав
	местное деление			
Перерыв				
	Де-мойн	Марматон	Известняки освего	Темно-серые глины с прослоями песчаников и известняков
		Чероки		Песчаники, глины, известняки
	Атока			Темно-серые глины и доломитизированные известняки
	Морро		Песчаники кейес	Серые глины с прослоями песчаников, известняков, конгломератов
Перерыв				
Миссисипий	Честер			Известняки, серые глины, пестроцветные песчаники
	Мерамек		Сен-женевьев / Сент-луи	Светлые оолитовые известняки, местами доломитизированные
	Осейдж			Светло-серые кремнистые известняки и доломиты
	Киндерхук		Песчаники мизенер	Зеленые, черные глины с прослоями известняков, доломитов; базальный песчаный горизонт
Перерыв				
Силур—девон?	Кэюга / Ниагара / Альбион	Хантон		Известняки доломитизированные, кремнистые, в основании песчанистые
Перерыв				
Ордовик	Цинциннати		Глины сильвен	Известняки кремнистые, часто доломитизированные, доломиты, зеленоватые глины
Перерыв				
	Чэмплейн	Симпсон		Серо-зеленые песчаники и глины с прослоями доломитов
Перерыв				
	Канада	Арбокл		Серые и коричневые известняки с прослоями доломитов
Перерыв				
Кембрий	Круа		Хикори-Ригэн	Песчаники кварцевые
Перерыв				
				Породы докембрийского фундамента

Примечание. Для отдельных серий, групп и свит значения мощности привести крайне затруднительно ввиду резкого и непрерывного увеличения ее от поднятия Амарилло к северу, к прогибу Анадарко. В своде поднятия Амарилло граниты перекрыты пермо-пенсильванскими отложениями мощностью около 700—900 *м*. К северу стратиграфический диапазон осадочного чехла расширяется до появления в разрезе кембрия, а мощность его увеличивается до 5000 *м* и более; в разрезе заметно преобладают породы послемиссисипского возраста.

Таблица 209

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений центральных частей прогибов Додж-Сити, Форест-Сити и южной части прогиба Сэлайна

Система	Группа, свита, серия (местное деление)	Литологический состав	Мощность, м	Примечание
Палеоген		Галечники и известковистые отложения	До 100	Развиты только в Додж-Сити
Мел		Серые и черные глины, в средней части с прослоями мелоподобных пород и известняков, в низах песчаники	До 400	Развит лишь в Додж-Сити и Селайне
Юра		Зеленые глины, пески, гипсы	До 20	—
		Несогласие		
Пермь	Группа цимаррон	Красноцветные глины и алевролиты с прослоями гипсов, ангидритов и доломитов	340	—
	Группа веллингтон	Серые глины и соленосные породы	200	—
	Группа чейз и коунсил-гров	Доломиты и известняки с прослоями глин	210	—
	Группа эдмайр	Глины и песчаники с прослоями известняков	40	—
Пенсильваний	Группа уобонси	Глины и известняки с прослоями песчаников	170	—
	Группа шоуни, дуглас, лэнсинг, канзас-сити и бронсон	Известняки и глины с прослоями песчаников	320	—
	Группа марматон	Глины с прослоями известняков и песчаников	130	—

Продолжение табл. 209

Система	Группа, свита, серия (местное деление)	Литологический состав	Мощность, м	Примечание
Пенсильваний	Группа чероки	Темные глины с линзовидными песчаниками, прослоями углей, известняков	150	—
	Свита сью	Кремнистые известняки, глины и галечники	45	—
	Региональное несогласие			
Миссисипий	Серии честер, мерамек и осейдж	Известняки, оолитовые и литографские, в низах — кремнистые; глины, песчаники	330	Серия честер развита в Додж-Сити
	Серия киндерхук	На севере — зеленоватые глины, на юге — черные глины (свита чаттануга)	45	—
	Региональное несогласие			
Девон — силур	Группа хантон	Доломиты и известняки	100	Развиты в Селайне
Ордовик	Группа виола	Переслаивающиеся кремнистые доломиты и крупнокристаллические известняки	45	
	Группа симпсон	Мелкозернистые песчаники, переслаивающиеся зелеными глинами	30	—
Кембрий	Группа арбокл	Доломитизированные известняки с тонкими песчанистыми прослоями	300	—
	Свита ригэн	Грубозернистые песчаники	30	

Таблица 210

Корреляция стратиграфических схем разрезов отложений различных областей Оклахомы

Система	Серия [1]	Южная Оклахома			Северо-Восточная Оклахома			Северо-Западная Оклахома		
		Группа [1] или серия	Свиты [1] и горизонты [1]		Группа или серия	Свиты и горизонты		Группа или серия	Свиты и горизонты	
			А [2]	Б [2]		А	Б		А	Б
Мел	Колорадо		Бонхем Игл-форд Вудбайн							
	Команч	Уачита	Беннингтон Бокчито Форт-уорс Дак-крик							
		Фредерикс-берг	Гудленд Валнет							
		Тринити	Палекси							
	Коахуила		Дэкуин Холли-крик							
Юра									Моррисон	
Триас									Докум	
	Очоа							Куотермастер	Элькситы Докси	
	Гвадалупе								Клауд чиф	
								Уайтхорс	Рашспрингс Марлоу	

<table>
<tr><td rowspan="11">Пермь</td><td rowspan="2">Леонард</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2" rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2">Эль-рэно</td><td rowspan="2">Дог-крик
Блэйн
Флауэрпот
Дункан</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">Вичита</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2"></td><td rowspan="2">Хеннесси
Гарбер
Велингтон</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr></tr>
<tr><td rowspan="2">Вулф-кемп</td><td rowspan="3">Понтокок</td><td colspan="2" rowspan="3">Понтокок
Вэносс</td><td rowspan="3"></td><td rowspan="3"></td><td rowspan="3"></td><td rowspan="3">Чейз
Коунсил
гроув
Эдмайр</td><td rowspan="3">Фортуна,
нобл олсен</td><td rowspan="3">Херингтон
Рэфорд
Коттонвуд
Форейкер</td></tr>
<tr></tr>
<tr></tr>
<tr><td rowspan="8">Пенсильваний</td><td rowspan="8">Вирджил</td><td rowspan="8">Циско</td><td colspan="2" rowspan="8">Циско</td><td>Уобонси</td><td>Браунвилл</td><td rowspan="3">Вэносс
Ада</td><td>Уобонси</td><td>Гувер</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="7">Шоуни</td><td rowspan="7">Гувер
Эльджин
Эндикотт</td><td rowspan="7">Шоуни</td><td>Элджин</td><td></td></tr>
<tr><td>Орейд</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">Гибнер</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr></tr>
<tr><td>Торонто</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">Мэгарджел</td><td>Дуглас</td><td>Тонкава</td><td>Вэмуза</td><td>Дуглас</td><td>Дуглас
Тонкава</td><td></td></tr>
<tr><td>Миссури</td><td>Хоксбар
(кэньон)</td><td>Каунти-пайн
Локо</td><td>Цикерман
Даубе</td><td>Очелэйта</td><td>Перри-гэс
Авант
Коттедж-гроув</td><td>Тэлент
Эрнсделл
Чэнут</td><td>Очелэйта</td><td>Коттедж-
гроув</td><td></td></tr>
</table>

[1] Серии и группы наряду со свитами и горизонтами представляют в настоящей таблице категории деления на местных стратиграфических схемах.
[2] А — горизонты и свиты, выделенные в разрезах скважин; Б — горизонты и свиты, выделенные в обнажениях.

Продолжение табл. 210

Система	Серия [1]	Южная Оклахома			Северо-Восточная Оклахома			Северо-Западная Оклахома		
		Группа [1] или серия	Свиты [1] и горизонты [1]		Группа или серия	Свиты и горизонты		Группа [1] или серия	Свиты и горизонты	
			А [2]	Б [2]		А	Б		А	Б
Пенсильваний	Миссури	Хоксбар (кэньон)	Байо Хэвитт	Анадарче Крайнервилл Конфедерейт	Скиатук	Девью	Девью	Скиатук	Мэрчанд	
						Хогчутер	Нелли-блай		Хогчутер	
						Лейтон	Коффивилл		Лейтон	
						Чэкерборд	Семинол		Чэкерборд	
						Кливленд				
	Де-мойн	Диз (строун)	Калбертсон Хэвитт	Нэтси	Марматон	Вэйсайд	Холденвилл	Марматон	Диз I	
						Биг-лайм	Ленапа		Диз II	
			Фузулина Лоун-гров Тисси	Вильямс		Перу	Новата		Гибсон	
						Освего	Ологен		Освего	
							Лабетт			
							Форт скотт			
			Карпентер Хефнер	Роки-пойнт Арнолд Девилс-китчен	Кэбенис	Чероки Сенора Скиннер Прю Рэд-форк Бартлсвилл	Сенора	Кэбенис	Харт Осборн	
		Бриг-брэнч	Памцкин-крик		Крэбс	Барджес Бач Хэртшорн	Богги Саванна Мак-алестер Хэртшорн	Крэбс	Черокн Рэд-форк Бартлсвилл	

	Атока	Дорник-хилл	Лейк-мюррей	Фрэнсли Лестер Бостуик	Атока	Джилкриз Датчер	Уорнер	Атока (верхний дорник-хилл)	Сэртин-фингер	
	Морро		Голф-курс	Оттервилл Джолифф Примроуз	Морро	Вэпанука Юнион-валли Кромвелл	Блойд Хэйл	Морро (нижний дорник-хилл)	Парди Мокэйн Кейес	
Миссисипий	Честер	Спрингер	Маркхэм / Лейк-ардмор Элдридж Хэмфрис / Овербук Симс Флэттоп / Род-клаб Гудвин Годдард					Честер	Спрингер Мэннинг	
	Мерамек		Кэни			Миссисипи-лайм Мэйес	Питкин Фэйетвилл Хиндсвилл Мурфилд	Мерамек	Сент-женевьев Сент-луи Спэрджен Уорсоу	
	Осейдж		Сикамор				Бун	Осейдж		
	Киндер-хук		Велден Вудфорд			Вудфорд Мизенер	Чатануга Блеймор		Вудфорд Мизнер	

[1] Серии и группы наряду со свитами и горизонтами представляют в настоящей таблице категории деления на местных стратиграфических схемах.
[2] А — горизонты и свиты, выделенные в разрезах скважин; Б — горизонты и свиты, выделенные в обнажениях.

Продолжение табл. 210

Система	Серия [1]	Южная Оклахома			Северо-Восточная Оклахома			Северо-Западная Оклахома		
		Группа [1] или серии	Свиты [1] и горизонты [1]		Группа или серия	Свиты и горизонты		Группа или серия	Свиты и горизонты	
			А [2]	Б [2]		А	Б		А	Б
Девон	Брэдфорд				Хантон	Сэллисоу				
	Чотокуа									
	Сенека									
	Эри Ульстер	Хантон		Фриско			Фриско	Хантон	Фриско	
Силур	Кэюга			Буа-дарк			Буа-дарк		Буа-дарк	
	Ниагара			Хараган			Хараган		Хараган	
	Алексендрия			Хенрихауз			Хенрихауз		Хенрихауз	
				Чимней-хилл			Чимней-хилл		Чимней-хилл	
	Цинциннати	Сильвен	Сильвен		Сильвен	Сильвен		Сильвен	Сильвен	
		Виола	Виола		Виола	Фернвейл	Виола	Виола	Фернвейл	
						Трентон			Трентон	

Ордовик	Чэмплейн	Симпсон	Бромид		Симпсон	Бромид	Фитт, тайнер, барген, коттер	Симпсон	Денс
			Тулип-крик			Вилькокс			Вилькокс I
			Мак-лич			Мак-лич			Маршалл
			Ойл-крик			Ойл-крик			Вилькокс II
			Джойнз			Джойнз			Мак-лич
									Джойнз
	Канада	Арбокл	Вест-спринг-крик		Арбокл	Поуэлл-коттер		Арбокл	Арбокл
			Киндблейд			Джефферсон-сити			
			Кул-крик			Рубиду, Гасконейд			
			Макензи-хилл			Ван-бюрен			
Кембрий	Круа		Баттерли			Эминенс			
			Сигнэл-маунтинз						
			Ройер						
			Форт-силл						
		Тимберд-хилл	Хоней-крик			Боннетерр			
			Ригэн			Ламотт			

[1] Серии и группы наряду со свитами и горизонтами представляют в настоящей таблице категории деления на местных стратиграфических схемах.
[2] А — горизонты и свиты, выделенные в разрезах скважин; Б — горизонты и свиты, выделенные в обнажениях.

Таблица 211

Сводная стратиграфическая схема разрезов отложений, развитых в Оклахоме

Система	Серия	Группа	
Пермь	Леонард	Самнер	
	Вулфкемп	Понтокок	Чейз
			Коунсил-гроув
			Эдмайр
Пенсильваний	Вирджил (циско)	Хоксбар	Уобонси
			Шоуни
			Дуглас
	Миссури (кэньон)		Лэнсинг
			Канзас-сити
			Плезантон
	Де-мойн (строун)	Диз	Марматон
			Чероки
	Атока	Верхний дорник-хиллз	
	Морро	Нижний дорник-хиллз	
	Спрингер		
Миссисипий	Честер	Пост-эльвира Эльвира Хомберг Нью-десайн	
	Мерамек		
	Осейдж		
Миссисипий и (или) девон	Киндерхук	Изли	
		Фабиус	
Девон	Ульстер	Хантон	Орискани
Силур	Ниагара Альбион		Гельдельберг
			Локпорт
			Клинтон
			Александрия
Ордовик	Цинциннати	Ричмонд	
	Чэмплейн	Виола	Мэйсвилл
			Эден
			Трентон
		Симпсон	Блэк-ривер
			Чейзи
	Канада	Арбокл	
Кембрий	Круа	Тимберд-хиллз	

Таблица 212

Распределение продуктивных отложений в разрезах областей Западного Внутреннего бассейна

Возраст	Наименование			Литологический состав	Мощность, *м*	Максимальная глубина залегания, *м*	Плотность нефти, *г/см³*	Среднесуточный дебит нефти *т*; газа тыс. *м³*
	серии	группы	свиты					
Восточный Канзас								
Пенсильваний		Канзас-сити, лэнсинг, марматон, чероки	Барджесс, лейтон, бартлсвилл	Песчаники, известняки	Песчаные горизонты от первых метров до нескольких десятков метров, иногда пачки до 100—150 *м*, содержащие ряд песчаных пластов, разделенных глинами; карбонатные резервуары представляют пласты и горизонты (метры — первые десятки метров), а также сплошные толщи до нескольких сотен метров	До 1000, редко до 1200	0,825—0,890	Нефти преимущественно 5—10, в небольшом количестве скважин выше 150, иногда до 500 и более; газ 25—100
Миссисипий				Известняки, песчаники				
Силур — девон		Хантон		Доломиты, известняки				
Ордовик *		Виола		То же				
		Симпсон		Преимущественно песчаники				
Ордовик — кембрий *		Арбокл		Доломиты				
Западный Канзас								
Пермь		Коунсил-гров, эдмайр		Доломиты, известняки, песчаники		До 1500—1800	0,810—0,890	Обычно 10—100; значительно реже до 400 и более; максимальные преимущественно из группы арбокл; газ 30—150;
Пенсильваний *	Морро	Уобонси, шоуни, дуглас, канзас-сити, лэнсинг, чероки, марматон	Базальный конгломерат	Песчаники, известняки, базальные конгломераты				

Продолжение табл. 212

Возраст	Наименование			Литологический состав	Мощность, м	Максимальная глубина залегания, м	Плотность нефти, г/см³	Среднесуточный дебит нефти т; газа тыс. м³
	серии	группы	свиты					
Миссисипий	Киндер-хук			Известняки, песчаники				
Силур — девон		Хантон		Доломиты, известняки				
Ордовик *		Виола		То же				
		Симпсон		Преимущественно песчаники		До 1500—1800	0,810—0,890	иногда до 1000—1500 и более
Ордовик — кембрий *		Арбокл		Доломиты				
Кембрий			Ригэн	Песчаники				
Докембрий				Трещиноватые кварциты				
				Оклахома				
Пермь	Леонард, вулфкемп		Гарбер, коунсил-гров, грэнит-уош	Доломиты, песчаники, конгломераты				
	Вирджил	Циско, шоуни, дуглас	Крюз, роув, вэносс, гувер, тонкава	Песчаники, известняки				

Пенсильваний *	Миссури	Хоксбар	Пэрри-гэс, коттедж-гров, лайтон, чекерборд, кливленд, барнс	Известняки, песчаники	В северной части Центральной платформы 100—1200; на Северо-Восточном шельфе 1500; на северо-западной платформе до 2000—2500. В прогибах Анадарко и Ардмор до 3000—4000 и более	Для каждой стратиграфической системы резко меняется; для пенсильванских — ордовикских пород 0,800—0,900; преобладающие значения 0,805—0,875	В основном от 0,5—1 до 30—40; значительно реже до 100 и более; для газа обычно 30—60, довольно часто 100—300, иногда 500 и более
	Де-мойн	Диз (строун), марматон, чероки	Тисси, освего, биг-лайм, джибсон, кальвин, богги, сенора, харт, осборн, скиннер, прю, ред-форк, бач, бартлсвилл, барджесс, хортшорн, бэрбанк, эрлсборо	Преимущественно песчаники, есть известняки			
Пенсильваний	Атока		Джилкриз датчер, спиро, ред-оак	Известняки, песчаники			
	Морро	Дорник-хиллз	Вэпанука, кромвелл, кейес, юнион-валли	Преимущественно песчаники			
Миссисипий	Мерамек и осейдж		Сен-луи, миссисипи лайм, сент-женевьев	Известняки			

Продолжение табл. 212

Возраст	Наименование: серии	Наименование: группы	Наименование: свиты	Литологический состав	Мощность, м	Максимальная глубина залегания, м	Плотность нефти, г/см³	Среднесуточный дебит нефти т; газа тыс. м³
Миссисипий	Киндерхук		Вудфорд, мизенер, чаттануга	Песчаники		В северной части Центральной платформы 100—1200; на Северо-Восточном шельфе 1500; на северо-западной платформе до 2000—2500. В прогибах Ападарко и Ардмор до 3000—4000 и более	Для каждой стратиграфической системы резко меняется; для пенсильванских — ордовикских пород 0,800—0,900; преобладающие значения 0,805—0,875	В основном от 0,5—1 до 30—40, значительно реже до 100 и более; для газа обычно 30—60, довольно часто 100—300, иногда 500 и более
Девон — силур		Хантон	Буа-дарк	Известняки				
Ордовик *		Виола		»				
		Симпсон	Бромид, ойл-крик, мак-лич, вилькокс I, и вилькокс II	Песчаники, известняки				
Ордовик — кембрий *		Арбокл		Доломиты				
Кембрий			Ригэн	Песчаники				
Оклахома — Панхэндл								
Пермь *		Коунсилгров	Грэнит-уош	Песчаники, конгломераты				
Пенсильваний *	Вирджил, миссури, морро	Марматон, чероки	Чекерборд	Песчаники, известняки				

Миссисипий	Честер			Главным образом, песчаники, есть доломиты, известняки			

Техас-Панхэндл

Пермь *	Леонард, вулфкемп		Рэд-кэйв, браун-доломит	Доломиты, песчаники	От нескольких сотен метров над сводом погребенного поднятия Амарилло до 2000—3500 в прогибе Анадарко	0,810—0,840. Резко преобладают газоносные горизонты	Для газа обычно 30—170, часто 200—250, иногда до 1000—1500 и более
Пенсильваний *	Вирджил, миссури, де-мойн, атока, морро	Дуглас, марматон, чероки	Грэнит-уош	Песчаники, известняки			
			Тонкава, кливленд				
Миссисипий	Честер			Преимущественно песчаники			
Ордовик		Симпсон		Доломиты, известняки			
Ордовик-кембрий		Элленбергер (арбокл)		Известняки, доломиты			

Примечания. 1. Точная соподчиненность серий, групп и свит в таблице не отражена; в соответствующих графах перечислены лишь серии, группы и свиты той или иной системы продуктивные в различных районах и областях. Точная взаимосвязь стратиграфических единиц показана в табл. 207—210. 2. Основные газо- и нефтесодержание комплексы показаны звездочкой.

Таблица 213

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Западного внутреннего бассейна США

Структурные формы месторождений	Преимущественные типы залежей	Примеры месторождений
Зона поднятий системы Нимэха Асимметричные сравнительно пологие антиклинали и купола, хорошо выраженные в нижне- и среднепалеозойских отложениях и несогласно перекрытые более полого залегающими породами миссисипского возраста	Пластовые сводовые в миссисипских, пенсильванских и ордовикских песчаниках, массивные в известняках арбокл кембро-ордовика, стратиграфически экранированные в песчаниках ордовика	Кашинг, Эльдорадо, Оклахома-Сити, Гарбер, Тонкава, группа Большой Семинол
Центрально-Канзасское поднятие Зона центральных структур Асимметричные сравнительно пологие антиклинали и купола, хорошо выраженные в кембро-ордовикских отложениях, несогласно перекрытые пенсильванскими отложениями; последние иногда непосредственно облекают выступы кристаллических пород фундамента	Массивные в известняках арбокл и кристаллических породах, пластовые сводовые, реже массивные в пенсильванских отложениях	Трико, Купер, Морел, Бойд, Крафт Пруса, Штольтенберг, Ферпорт, Орт, Горхэм, Холл-Гарнэй
Зона юго-восточного погружения Сравнительно небольшие асимметричные пологие брахиантиклинали и купола, хорошо выраженные в нижне- и среднепалеозойских отложениях и несогласно перекрытые более полого залегающими миссисипскими или пенсильванскими отложениями	Литологически экранированные и ограниченные в кровле домиссисипских отложений, литологически экранированные (на склонах поднятий) в миссисипских отложениях, массивные в известняках ордовика, пластовые сводовые в миссисипских и пенсильванских отложениях	Вэрри Зенит, Борнхолдт, Медисин-Лодж, Коннингэм
Поднятия Вичита — Амарилло Сравнительно большие пологие антиклинали, нарушенные разрывами (нижнепалеозойские пласты, несогласно перекрыты более молодыми отложениями	В пенсильванских отложениях, пластовые сводовые, реже литологически экранированные, в нижнепалеозойских отложениях известны стратиграфически экранированные. На месторождении Панхэндл-Хьюготон в пермских отложениях массивная (Панхэндл) и литологически экранированная (Хьюготон)	Панхэндл-Хьюготон, Хэвит, Хильдтон, Крайнервилл, Локо

Продолжение табл. 213

Структурные формы месторождений	Преимущественные типы залежей	Примеры месторождений
Прогибы Сэлайна, Форест-Сити, Додж-Сити Пологие небольшие купола, структурные носы и террасы, с глубиной превращающиеся в брахиантиклинали или купола, более резко выраженные и отражающие рельеф фундамента	Литологически экранированные в песках прибрежных валов и русел палеорек и на склонах поднятий, в подошве пенсильванских отложений; пластовые сводовые в вышележащих отложениях	Барбэнк, Саус-Барбэнк, Глен, Мэрвин, Буш-Сити, Гарнэт, Блэквелл
Прогибы Анадарко — Ардмор Узкие сравнительно крутые антиклинали, нарушенные разрывами; пермские отложения резко несогласно перекрывают пенсильванские, в низах которых имеются угловые несогласия	Пластовые сводовые, тектонически экранированные, реже стратиграфически экранированные	Эола, Вельма, Робберсон, Цемент, Поулс Валли, Гувер, Кэти, Саутвест-Энтиох, Татмус, Шолом Алейхем и др.

характерны массивные залежи, для песчаников симпсон и миссисипских известняков — стратиграфически экранированные залежи. Самые крупные месторождения нефти приурочены к западному приподнятому борту поднятия Нимэха, среди которых особенно выделяются месторождения Эльдорадо, Оклахома-Сити и Кашинг (табл. 214, рис. 279—282).

Таблица 214

Характеристика крупных месторождений нефти и газа поднятий зоны Нимэха

Месторождение, год открытия	Строение	Нефтегазоносность
Кашинг, 1912	Брахиантиклиналь (восточное крыло 15°, западное 2°) длиной 35 *км*, сложенная отложениями допенсильвания, несогласно перекрытая полого залегающими породами пенсильвания	Нефтеносны известняки арбокл нижнего палеозоя, песчаники вилькокс и бартлсвилл. Площадь нефтеносности песчаника бартлсвилл 75 *км*². За время эксплуатации добыто более 60 млн. *т*
Эльдорадо, 1915	Брахиантиклиналь размером 20×7 *км*, осложненная несколькими куполами (Вильсон, Робинсон, Оилхилл, Чесней и др.), местами нарушена разрывами. Амплитуда поднятия по пермским отложениям 60 *м*, по кровле ордовика до 140 *м*. В своде поднятия отложения перми залегают на ордовикских	Продуктивны известняки арбокл нижнего палеозоя и песчаники вилькокс в своде поднятия (пластовые сводовые залежи) и известняки свиты чаттануга раннемиссисипского возраста, слагающие крыло (стратиграфически экранированные залежи). Выделяются более 9 нефтяных и 6 газовых пластов
Оклахома-Сити, 1928	Брахиантиклиналь (крутое восточное крыло нарушено сбросом), сложенная отложениями допенсильвания и несогласно перекрытая полого залегающими отложениями пенсильвания	Нефтеносны известняки арбокл (массивная залежь), песчаники симпсон, вилькокс, стратиграфически экранированные залежи. За время эксплуатации добыто более 100 млн. *т*

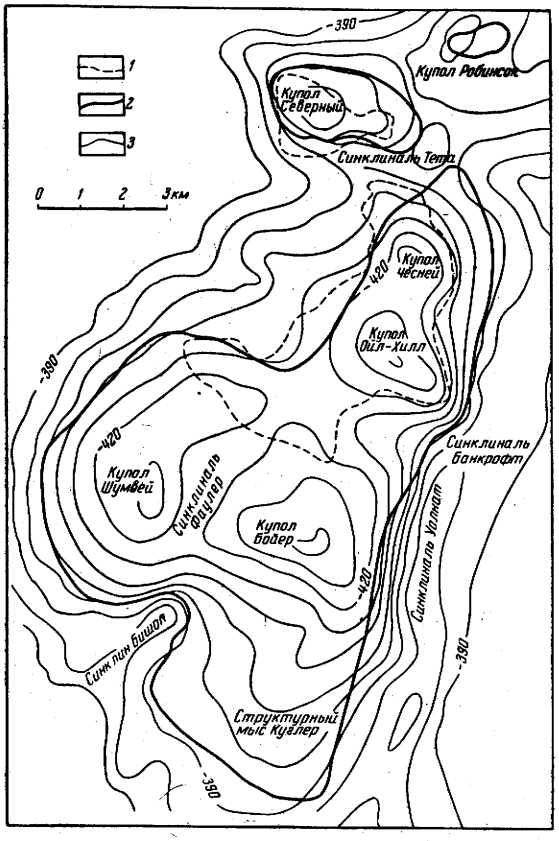


Рис. 279. Структурная карта кровли известняка форт-райли (пенсильваний) месторождения Эльдорадо, Канзас (по Ривсу).

1, 2 — контуры продуктивных площадей: *1* — 700-футового песчаника, *2* — известняков арбокл и песчаников вилькокс; *3* — изогипсы кровли известняка форт-райли.

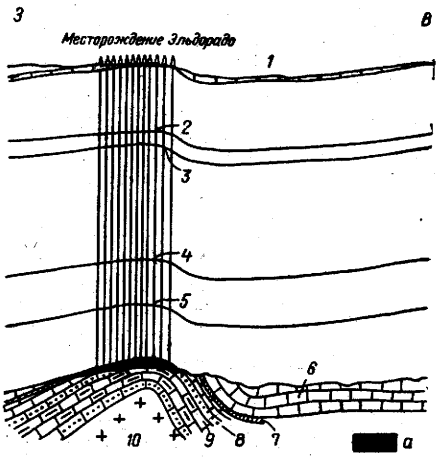


Рис. 280. Разрез месторождения Эльдорадо.

1 — известняк форт-райли; *2—5* — нефтеносный песок: *2* — 550-футовый, *3* — 660-футовый, *4* — байер, *5* — стокс; *6* — миссисипские известняки; *7* — сланцы чаттануга; *8* — известняки виола; *9* — кремнистый известняк; *10* — граниты. *а* — нефтяная залежь в известняках арбокл и песчаниках вилькокс.

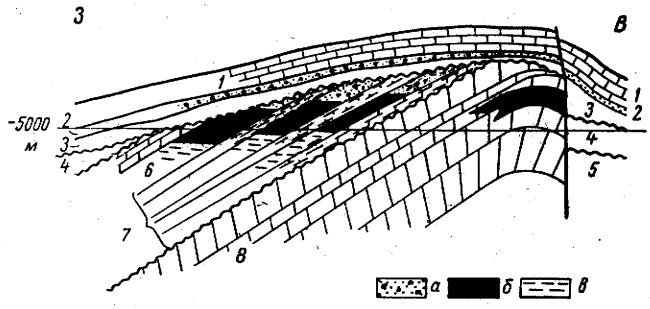


Рис. 281. Разрез месторождения Оклахома-Сити (по Вер-Вибе, 1959).

1—3 — пенсильванские отложения: *1* — известняки освего, *2* — песчаник прю, *3* — сланцы чероки; *4* — миссисипские отложения — сланцы чаттануга; *5* — девонские и силурийские отложения — известняки хантон; *6—8* — ордовикские и кембрийские отложения: *6* — известняки виола, *7* — породы группы симпсон, *8* — известняки арбокл. *а* — газ; *б* — нефть; *в* — вода.

Месторождение Гарбер выделяется на южном продолжении хребта Нимэха в Оклахоме. Характеризуется резко выраженной структурой по нижнепалеозойским отложениям.

Месторождение Тонкава содержит 15 продуктивных пластов, из которых за 25 лет эксплуатации извлечено свыше 17 млн. *т* нефти. Бо́льшая часть нефти получена из песчаника вилькокс.

Нефтяные месторождения Эрлсборо, Боулегс, Литл-Ривер, Сан-Луи выделяются в центральной части Оклахомы в виде погребенного поднятия Большой Семинол, или Центральная Оклахома, выраженного по отложениям ордовика, слои которого образуют крупные пологие поднятия. Открыты в разное время: Эрлсборо в 1930 г., Боулегс в 1927 г., Литл-

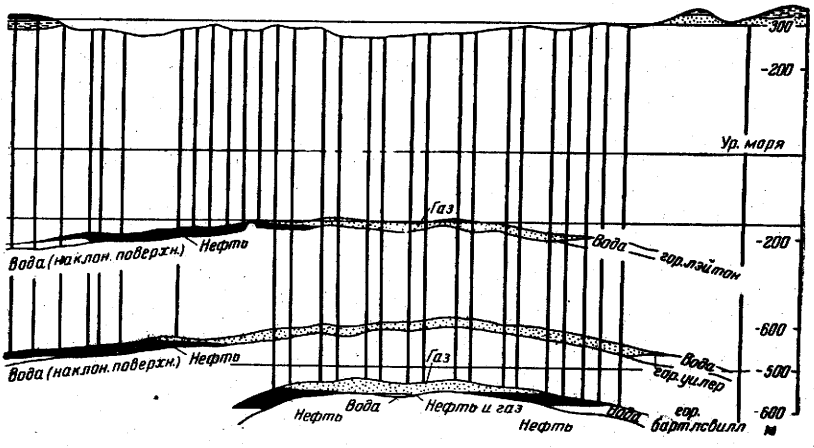


Рис. 282. Разрез месторождения Кашинг (по Н. Ю. Успенской, 1950).

Ривер в 1937 г. Нефтеносны доломитизированный песчаник семинол, заключенный в свите бромид (пласт вилькокс I ?), и песчаник вилькокс. Песчаник семинол имеет мощность до 25 *м*, выклинивается в юго-западном направлении (рис. 283), отличается высокой продуктивностью. Песчаник вилькокс крупно- и среднезернистый, имеет мощность до 250 *м*, иногда разделен на несколько пласто́в; продуктивность его выше, чем песчаника семинол, но неравномерная. Нефтяные залежи некоторых месторождений отличаются большими размерами (до 1250 *га*), большой концентрацией их на площади и высокой нефтеотдачей (с 1 *га* извлекается 12 тыс. *т* нефти). Глубина залежей 1000—1300 *м*.

В пределах Центрально-Канзасского поднятия выделяются две зоны развития месторождений, различных по условиям залегания нефти.

В месторождениях в центральной части поднятия (рис. 284) под пенсильванскими отложениями лежат известняки арбокл; в отдельных случаях первые непосредственно налегают на кристаллические породы докембрия. Скопления нефти сравнительно небольшие, широко развиты в размытой кровле известняков арбокл — месторождения Трико, Купер, Морел, Бойд, Крафт-Пруса, Штольтенберг и др. (рис. 285), а также в трещиноватых зонах апикальных частей выступов кристаллических пород фундамента, перекрываемых пенсильванскими слоями, — месторождения Орт, Горхем, Холл-Гарней и др. В значительной части месторождений нефтеносны пенсильванские отложения, обычно заключающие пластовые, реже массивные залежи. Например, на месторождении Ферпорт, представленном брахиантиклиналью, сложенной пенсильванскими

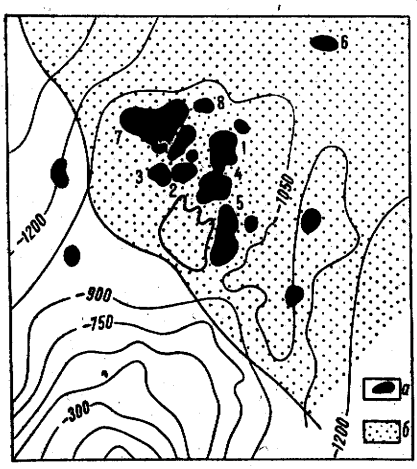


Рис. 283. Структурная карта кровли известняков виола нефтеносной площади Семинол.

а — нефтяные месторождения: *1* — Семинол, *2* — Мишен, *3* — Моуд, *4* — Боулегс, *5* — Литл-Ривер, *6* — Кромвал, *7* — Эрлсборо, *8* — Сирайт; *б* — площадь развития песчаника Семинол.

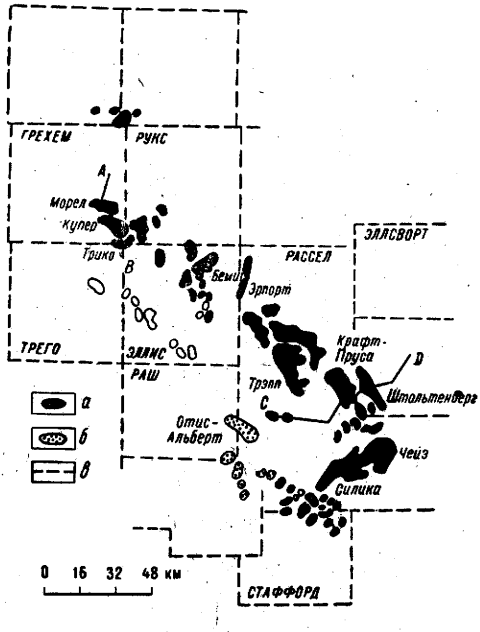


Рис. 284. Карта расположения крупнейших нефтяных и газовых месторождений Центрально-Канзасского поднятия с продуктивными известняками арбокл (по Вальтеру).

а — месторождения нефтяные, *б* — газовые: *в* — границы округов. Разрезы *AB* и *CD* см. на рис. 285.

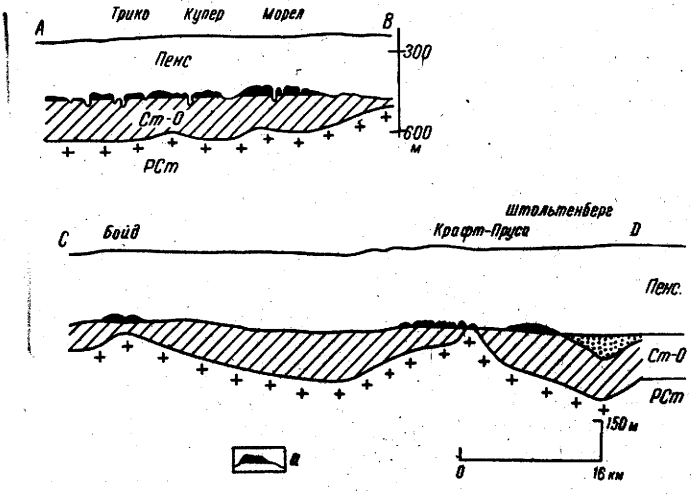


Рис. 285. Схематические разрезы нефтяных месторождений Трико, Купер, Морсел, Бойд, Крафт-Пруса, Штольтенберг.

а — нефтяные залежи.

отложениями, которые перекрывают маломощную толщу песчаников ордовика, залегающих на кристаллических породах, в пенсильванских отложениях насчитывается до 10 продуктивных пластов; из них залежь в известняке освэго (глубина около 600 *м*) является массивной.

В месторождениях на юго-восточном погружении поднятия под миссисипскими или пенсильванскими отложениями находятся верхнеордовикские и силуро-девонские слои симпсон, виола, сильвен, хантон, залегающие на глубине до 2100 *м*. Размеры месторождений небольшие, залежи нефти часто стратиграфически и литологически экранированные или литологически ограниченные. На крупном месторождении Вэрри нефть

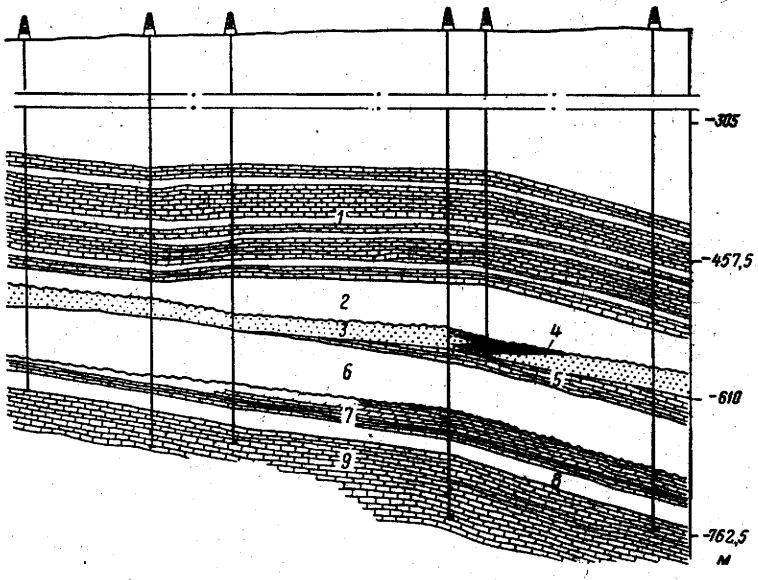


Рис. 286. Разрез месторождения Борнхолдт (по Вер-Вибе, 1959).

1 — известняки лэнсинг, канзас-сити; *2* — пенсильванские базальные конгломераты и сланцы; *3* — кремнистый известняк; *4* — нефтяная залежь; *5* — миссисипский известняк; *6* — сланцы киндерхук; *7* — известняк виола; *8* — группа симпсон; *9* — известняк арбокл.

заключена в базальной свите сью (подошва отложений пенсильванской системы), залегающей моноклинально и перекрывающей несколько более круто наклоненные и размытые миссисипские отложения. Продуктивный пласт представлен кремнистой галькой различных размеров и изменчивой мощности (не более 30 *м*), выполняющей или облекающей неровности в рельефе домиссисипских слоев. Наиболее продуктивные участки месторождения приурочены к склонам выступов домиссисипского рельефа. Площадь нефтеносности представляет зону длиной 13 *км*, протягивающуюся вкрест общего простирания свиты сью. На месторождении Зенит нефтеносны линзовидные песчаники мизенер (свита чаттануга, серия киндерхук), заключенные в головной части слабо деформированной моноклинали, приуроченной к склону небольшого эрозионного выступа известняков верхнего ордовика. Месторождение Борнхолдт (рис. 286) — одно из относительно крупных в зоне, имеет литологически ограниченную залежь нефти. В пределах рассматриваемой зоны находится несколько газовых месторождений: Медисин-Лодж, Коннингэм и др. с залежами в известняках ордовика и покрывающих их пенсильванских отложениях.

Нефтяные и газовые месторождения поднятия Амарилло (кроме Панхэндл-Хьюготона) приурочены к сравнительно небольшим и

асимметричным пологим поднятиям, вытянутым на северо-запад, параллельно системе Вичита—Амарилло. Бóльшая часть месторождений сконцентрирована вдоль северо-восточного склона поднятия. По своим размерам выделяются месторождения Хевитт (1919) *, Хильдтон (1913) *, Крайнервилл, Локо и др., расположенные на юго-восточном погружении поднятия.

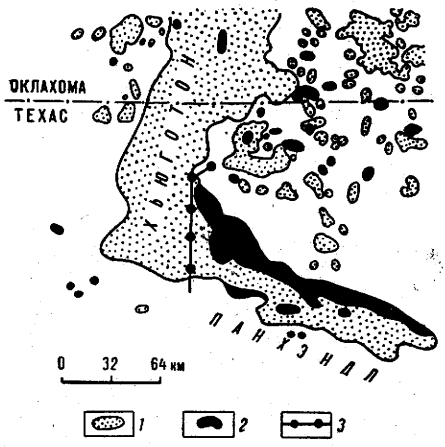


Рис. 287. Схематический план залежи газа и нефти месторождения Панхэндл-Хьюготон (штаты Оклахома и Техас).

1 — газ; *2* — нефть; *3* — условная граница залежи.

Нефтеносны верхне- и среднепенсильванские песчаники серии глен, соответствующей слоям хоксбар и диз, в меньшей степени известняки виола и арбокл — месторождения Хильдтон и Крайнервилл. В пенсильванских отложениях развиты преимущественно пластовые сводовые залежи, реже литологически экранированные залежи; в нижнепалеозойских слоях известны стратиграфически экранированные залежи. На месторождении Хевитт продуктивна толща глен (нижняя ее часть мощностью около 230 *м*), содержащая семь пластовых сводовых залежей. Она налегает на сланцы миссисипской свиты кэни, покрывающие кристаллические породы. На месторождении Крайнервилл в базальных песчаниках пенсильванской системы выделяются пять нефтеносных пластов, выклинивающихся перед поднятыми блоками ордовикского основания.

Месторождение Панхэндл-Хьюготон (рис. 287) — крупнейшее в мире скопление газа занимает особое место в поднятии Амарилло. Восточная часть залежи Панхэндл находится на северо-западном погружении

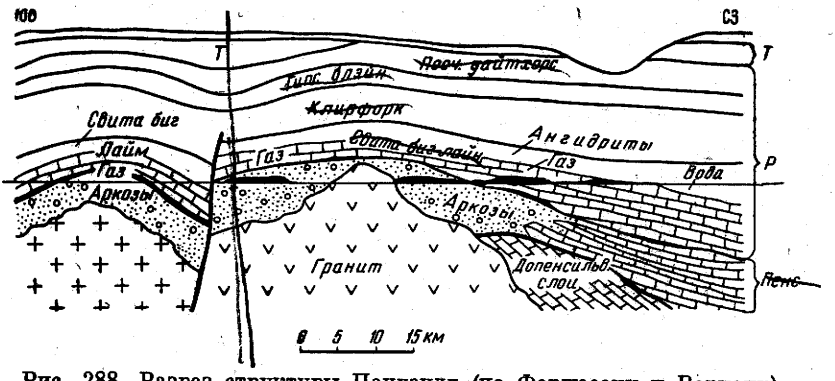


Рис. 288. Разрез структуры Панхэндл (по Фергюсону и Вернону).

поднятия Амарилло и представляет пологую антиклиналь, сложенную пенсильванскими, пермскими и триасовыми отложениями, перекрывающими пологий выступ гранита (рис. 288). Северная часть залежи Хьюготон представляет пологую моноклиналь (1—2°) почти меридионального простирания (рис. 289), образующую западные склоны прогибов Анадарко и Додж-Сити. Моноклиналь сложена пенсильванскими, пермскими и более молодыми отложениями. В панхэндлской части месторождения

продуктивны оолитовые доломиты мощностью 15—25 *м*, залегающие в нижней части пермских отложений; ниже лежат трещиноватые, насыщенные аркозовым материалом кристаллические известняки мощностью до 260 *м* пенсильванского возраста и грубозернистые, часто гравийные пески с валунами и включениями красных сланцев мощностью до 300 *м*. Пермские отложения слагают свод антиклинали, пенсильванские развиты только на склонах гранитного ядра ее. Продуктивная толща выделяется под названием биг лайм. В хьюготонской части месторождения газоносны нижнепермские отложения группы самнер и чейз. В группе самнер выделяется зона хэрингтон, сложенная в основном доломитами мощностью 10—13 *м*, в группе чейз — зона винфилд, представленная доломитами, глинистыми известняками мощностью 13 *м*, и форт-райли — известняками иногда оолитового строения, мощностью до 30 *м*. Вся толща коллекторов в западном направлении замещается глинами. Залежь месторождения Панхэндл-Хьюготон двух различных типов: на западе она массивная, высотой около 400 *м*, длиной до 200 *км*, в Хьюготоне литологически экранированная, длиной также около 200 *км*. Массивная газовая залежь Панхэндл на северо-восточной окраине содержит нефтяную оторочку, не всегда сплошную; небольшие нефтенасыщенные участки имеются и на противоположном крыле газовой залежи. Пористость и проницаемость коллекторов месторождения распределены весьма неравномерно, что обусловливает разнообразия в дебитах газа в скважинах, в том числе и весьма большие, особенно из базальной толщи. С востока залежь Панхэндл-Хьюготон сопровождается рядом сравнительно небольших скоплений нефти в пермских отложениях, распределение которых в значительной степени обусловлено наличием и свойствами коллекторов. Начальные запасы газа в зоне Панхэндл-Хьюготон оцениваются в $2 \cdot 10^{12}$ *м*^{3}.

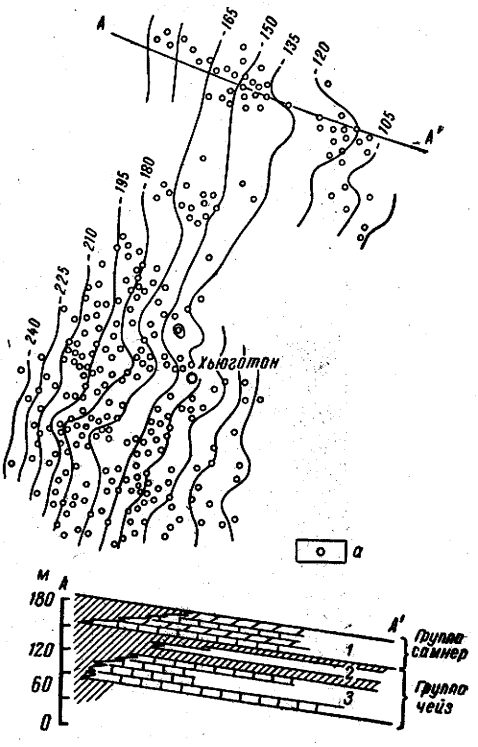


Рис. 289. Структурная карта кровли горизонта стоун-коралл и схематический разрез продуктивной толщи газового месторождения Хьюготон (по Карлу и Тейлору).

а — нефтегазоносные зоны: *1* — зона Херингтон, *2* — зона Винфилд, *3* — зона Форт-райли.

Во впадинах северной части Западного нефтегазоносного бассейна — Сэлаина, Форест-Сити, Додж-Сити и др. развиты преимущественно небольшие, площадью до 12 *км*^{2}, куполовидные поднятия и структурные носы с углами падения крыльев, редко превышающими 2—3°. С глубиной углы падения возрастают и структурные террасы и носы превращаются в брахиантиклинальные поднятия, в той или иной степени связанные с рельефом кристаллического фундамента. К этим структурам, особенно прогибу Чероки и западному склону свода Озарк, приурочено сравнительно большое количество месторождений. Залежи нефти и газа заключены преимущественно в отложениях пенсильванского возраста; в распределении

их основную роль играет литологический фактор. Среди залежей выделяются три основных типа.

Литологически ограниченные залежи заключены в песчаных линзообразных телах прибрежных валов. Песчаные линзы имеют почти плоское основание, выпуклый верх, вытянутую форму, «зазубренные» края, длину до 10 *км*, ширину до 4 *км* и мощность в несколько десятков метров. Пористость песчаников 15—30%. Линзы располагаются линейно или кулисообразно, в плане иногда изгибаются (заливы); находятся в низах

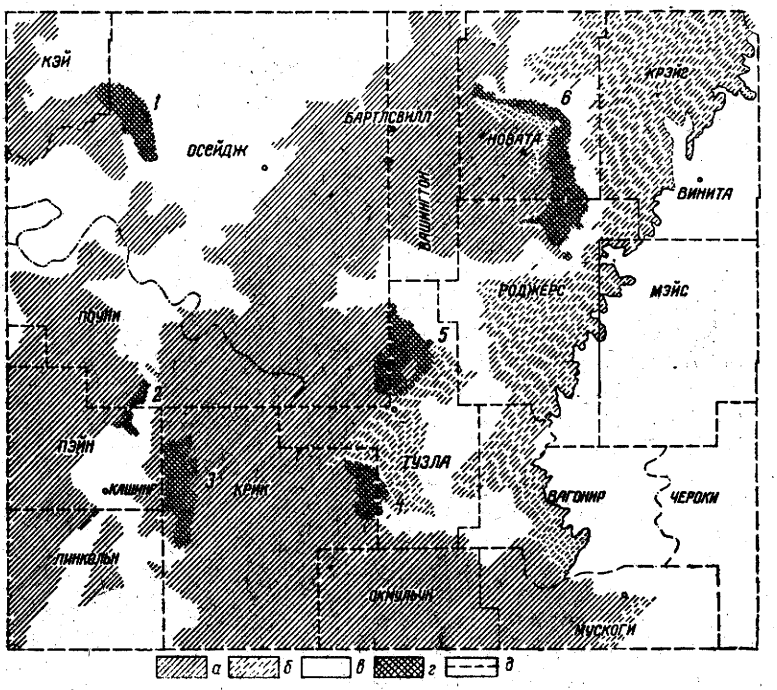


Рис. 290. Карта развития песка бартлсвилл в северо-восточной части штата Оклахома (по Вер-Вибе, 1959).

а — песок бартлсвилл; *б* — песок бартлсвилл, сильно глинистый; *в* — площади, где песок бартлсвилл отсутствует; *г* — нефтяные залежи; *д* — границы округов.

глинистой толщи чероки. Выделяются три линзы песчаника: бартлсвилл (глен), барбенк и барджес. Нефть и (или) газ заполняют всю линзу или только верхи ее, подстилаясь водой. Месторождениями такого типа являются Барбенк (1920) *, Саут-Барбенк (1905) *, Глен, расположенные в северо-восточной Оклахоме (рис. 290, 291). Иногда линзы песчаников приурочены к периклинальным частям антиклиналей, например на месторождении Мэрвин. Нефтеносная линза здесь расположена на южной периклинали брахиантиклинали (в сводовой части находится нефтяная залежь в песчаниках ньюкирк). Над выпуклыми вверх линзами песчаников в некоторых случаях образуются структуры облекания, являющиеся местом развития залежей часто газовых.

Литологически экранированные залежи приурочены к руслам древних рек (шнурковые). Такие русла врезаны в кровлю сланцев чероки и заполнены песчаниками. Длина «шнурков» измеряется десятками километров, ширина — до 0,5 *км*, мощность песчаной части достигает 30 *м*. В разрезе песчаное тело имеет форму неправильной трапеции, в плане —

форму узких, различно изогнутых полос. Кровля песчаного шнурка иногда волнообразно изгибается с амплитудами поднятий до 15 *м*; в отдельных случаях эти поднятия вызываются пересечением его антикли-

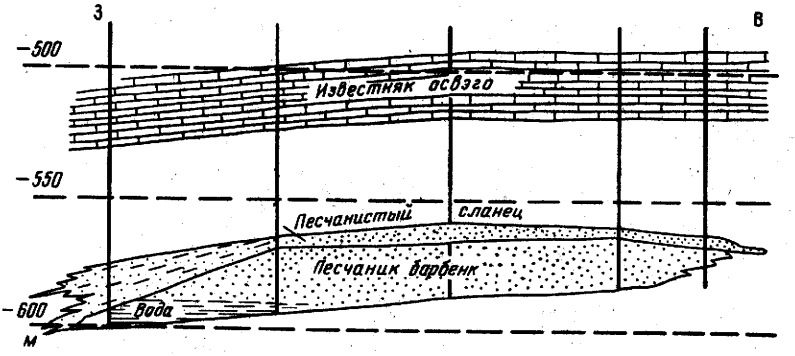


Рис. 291. Разрез нефтеносной линзы песчаника барбенк в нефтяном месторождении Саут-Барбенк (по Маркхаму и Ламару).

налью. Распределение нефти и газа определено положением шнурка в пространстве. При наклоне его газ скапливается в наиболее приподнятой части: обычно такой шнурок врезается вкрест простирания сланцев чероки; если он горизонтален, размещение нефти и газа незакономерно. В волнообразно изогнутом шнурке апикальные части его заполняются газом. Типичный пример такого распределения нефти и газа можно видеть в залежи Гарнэт. В месторождении Буш-Сити (наиболее крупном для данного типа) нефтеносный шнурок имеет длину 20 *км*, ширину 400 *м*, мощность 20 *м*. Кровля пород его испытывает поднятия с амплитудой до 15 *м* (рис. 292). Максимальная продуктивность скважин на этих вздутиях достигала 126 *т/сутки*.

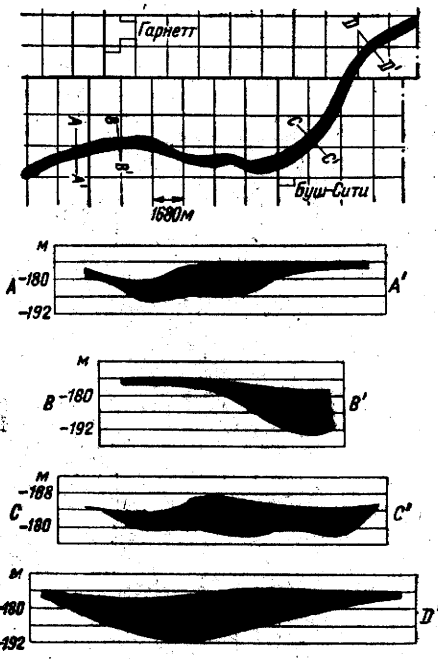


Рис. 292. План и разрезы нефтяной залежи месторождения Буш-Сити (по Вер-Вибе, 1959).

Литологически экранированные залежи связаны с песчаниками, выклинивающимися на своде поднятия. Такие залежи газа известны на месторождении Блэквелл. Газовая залежь в известняке нива (уобонси?) протягивается полосой только вдоль западного крыла брахиантиклинали, газовая залежь в песчанике верхний гувер находится лишь на южной периклинали брахиантиклинали; выше песчаник замещается пестроцветными глинами.

В прогибах Анадарко—Ардмор месторождения связаны с системой резко выраженных, особенно в юго-восточной (ардморской) части, длинных, узких антиклиналей северо-западного простирания, сложенных с поверхности пенсильванскими отложениями, несогласно перекрытыми пермскими. Отдельные антиклинальные зоны кулисообразно заходят друг за друга и нарушены крупными взбросами, наиболее развитыми

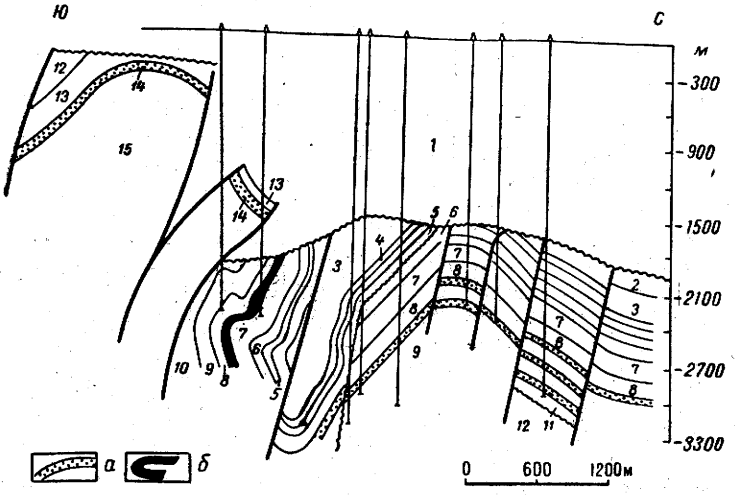


Рис. 293. Разрез нефтяного месторождения Эола (по Харлтону, 1964). Нефть заключена в базальных песчаниках свиты бромид.

1 — пермь; *2* — пенсильваний, диз; *3—5* — миссисипий: *3* — годдард, *4* — кени, *5* — вудфорд; *6* — девон, силур, ордовик — хантон, сильвен; *7—14* — ордовик — кембрий: *7* — виола; *8* — бромид, *9* — мак-лич, *10* — оил-крик, *11* — джойнз, *12* — арбокл, *13* — тимберд-хиллз, *14* — ригеи; *15* — докембрий; *а* — песчаники; *б* — нефтяная залежь.

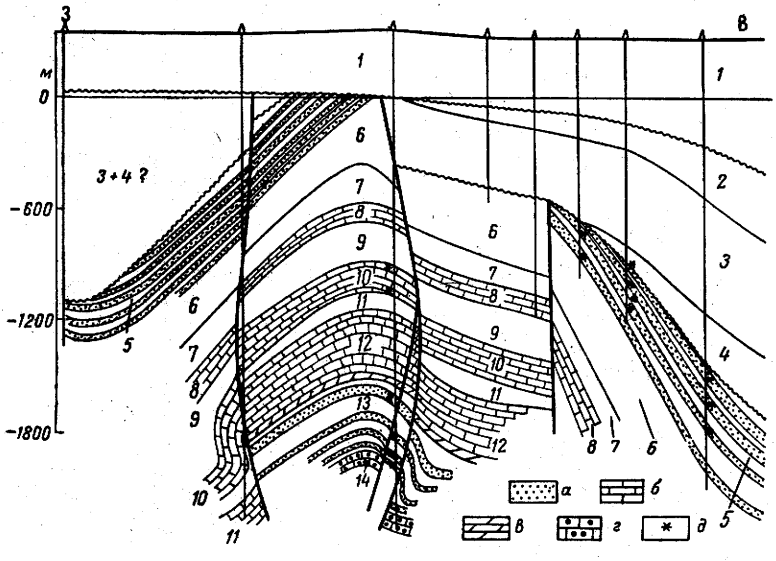


Рис. 294. Разрез нефтяного месторождения Вельма (вертикальный и горизонтальный масштабы равны).

1 — пермь; *2—4* — пенсильваний: *2* — хоксбар, *3* — диз, *4* — верхний дорник-хиллз; *5—9* — миссисипий: *5* — спрингер, *6* — годдард, *7* — кени, *8* — сикамор, *9* — вудфорд; *10* — хантон — (девон); *11* — сильвен—(силур); *12—14*—ордовик—кембрий: *12*—виола, *13* — бромид, *14* — ойл-крик; *а* — пески и песчаники; *б* — известняки; *в* — доломиты; *г* — известняки с прослоями песчаников; *д* — притоки нефти и газа в скважинах.

вдоль юго-западной окраины прогибов и на юго-востоке их. Соответственно структуры месторождений представлены антиклиналями и брахиантиклиналями различного строения.

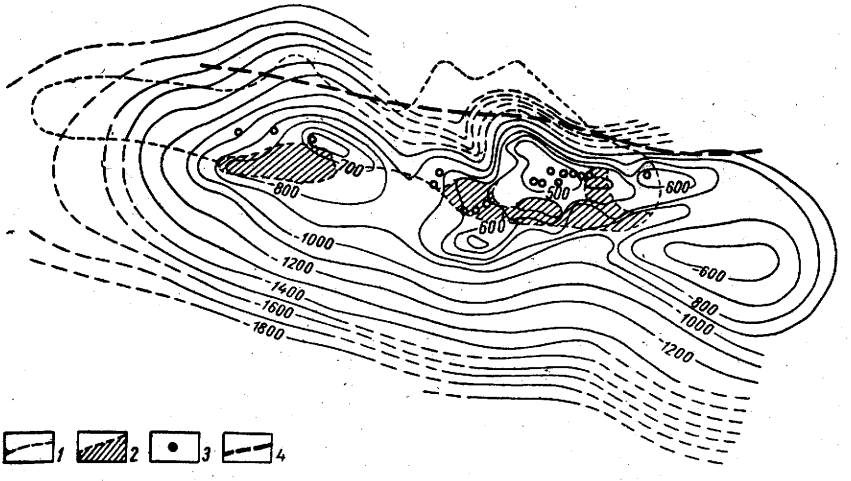


Рис. 295. Структурная карта кровли известняков виола месторождения Робберсон (по Ро).

1 — контур нефтяной залежи в пенсильванских слоях; *2* — газовая шапка; *3* — продуктивные скважины; *4* — вероятный сброс.

На рис. 293—297 приведены типичные структуры нескольких нефтяных месторождений юго-восточной — Ардмор и северо-западной — Анадарко частей прогибов (рис. 298). Нефтеносность прогибов связана с отложениями пенсильванского, миссисипского, ордовикского, в меньшей степени пермского возраста. Из залежей нефти наиболее распространены пластовые сводовые, менее — различные экранированные. Типичные пластовые сводовые залежи заключены в месторождениях Шолом-Алейхем и Грэхэм. На месторождении Грэхэм, представляющем допермскую

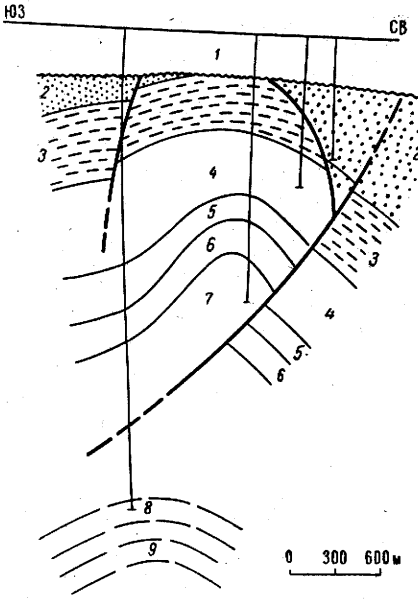


Рис. 296. Разрез нефтяного месторождения Цемент.

1 — фортуна — (пермь); *2—6* — пенсильваний: *2* — циско, *3* — хоксбар, *4* — диз, *5* — атока; *6* — морро; *7*, *8* — миссисипий: *7* — спрингер, *8* — мерамек-киндерхук; *9* — виола (ордовик).

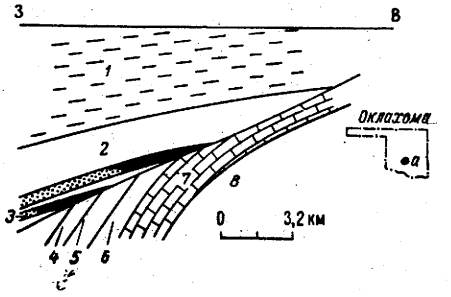


Рис. 297. Разрез стратиграфически экранированной залежи месторождения Поулс-Валли (по Лэндсу).

1 — хоксбар; *2*, *3* — диз; *2* — третий песчаник, *3* — четвертый песчаник; *4* — вудфорд; *5* — хантон; *6* — сильвен; *7* — виола; *8* — бромид.

крутую антиклиналь с почти горизонтально лежащими пермскими слоями, нефтегазоносна толща мощностью около 700 *м* пенсильванского возраста; продуктивная площадь составляет 12 × 1,5 *км*. На месторождениях Вельма, Саутист-Гувер, Эола (1920) *, Кумберленд, Цемент (1917) * сводовые залежи нарушены разрывами, в отдельных блоках экранирующими залежи.

Пластовые сводовые нефтяные залежи, нарушенные разрывами, в месторождении Кэддо приурочены к силуро-девонским известнякам хантон эффективной мощностью 7,5 *м*, сланцам вудфорд и песчаникам годдард мощностью 54 *м*. Вблизи гор Арбокл встречаются залежи в моноклиналях, сложенных пенсильванскими отложениями, налегающими на размытые склоны поднятий, выполняющих более древние отложения. Такая стратиграфическая экранированная (снизу) залежь известна в песчаниках дриз месторождения Поулс-Валли. К песчаникам гибсон группы марматон пенсильвания, несогласно налегающим на размытое крыло поднятия, образованного миссисипскими и более древними отложениями, и выклинивающимися по восстанию, приурочена залежь нефти на месторождении Энтиох. На месторождении Робберсон в песчаниках вилькокс свиты симпсон находится газонефтяная массивная залежь, а выше нефть и газ насыщают линзовидные тела песчаников, выполняющих эрозионные углубления в известняках виола на своде поднятия. По типу структурных форм к зоне Анадарко — Ардмор следует отнести также месторождения, расположенные в северных предгорьях Арбокл (округа Понтоток и Коул). Например, крупное месторождение Фиттс (1933) * представляет широтно вытянутую складку, подсеченную с юга сбросом, которым экранируются ряд нефтяных и газонефтяных залежей, заключенных в песчаниках силуро-девонского (хантон) и ордовикского (виола, симпсон) возраста. Таково же строение и месторождения Джесси, расположенного рядом.

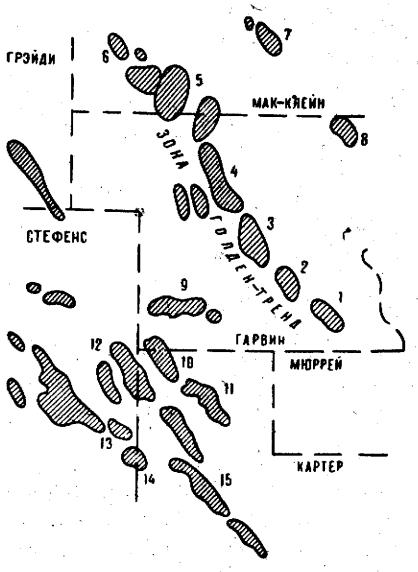


Рис. 298. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений в прогибе Ардмор и на восточном борту прогиба Анадарко.

1—6 — Голден-Тренд: *1* — Гувер, *2* — Кэти, *3* — Норт-Ист-Эльмор, *4* — Саутвест-Энтиох, *5* — Нью-Хоуп, *6* — Линдсей; *7* — Норт-Вест-Вейн; *8* — Поулс-Валли; *9* — Робберсон; *10* — Тасси; *11* — *13, 15* — Шо-Вел-Там: *11* — Татмус, *12* — Шолом-Алейхем, *13* — Вельма-Альма, *14* — Милрой, *15* — Грэхэм.

ПЕРМСКИЙ БАССЕЙН

С запада бассейн обрамлен глыбовыми поднятиями системы Восточных Кордильер; на севере отделен от Западного внутреннего бассейна горным складчатым палеозойским сооружением Вичита и его погребенным западным продолжением — поднятием Амарилло; северо-восточная граница проводится между восточным, выраженным на поверхности, замыканием сооружения Вичита и сводом Мюнстер; с востока бассейн обрамлен поднятием, или выступом, Ллано и сводом Бенд; южным контуром служит палеозойская складчатая область Марафон (см. рис. 273). Бассейн довольно сложно структурно расчленен. В средней его части расположена

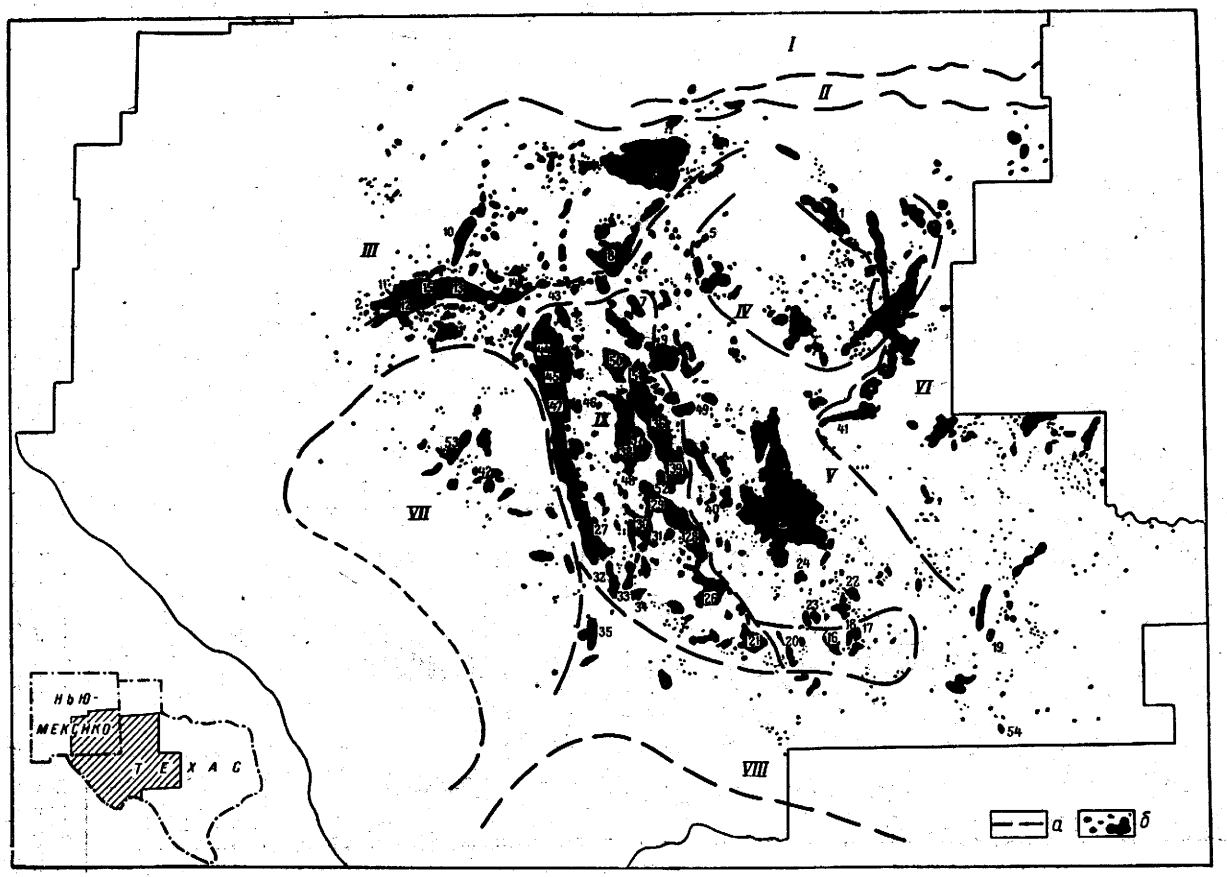


Рис. 299. Структурные районы и месторождения нефти и газа в области западный Техас—юго-восток Нью-Мексико.

а — границы структурных районов; *б* — месторождения: *1* — Гарза, *2* — Скарри, *3* — Рейнеке, *4* — Адейр, *5* — Саут-Бронслоу, *6* — Слотер-Левелленд, *7* — Семинол, *8* — Уоссон, *9* — Минз, *10* — Кэпрок, *11* — Ред-Лейк, *12* — Эртизия, *13* — Малджамар, *14* — Вэкьюм, *15* — Локо-Премьер, *16* — Тодд, *17* — Мидуэй-Лейн, *18* — Элк-Хорн, *19* — Пэйдж, *20* — Клара-Коуч, *21* — Эйтс, *22* — Бэрхарт, *23* — Уорлд, *24* — Биг-Лейк, *25* — Спраберри-Трэнд, *26* — Мак-Кэйми, *27* — Хендрик, *28* — Мак-Элрой, *29* — Иордэн, *30* — Сэнд-Хиллз, *31* — Блок-31, *32* — Пэкос-Валли, *33* — Лэн-Эпко, *34* — Эпко, *35* — Форт-Стоктон, *36* — Норт-Кауден, *37* — Голдсмит, *38* — Ти-Экс-Эл, *39* — Саут-Кауден, *40* — Пегасус, *41* — Говард-Глэсскок, *42* — Уит, *43* — Хоббз, *44* — Юнис-Монумент, *45* — Купер, *46* — Доллархайд, *47* — Джал, *48* — Уилер, *49* — Мэби, *50* — Юнион-Фуллертон, *51* — Шафтер-Лейк, Дип-Рок, *52* — Харпер, *53* — Танстилл, *54* — Майерс. *I—IX* — структурные районы: *I* — прогиб Пало-Дуро, *II* — свод Матадор, *III* — Северо-Западный шельф, *IV* — атолл Хорсшу, *V* — прогиб Мидленд, *VI* — Восточный шельф, *VII* — прогиб Делавер, *VIII* — прогиб Вал-Верде, *IX* — Центральная платформа.

Центральная платформа — крупное поднятие, отчетливо вытянутое почти меридионально (рис. 299, 300), длиной более 300 *км*, шириной 50—90 *км*. Платформа имеет плоский, слабо вогнутый свод и довольно крутые склоны (углы падения достигают 10—15°). На юге она сочленяется с поднятием — «платформой» Озона, простирающейся широтно; на севере утрачивает свою четкую структурную выраженность и переходит в пологий Северо-Западный шельф; с востока к ней примыкает прогиб Мидленд, сменяющийся в восточном направлении Восточным шельфом, западным склоном свода Бенд и приосевой зоной последнего. На всем протяжении от оси свода Бенд до восточного борта прогиба Мидленд включительно слои падают с очень слабым региональным наклоном на запад. На севере Северо-Западный шельф и прогиб Мидленд ограничены сводами Матадор и Ред-Ривер, севернее которых располагаются прогибы Пало-Дуро и Хардеман. С запада к Центральной платформе примыкает прогиб Делавер, переходящий к юго-востоку в прогиб Вал-Верде. Наиболее погруженные части бассейна — прогибы Делавер и Вал-Верде (рис. 301), где мощность осадочного чехла превышает 7000 *м*. В прогибе Мидленд она сокращается даже в самой погруженной его части до 3000—4000 *м*, а на Центральной платформе — примерно до 2000 *м*.

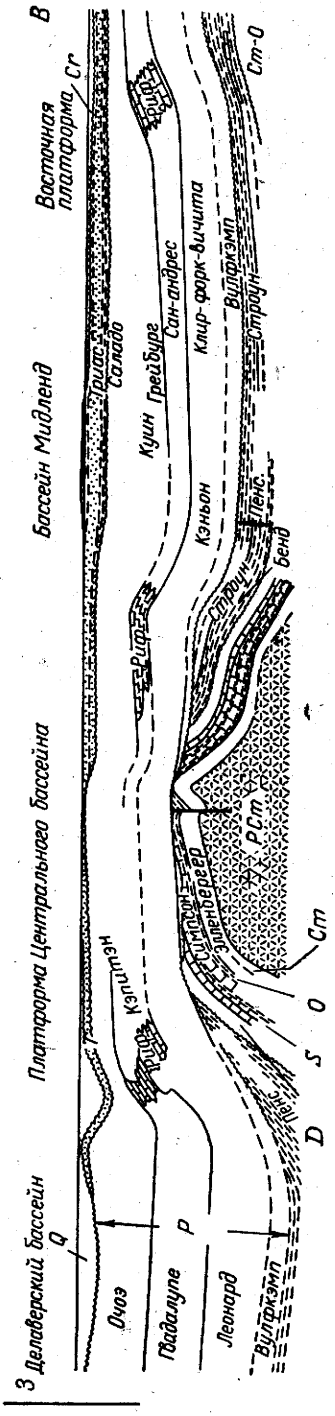


Рис. 300. Поперечный разрез Пермского бассейна (по Ф. Кингу и др.).

Характерной чертой строения Пермского бассейна является наличие пермского барьерного рифа Кэпитэн, окаймляющего прогиб Делавер, и крупного пенсильванского атолла Хорсшу, находящегося в северной части прогиба Мидленд и Восточного шельфа.

Пермский бассейн включает нефтегазоносную область Западный Техас — Юго-Восток Нью-Мексико, наибольшую, южную, часть района — Техас Панхэндл [1], западную половину области «западный — центральный и северный Техас» и крайне незначительную по площади юго-западную окраину Оклахомы. Определяющую роль играет Западный Техас — Юго-Восток Нью-Мексико.

Признаки нефти и газа в западном Техасе — юго-востоке Нью-Мексико известны с начала XX в. В 1912 г. при бурении на воду обнаружена нефть

[1] Крупнейшее нефтяное и газовое месторождение, именуемое Панхэндл, хотя и расположено большей частью на границе Пермского и Западного внутреннего бассейнов, рассматривается полностью в составе последнего.

в районе Эртизия (округ Эдди, Нью-Мексико). Небольшие нефтяные притоки отмечали до 1920 г. в ряде мелких скважин в округах Пекос, Говард и др. Открытие первого промышленного месторождения нефти Вестбрук относится к 1920 г. С 1923 по 1930 г. открыто около 30 нефтяных и нефтегазовых месторождений. На Центральной платформе удалось выявить крупнейшие из них: Мак-Кэйми (1925) *, Хендрик (1926) *, Эйтс (1926) *, Мак-Эльрой (1926) *, Купер-Джэл (1927) *, Иордэн (1927) *, Хоббз (1928) *, Пекос-Валли (1928—1929) *, Юнис-

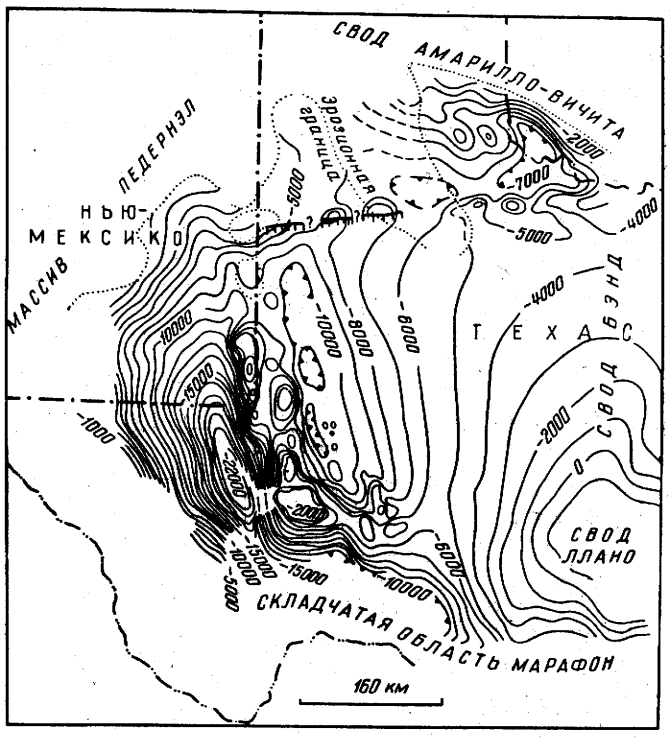


Рис. 301. Структурная карта кровли группы элленбергер Пермского бассейна (по Д. Гэлли).

Монумент (1929) *, Норт-Кауден (1930) *. На Восточном шельфе за этот период найдено несколько значительных месторождений: Говард-Глэсскок (1926) *, Шэрон-Ридж (1925) * и в прогибе Мидленд — Биг-Лейк (1925)* и др. К 20-м годам относятся открытия на площади Эртизия (где наличие нефти установлено еще в 1912 г.) ряда месторождений нефти и газа: Эртизия (1923)*, Эмпайр (1924)*, Малджамар (1926)*, Вэкьюм (1929)*. В подавляющем большинстве залежи нефти выявлены в отложениях пермского возраста. В прогибе Делавер нефть впервые получена на месторождении Уит в 1925 г. из пермских отложений серии делавер маунтин. Месторождения содержали залежи на небольшой глубине, но дебит нефти в скважинах достигал на первой стадии эксплуатации огромных величин. Для поисковых работ, проведенных в 30-х годах, можно отметить характерные черты: 1) основным объектом поисков оставались залежи в пермских отложениях серий гвадалупе и леонард; 2) площадь поисков значительно расширилась на север, в сторону восточной части Северо-Западного шельфа; 3) наряду с магнито- и гравиразведкой стали использовать сейсморазведку МОВ. В этот период обнаружен ряд месторождений:

Сэнд-Хиллз (1930) *, Фурмэн-Месчо (1930) *, Лэнгли, Мэттикс, Кийстон, Голдсмит (1935) * Семинол (1936) *,— на Центральной платформе; Премьер (1936) * и Локо-Хиллз (1939) * — на площади Эртизия-Малджамар; Гарза (1938) * — на восточном шельфе; Уоссон и Слотер (1936)* — на востоке Северо-Западного шельфа и др.

40-е годы характеризуются интенсивным развитием поисковых работ вширь и вглубь. Выявлено много новых нефтегазоносных горизонтов в отложениях: в Нью-Мексико — серии иезо и або нижней перми (1940) *, группа элленбергер ордовика (1944) *, свита фазелман силура (1947) *; в западном Техасе — силур (1940) *, кембрий (1941) *, девон (1944) *, миссисипий (1946) *. На Центральной платформе при глубокой разведке ранее открытых месторождений крупные залежи нефти в допермских породах найдены в месторождениях Мак-Кэйми (силур, 1943) *, Кийстон (ордовик, девон, 1943 * и 1946 *), Иордэн (ордовик, 1947) * и Голдсмит (ордовик, девон, 1946 *). Много новых месторождений обнаружено на Центральной платформе и на интенсивно разбуриваемых площадях прогиба Мидленд, платформы Озона, Северо-Западного и Восточного шельфов. В большинстве из них нефть получена из допермских пород (табл. 215). Особенно важные открытия, подтвердившие высокие перспективы нефте-

Таблица 215

Крупнейшие месторождения, открытые в Западном Техасе в 1940—1949 гг.

Месторождение, год открытия	Структурная область	Возраст продуктивных отложений
Фуллертон, 1942—1945	Центральная платформа	Пермь, девон, ордовик
Уилер, 1943		Девон, ордовик
Блок-31, 1945		Ордовик
Ти-Экс-Эл, 1945		Пермь, девон, силур, ордовик
Доллархайд, 1945—1947		Девон, силур, ордовик
Шафтер-Лейк, 1947		Девон
Тодд, 1940	Платформа Озона	Пенсильваний, ордовик
Мидуэй-Лейн, 1947		Ордовик
Бенедум, 1947	Прогиб Мидленд	
Пегасус, 1949		Пенсильваний, ордовик
Левелленд, 1945	Северо-Западный шельф	Пермь
Норт-Снайдер, 1948	Восточный шельф	Пенсильваний
Кэлли		
Чэттел		

носности допермского комплекса, сделаны в конце 40-х годов; на Восточном шельфе в округе Скарри с помощью сейсморазведки выявлен ряд пенсильванских рифов, заключающих, как показало бурение, богатые нефтяные залежи Норт-Снайдер, Кэлли и Чэттел.

Для периода поисков и разведки 50—60-х годов можно отметить следующие основные черты: все большее внимание уделяется допермскому комплексу, который в последние годы оказался основным объектом поисковых работ на Центральной платформе, в прогибе Мидленд и на Северо-Западном и Восточном шельфах. Стимулом для развития поисков послужила разведка месторождений Шэрон-Ридж, Кэлли, Даймонд «М» и Норт-Снайдер, открытых на Восточном шельфе в 1948—1950 гг. Они оказались частями крупнейшего нефтяного месторождения Скарри (или Скарри-Снайдер), приуроченного к атоллу пенсильванского возраста, образующему полукольцо между округами Кент и Линн. Здесь обнаружено более 30 месторождений нефти. При поисках в средней части прогиба Мидленд (1950—1951 гг.) выявлен ряд месторождений: Текс-Гарвей, Драйвер, Мидкифф и др. с залежами в пермской свите спраберри, оказавшихся элементами месторождения Спраберри-Трэнд. В последние годы поиски в породах перми ведутся главным образом на Северо-Западном шельфе. Выбор точек для заложения поисковых скважин с 1950 г. производится преимущественно по данным сейсморазведки МОВ.

В западной половине области западный — центральный и северный Техас нефть обнаружена еще в начале XX в. Небольшие ее притоки получены при бурении мелких скважин в северном Техасе на своде Ред-Ривер. Первое промышленное месторождение Электра установлено там же в 1911 г. За несколько последующих лет в северных районах открыто еще несколько месторождений, в том числе крупное Бэркбернетт. Во всех месторождениях залежи найдены в неглубоких горизонтах перми и верхнего пенсильвания. После 1915 г. центр тяжести поисковых работ стал довольно быстро и заметно смещаться к своду Бенд. За последние годы поисковые работы концентрируются на западном склоне свода Бенд и в его приосевой части. Основными объектами поискового бурения являются залежи в миссисипских и нижнепенсильванских породах. До начала 50-х годов продукция нефти области обеспечивалась в основном ее северными районами. В значительной степени этому способствовало открытие в 1938 г. на месторождении КМА высокопродуктивных нефтеносных горизонтов в нижнепенсильванских отложениях.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Пермский бассейн выполнен толщей осадков от современных до кембрийских включительно. Отложения мезозоя и кайнозоя составляют незначительную часть осадочного выполнения. Более половины разреза палеозоя приходится на пермь. Допермский комплекс терригенно-карбонатный, пермский — терригенно-эвапоритово-карбонатный (табл. 216—218).

В распределении месторождений по отдельным структурным элементам бассейна отчетливо устанавливается концентрация крупнейших из них на Центральной платформе, а также в смежных частях Северо-Западного шельфа, прогиба Мидленд и атолла Хорспу. За пределами указанных элементов количество крупных месторождений невелико (табл. 219—221). Ведущую роль по запасам и добыче играют породы перми, среди которых доминируют отложения серии гвадалупе.

Таблица 216

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений Центральной платформы, Северо-Западного шельфа и прогиба Мидленд [1]

Система, отдел	Местное деление				Литологический состав	Мощность, м
	серия	группа	свита	горизонт, мощность, м		
Неоген, плиоцен			Огаллала		Конгломераты, песчаники, песчанистые известняки	150
			Перерыв			
Мел		Уачита и фредериксберг	Эдвардс		Известняки, прослои песчаников	200
		Тринити	Палекси	Тоборг [2]	Песчаники, известняки, песчанистые глины	60
			Перерыв			
Триас		Докум	Чинли		Красноцветные глины и песчаники	350
			Санта-роза		Песчаники и глины, обычно красноцветные	150
			Тековас		Красноцветные песчаники и глины	100
			Перерыв [3]			
Пермь	Очоа		Девью-лейк		Красноцветные песчаники и глины	150
			Растлер		Ангидриты с прослоями доломитов, красноцветных песчаников и глин	100
			Саладо	Ангидриты кауден; 5	Галит, ангидриты	300
			Перерыв [3]			
	Гвадалупе верхняя	Уайтхорс	Тэнсилл		Ангидриты, галит, доломиты, прослои песчаников	100
			Эйтс [4]		Ангидриты, песчаники с прослоями галита и доломитов	100

[1] В западной половине Восточного шельфа разрез до и после пенсильванских пород достаточно сходен. Разрез пенсильвания становится песчано-глинистым; развиты зоны крупных рифов; мощность системы значительно возрастает. [2] Горизонт тоборг на месторождении Эйтс включает верхние слои триаса. [3] На всю площадь Пермского бассейна не распространяется. [4] В сочленении Центральной платформы и прогиба Делавер свиты эйтс, севен-риверс, куин и грейбург выражены органогенными известняками и доломитами рифа Капитэн.

Продолжение табл. 216

Система, отдел	Местное деление: серия	группа	свита	горизонт, мощность, м	Литологический состав	Мощность, м
Пермь	Гвадалупе верхняя	Уайтхорс	Севен-риверс	Песчаники сома	Ангидриты, галит с песчаниками, глинами, доломитами	200
			Куин [5]	Доломиты иоакум; 10 Песчаники ривер; 35	Ангидриты, доломиты, песчаники, глины, галит	150
			Грейбург	Известняки браун Известняки кийстоун	Доломиты с прослоями ангидритов и песчаников	200
			Перерыв [3]			
	Гвадалупе нижняя	Пизривер	Сан-андрес	Песчаники ловингтоун; 10	Доломиты, иногда кремнистые, известняки, прослои песчаников	550
			Глориета (сан-анжело)	Доломиты холт; 20	Доломиты, известняки, песчаники, реже глины	100 (обычно 30—50)
	Леонард (иезо) [6]	Клирфорк		Пэддокк Песчаники и доломиты дринкард (табб); 30—80 Песчаники рэд-кейв	Доломиты и известняки, часто глинистые и кремнистые; прослои песчаников и глин	600

[3] На всю площадь Пермского бассейна не распространяется. [5] В свите куин выделяется также песчаный горизонт колби. [6] Объем серий иезо и або не всегда трактуется однозначно некоторые авторы проводят верхнюю границу серии вулфкемп по подошве свиты дин.

Продолжение табл. 216

Система, отдел	Местное деление: серия	группа	свита	горизонт, мощность, м	Литологический состав	Мощность, м
Пермь	Леонард (иезо)[6]	Вичита	Спраберри	Известняки когделл; 20	Известняки и доломиты; при выделении свиты спраберри — обычно глины, песчаники, известняки	300
				Песчаники фуллер; 10		
				Песчаники циско; 10		
	Вулфкемп (або[6])				Известняки глинистые и кремнистые с пачками и прослоями глин и песчаников	100
			Дин		Песчаники, доломиты, известняки, глины	100
				Детритовый горизонт — конгломерат; 30	Известняки, часто глинистые, кремнистые; глины, доломиты, прослои песчаников	400
	Перерыв[3]					
Пенсильваний верхний	Циско (вирджил)				Известняки, часто рифогенные или глинистые, глины известковистые, доломиты, пачки песчаников	150
	Кэньон (миссури)				Известняки, часто рифогенные, иногда глинистые или кремнистые, прослои глин, песчаников	100
	Строун (де-мойн)				Известняки рифогенные, глинистые, кремнистые; иногда пачки песчаников и глин	200

[6] Объем серий иезо и або не всегда трактуется однозначно; некоторые авторы проводят верхнюю границу серии вулфкемп по подошве свиты дин. [3] На всю площадь Пермского бассейна не распространяется.

Продолжение табл. 216

Система, отдел	Местное деление: серия	группа	свита	горизонт, мощность, м	Литологический состав	Мощность, м
			Перерыв[3]			
Пенсильванский нижний	Бенд (атока и морро)				Известняки, часто кремнистые или глинистые, глины, прослои песчаников	150
			Перерыв			
Миссисипий					Глины, известняки, часто кремнистые	300
Миссисипий — девон			Вудфорд		Глины темно-серые	100
			Перерыв			
Девон					Известняки, часто кремнистые	250
Силур					Глины, доломиты, известняки, обычно глинистые	100
			Фазелман		Известняки, часто кремнистые, доломиты, редкие пачки глин	150
			Перерыв			
Ордовик верхний			Сильвен		Глины	20
			Монтойа		Известняки, часто кремнистые, иногда в основании песчанистые	100
			Перерыв			
Ордовик средний		Симпсон	Бромид		Известняки, глины	80
			Тулип-крик		Известняки, иногда глинистые и песчанистые, глины, редко песчаники	80
				Мак-ки	Песчаники, глины	30

[3] На всю площадь Пермского бассейна не распространяется.

Продолжение табл. 216

Система, отдел	Местное деление: серия	группа	свита	горизонт, мощность, м	Литологический состав	Мощность, м
Ордовик средний		Симпсон	Мак-лич		Известняки, глины, песчаники	100
				Уодделл	Песчаники, глины	30
			Ойл-крик		Глины, известняки, песчаники	60
				Коннел	Песчаники	10
			Джойнз		Известняки, доломиты, редко прослои глин; в основании песчанистые известняки, местами базальные конгломераты	50
Перерыв						
Ордовик нижний, кембрий верхний		Элленбергер [7]			Доломиты, иногда кремнистые, реже известняки	450
			Вильбернс		Доломиты, песчаники	100
			Райли		Песчаники, гранитная дресва	100
Перерыв						
					Кристаллические и изверженные породы докембрия	

[7] Д. Суит отмечает перерыв между группой элленбергер и свитой вильбернс.

Таблица 217

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений прогиба Делавер

Система, отдел	Местное деление: серия	группа	свита	горизонт	Литологический состав	Мощность, м
Четвертичная					Аллювиальные галечники, пески, глины	200
Перерыв						
Неоген, плиоцен			Огаллала		Песчаники, глины	350
Перерыв						

Продолжение табл. 217

Система, отдел	Местное деление: серия	группа	свита	горизонт	Литологический состав	Мощность, м
Мел	Команч	Фредериксберг, уачита			Известняки, глины, песчаники	150
		Тринити	Палекси	Гленроуз	Песчаники	30
					Известняки	20
Перерыв						
Триас		Докум			Красноцветные песчаники и глины	200
Перерыв						
Пермь	Очоа	Делавер — маунтин	Девьюлейк		Красноцветные песчаники и глины	200
			Растлер		Ангидриты, доломиты, известняки, песчаники	200
			Саладо		Ангидриты, галит, пачки известняков	600
			Кэстайл		Ангидриты, галит, доломиты, известняки	500
	Верхняя гвадалупе		Бэллкэньон	Ламар	Известняки, глины	10
					Песчаники, глины, прослои известняков; на востоке рифогенные известняки	350
	Нижняя гвадалупе		Чэррикэньон		Песчаники, известковистые глины, прослои известняков	350
			Брашикэньон		Песчаники, глины, прослои известняков	500
	Леонард		Боунспрингс		Глины, песчаники с прослоями известняков	1200
	Вулфкемп				Песчаники, глины с прослоями и пачками часто песчанистых известняков	1200
Перерыв						
Пенсильваний	Циско				Глины, часто песчанистые	50

Продолжение табл. 217

Система, отдел	Местное деление				Литологический состав	Мощность, м
	серия	группа	свита	горизонт		
Пенсильванский	Кэньон				Преимущественно известковистые песчаники	50
	Строун				Глины, известняки, песчаники	200
	Бенд				Глины, известняки с прослоями песчаников	500
Перерыв						
Миссисипий					Известняки, глины	200
Миссисипий — девон			Вудфорд		Темные битуминозные глины с прослоями известняков и песчаников	100
Перерыв						
Девон — силур					Известняки, доломиты	400
Перерыв						
Ордовик верхний средний			Монтойа		Известняки, доломиты, обычно кремнистые, в основании песчанистые	150
		Перерыв				
		Симпсон			Известняки с песчаниками и глинами	600
Перерыв						
Ордовик нижний		Эллен — бергер			Доломиты	450

Таблица 218

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений восточной части Пермского бассейна (западный склон свода Бенд и восточная половина Восточного шельфа)

Система	Местное деление			Литологический состав	Мощность, м
	серия	группа	свита		
Пермь	Гвадалупе	Эль-рено (дабл маунтин)	Сан-анжело	Глины с прослоями и пачками песчаников	100

Продолжение табл. 218

Система	Местное деление: серия	группа	свита	Литологический состав	Мощность, м
			Перерыв		
Пермь	Леонард	Клир-форк	Чоза, вейл, арройо	Доломиты, ангидриты, глины	350
			Перерыв		
		Клайд и людерс		Доломиты, глины, известняки, часто доломитизированные	200
		Бэлл-плейнз [1]	Бид-маунтин	Известняки, мергели	20
			Валера	Доломиты, известняки, ангидриты	50
			Эльм-крик	Глины, известняки, часто доломитизированные	100
			Джим-нэд	Доломиты, глины	60
			Перерыв		
	Вулфкемп [2]	Адмирал	Фиск / Хордс-крик	Известняки, местами доломитизированные	50
		Путхем	/ Санта-анна брэнч	Известняки часто глинистые доломитизированные и глины	150
		Моран	Сэджвик / / Дотэн	Глины, известняки	70
		Пуэбло	Кэмп-колорадо / / Штоквезер / / Сэддл-крик	Известняки, глины, доломиты, прослои песчаников	300
			Перерыв		
Пенсильваний	Циско	Трифти	Кристал-фолз / / Чэффин	Глины с прослоями известняков, песчаников, лигнитов	100

[1] К югу разрез становится песчано-глинистым; песчаники постепенно начинают преобладать.
[2] В отдельных районах мощность серии достигает 650 м.

Продолжение табл. 218

Система, отдел	Местное деление: серия	группа	свита	Литологический состав	Мощность, м
Пенсильваний	Циско	Трифти	Брэкенридж	Глины с прослоями известняков, песчаников, лигнитов	
		Грэхем	Гансайт	Песчаники, глины, известняки, доломиты	300
			Мак-миллиэн		
		Перерыв			
	Кэньон	Кэддо-крик	Хоум-крик	Известняки, глины, песчаники	100
		Брэд		Глины	50
		Грэфорд		»	100
		Перерыв			
		Уитт	Пало-пинто	Известняки, глины, песчаники	100
			Кросс-кат		
		Перерыв			
	Строун	Лоун кэмп	Джэппс	Известняки, доломиты, прослои глин	100
		Милсэп-лейк		Известняки, преимущественно глинистые с прослоями глин	250
			Гоэн		
		Нижний строун	Одом	Известняки, глины	200
			Каддо		
		Перерыв			
	Бенд [3]		Марбл-фолз	Известняки, конгломераты, глины	100
Перерыв					
Миссисипий			Дюфер	Известняки	100
			Барнетт	Черные глины	
			Чэппл	Известняки	
Перерыв					
Ордовик—кембрий		Элленбергер		Доломиты, известняки	300
			Вильбернс	Доломиты, песчаники	100
			Хикори		
Перерыв					
				Кристаллические и изверженные породы фундамента	—

[3] По другим схемам в нижней части пенсильвания выделяются слои бенд, объединяющие группы смитуик — глины, известняки 60 м, биг-сэлайна — песчаники, известняки, глины, 120 м и марбл фолз. Первые две образуют серию лэмпасас. В настоящей схеме эта серия относится к группе нижний строун.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Преобладающая часть добычи и запасов нефти и газа приходится на долю месторождений локальных платформенных поднятий. Они присутствуют во всех тектонических районах бассейна, но площадь распространения их крупнейших представителей ограничена пределами восточной части Северо-Западного шельфа, платформ Озона и Центральной, а также примыкающей к последней западной зоне прогиба Мидленд. На указанной площади имеется резкое угловое несогласие между пермским и допермским комплексами. Внутри каждого из них выделяется ряд параллельных несогласий. На Центральной платформе нефтегазоносные локальные поднятия расположены преимущественно на ее западной и восточной окраинах, где, как и в юго-западной части прогиба Мидленд, они обычно в плане отчетливо линейные; длина их достигает 10 *км* и более; углы падения пород на крыльях, как правило, не превышают 5—10°. Во внутренней части платформ Озона и Центральной, на Северо-Западном шельфе и в северо-западной части прогиба Мидленд локальные поднятия, содержащие нефть и газ, в плане чаще всего изометричные.

Месторождения, связанные с локальными поднятиями в пределах указанной выше площади, характеризуются различной сложностью строения. В наиболее простом виде структуры, к которым они приурочены, представлены очень пологими формами, не затронутыми разрывами. Наряду с ними имеются складки, более резко выраженные с глубиной. Осадочный чехол в них разделен угловыми несогласиями и разбит разрывами, затухающими к поверхности. На Центральной платформе месторождения локальных поднятий образуют несколько параллельных зон, простирающихся субмеридионально. Наиболее западные из них находятся в так называемом зарифовом «песчаном поясе» и характеризуются широким распространением пластовых резервуаров терригенного состава в разрезе высокопродуктивных верхнегвадалупских отложений. В зонах, расположенных восточнее, для того же интервала осадочного чехла господствуют массивные карбонатные резервуары.

Представителями наиболее просто построенных месторождений локальных поднятий являются Брэдфорд, Блок-31, Семинол (Центральная платформа), Джонс-Рэнч (Северо-Западный шельф), Вилшир (прогиб Мидленд) и многие другие.

Месторождение Брэдфорд расположено в округе Эндрьюс (рис. 302). Приурочено к пологому поднятию с более крутым северным крылом, отчетливо вытянутому в северо-северо-западном направлении. Заключает три массивные сводовые залежи нефти с горизонтальным водо-нефтяным контактом.

Месторождение Блок-31 находится в округе Крэйн. По строению аналогично Брэдфорду. Содержит две массивные сводовые залежи в карбонатных породах девона и группы эллленбергер, а также две пластовые сводовые залежи в ордовикских песчаниках мак-ки и конелл. Все залежи нефтяные с отчетливо горизонтальным водо-нефтяным контактом; три верхние обладают режимом растворенного газа, нижняя — водонапорным.

Месторождение Семинол расположено в округе Гэйнс (рис. 303). Содержит две массивные сводовые залежи в доломитах сан-андрес и клирфорк; для верхней из них, нефтяной с газовой шапкой, в плане отмечается очень незначительное смещение водо-нефтяного контакта. Почти вся добыча (к 1953 г. 10 млн. *т*) осуществляется из залежи в свите сан-андрес, характеризующейся газонапорным режимом.

Таблица 219

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе области Западный Техас — юго-восток Нью-Мексико

Возраст	Наименование: свиты, группы, серии и т. д.	Литологический состав	Эффективная мощность, м (цифры с двумя звездочками — только для песчаников)	Коллекторские свойства: пористость, %; проницаемость, мд	Глубина залегания, м	Характеристика нефти: плотность, г/см³; содержание серы (цифры со звездочкой), %; цвет; состав	Среднесуточный дебит нефти, т; газа (цифры со звездочкой), тыс. м³	Крупнейшие месторождения
Мел	Тоборг (горизонт)	Песчаники рыхлые, грубозернистые и доломиты	1,5—4,5 (несколько пластов)	—	100—200	0,905—0,940; 2 *	—	Эйтс, Тоборг
	Растлер	Песчанистые доломиты	3	—	До 500	0,890—0,945	5—15	—
	Кэстайл	Доломиты, известняки	—	—	—	0,800—0,885	—	—
	Бэлл-кэньон	Песчаники тонкозернистые, известковистые, известняки	6 (несколько пластов песчаника) 2*	—	1000—1500	0,810—0,865; 0,1—0,2 *; зеленая	5—25	Уит
	Эйтс	Песчаники, известняки, доломиты	20 (ряд тонких прослоев песчаников) 2*	—	200—1300	0,815—0,935	До 15	Хендрик, Эйтс, Купер-Джэл, Эртизия, Пекос-Валли
	Севен-риверс	То же	3—6 (несколько прослоев песчаников) 2*	—	300—500	0,860—0,910	10—15	Хендрик, Купер-Джэл
	Куин	Песчаники от тонко- до грубозернистых, доломиты, известняки	6—9 (несколько пластов песчаников 1—1,5) 2*	—	350—1200	0,840—0,905; до 4—5 *; коричневая	От 1—2 до 30—50	Эртизия, Кийстон, Ред-Лейк

Пермь	Грейбург	Доломиты, песчаники, известняки	3—30	—	500—1200	0,855—0,900; 0,5—2,5 *, зеленовато-коричневая до черной	До 15, реже до 50—70	Эйтс, Кийстон, Мак-Элрой, Мак-Кэйми, Монумент-Юнис, Эртизия, Кауден, Малджамар, Уорлд
	Чэррикэньон, брашикэньон	Песчаники, известняки	—	—	1000—2500	0,820—0,840	10—40	
	Сан-андрес	Доломиты, известняки, редко тонкозернистые песчаники	До 100, обычно 10—20	В керне известняки: пористость 13; проницаемость 15	800—1600	0,835—0,900; 1—2 *; от темно-зеленой до черной; парафиновая	Обычно 2—15, редко 50—100	Эйтс, Семинол, Слотер, Уоссон, Монумент-Юнис, Хоббз, Кийстон, Левелленд, Голдсмит
	Глориета	Доломиты с прослоями песчаников	10—15	—	1000—1500	0,790—0,875; <1 *	5—70	Кийстон
	Сан-анжело	Песчаники, доломиты	10—15	—	500—2000	0,845—0,935	5—50	
	Боун-спрингс	Песчаники, известняки	—	—	2500—3500	0,820—0,855	20—150	
	Клирфорк	Известняки, доломиты, прослои песчаников	2,5—70, обычно 10—20	В керне известняки и доломиты: пористость 10,5; проницаемость 9—10	200—2500, обычно 1000—2000	0,810—0,920, обычно 0,820—0,875; 0,4—1,6, обычно 0,8—1,0 *; от темно-зеленой до черной парафиново-асфальтовая	5—40, реже 80—100	Фуллертон, Голдсмит, Мартин

Продолжение табл. 219

Возраст	Наименование: свиты, группы, серии	Литологический состав	Эффективная мощность, *м*	Коллекторские свойства: пористость, %; проницаемость, *мд*	Глубина залегания, *м*	Характеристика нефти: плотность, *г/см*³; содержание серы (цифры со звездочкой), %; цвет; состав	Среднесуточный дебит нефти, *т*; газа (цифры со звездочкой), тыс. *м*³	Крупнейшие месторождения
Пермь	**Спраберри**	Песчаники плотные, тонкозернистые, известняки	15 (несколько пластов)	Пористость обычно до 10; иногда до 25; проницаемость несколько *мд*, иногда 70	1500—2000	0,820—0,850; 0,15—0,4 *; зеленая; парафиново-асфальтовая	Обычно не более 25, редко 50—100	Спраберри-Трэнд, Мартин
	Вичита	Доломиты, известняки	15	В керне: пористость 10; проницаемость 10	1500—2500	0,820—0,870; <1 *	5—40	
	Вулфкемп	Известняки, реже доломиты	5—50, обычно 10—20	—	1500—4000, обычно 2000—3000	0,745—0,890, обычно 0,815—0,825; 0,02—0,04 *; парафиновая	20—300; 40—350 *	Фуллертон, Шафтер-Лейк
Пенсильваний	*Цискокэньон*	Известняки, иногда доломиты или известковистые песчаники	До 180, обычно 15—30	—	1000—2500	0,795—0,875; 0,1—0,3 *; темно-зеленая; парафиновая	15—75, реже до 200—350; 1000—1500 и более *	Скарри, Говард-Глэсскок, Пегасус, Тодд, Рейнеке, Пэйдж
	Строун	Известняки, доломиты	5—25, обычно 10—12	В керне: пористость 11; проницаемость 5—7	1000—3600, обычно 1200—2500	0,780—0,875, обычно 0,795—0,835; 0,2—0,5 *	10—40, реже до 200; 50—650 *	

	Бенд	Известняки	10—20	—	2000—3500	0,800—0,840; <0,1 *	25—50, реже до 250 и более	
Миссисипий	—	»	—	—	2500—3500	0,820—0,865	10—50	
Девон	—	Известняки, реже доломиты	5—120, обычно 20—40	В керне: пористость 10—15; проницаемость 15—20	1500—5000, обычно 2500—3700	0,780—0,850, обычно 0,800—0,850; 0,05—0,9 *, обычно 0,2—0,4 *; коричневая и зеленая; парафиновая	15—350; 30—50 *	Ти-Экс-Эл, Доллархайд, Кийстон, Уилер, Фуллертон, Голдсмит, Шафтер-Лейк
Силур	**Фазелман**	Доломиты, известняки	10—60	В керне: пористость 5—7; проницаемость 10	2000—4000, обычно 2500—3500	0,765—0,850, обычно 0,805—0,835; 0,04—0,6 *, обычно 0,3—0,4 *; зеленовато-черная; асфальтовая	10—70, реже 150—250; 50—150 *	Мак-Кэйми, Доллархайд, Уилер
Ордовик	**Монтойа**	Доломиты, известняки	15—20	—	1500—2000	—	—	—
	Мак-ки (горизонт)	Песчаники кварцевые, средне- и грубозернистые	2—18 (несколько пластов)	—	2000—3000	0,795—0,825; 0,1—0,2 *	25—150	Мартин
	Уодделл (горизонт)	Песчаники	—	—	2500—3000	0,795—0,810	—	

Продолжение табл. 219

Возраст	Наименование: свиты, группы, серии	Литологический состав	Эффективная мощность, м	Коллекторские свойства: пористость, %; проницаемость, мд	Глубина залегания, м	Характеристика нефти: плотность, г/см³; содержание серы (цифры со звездочкой), %; цвет; состав	Среднесуточный дебит нефти, т; газа (цифры со звездочкой), тыс. м³	Крупнейшие месторождения
Ордовик	Конелл (горизонт)	Песчаники средне- и грубозернистые, известняки	15	—	2500—3000	0,795—0,810; <0,5 *; парафиновая	До 30	Мартин
Кембрий	Эллен-бергер	Доломиты	До 300, обычно 15—30	Пористость 2—5; проницаемость 5—7	1700—6300, обычно 2000—4000	0,735—0,845, обычно 0,780—0,805; 0,05—0,45 *, обычно ~0,2 *; темно-зеленая	15—70, часто 100—300; 75—2000 *	Кийстон, Тодд, Пегасус, Мартин, Биг-Лейк, Фуллертон, Доллархайд, Вилшир, Блок-31
	Вильберне	Песчаники, доломиты	—	—	—	—	—	—
Докембрий	—	Трещиноватые породы фундамента	—	—	—	—	—	—

Примечания. 1. На Центральной платформе ряд скважин фонтанировал из продуктивных горизонтов верхнегвадалупского возраста с дебитом нефти более 1000 *т/сутки*; в том числе дебит на месторождении Эйтс из свиты грейбург достигал 28 тыс. *т/сутки*. 2. Коллекторские свойства карбонатных пород определяются в основном наличием трещин и каверн размерами иногда более 3—5 *м* (месторождение Доллархайд, известняки фазелман).

Таблица 220

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе областей Западного, Центрального и Северного Техаса в пределах Пермского бассейна

Возраст	Наименование: свиты, *серии*, группы		Литологический состав	Мощность, *м*	Глубина залегания, *м*	Характеристика нефти (плотность, *г/см*³)	Суточный дебит нефти, *т*; газа, тыс. *м*³
Пермь	*Вулфкемп*	Колеман-джанкшен	Известняки	Отдельных песчаных пластов до нескольких метров; иногда они образуют пачки в 15—25 *м*, переслаиваясь с глинами. Известняковых горизонтов до 40—50 *м*, а у пластов группы эллинбергер значительно выше	100—2000 *м*; наиболее важных продуктивных горизонтов 1000—1500	0,805—0,835	Нефти обычно 5—30, редко до 100 и более; по отдельным скважинам начальные дебиты достигали 1000—2000, но затем быстро и резко снизились. Газа 30—200
		Сэджвик	»				
		Дотэн	»				
		Нуддл-крик	»				
		Фри	Песчаники				
		Тэннхилл	»				
		Сэддл-крик	Известняки				
		Блафф-крик	Известняки и песчаники				
Пенсильваний	*Циско*	Хоуп	То же				
		Кинг	Песчаники				
		Айвен	Известняки				
		Свастика	Песчаники				
		Гансайт	Известняки				
		Мак-миллиэн	Песчаники				
	Кэньон	Хоум-крик	Известняки				
		Харди	Песчаники				
		Пало-пинто	Песчаники и известняки				
		Кросс-кат	Песчаники				
		Моран	»				
		Моррис	»				
	Строун	Верх. и нижн. кэппс	Известняки				
		Верх. и нижн. фрай	Песчаники				
		Гоэн	Известняки				
		Дженнингс	Песчаники				
		Гарднер	Песчаники и известняки				
		Грэй	Песчаники				
		Одом	Известняки				
		Каддо	»				
	Бенд	Марбл-фолз	Известняки, конгломераты				
Миссисипий		Даффер, чэппл	Известняки				
Ордовик—кембрий	Эллен-бергер		Известняки, доломиты				
		Вильбернс	Песчаники, доломиты				

Таблица 221

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Пермского бассейна

Структурные формы	Типы залежей	Примеры крупнейших или типичных месторождений
Локальные платформенные поднятия	Массивные сводовые [1]	Эйтс, Уоссон, Блок-31, Семинол, Доллархайд, Мак-Кэйми, Уилер, Мак-Эльрой, Пегасус, Кийстон, Ти-Экс-Эл, Шафтер-Лейк, Брекенридж, Ренджер, Беркбернетт
	Пластовые сводовые	Блок-31, Уоссон, Доллархайд, Кийстон, Шафтер-Лейк
	Массивные сводовые, частично тектонически или литологически ограниченные [1]	Си-Бар, Мартин, Кийстон, Ти-Экс-Эл
	Массивные и пластовые, стратиграфически экранированные	Кийстон, Ти-Экс-Эл
	Массивные и пластовые, литологически экранированные	Норт-Кауден
	Литологически ограниченные	Ряд месторождений, заключающих небольшие залежи данной группы
Рифовые массивы и их структуры облекания	Массивные в биогенных выступах (в верхних частях рифов), иногда осложненных эрозией [1]	Скарри, Адейр, Рейнеке, Сеймур, Тодд, Хендрик
	Массивные и пластовые сводовые в структурах облекания	Скарри, Адейр
Гомоклинали	Массивные и пластовые, литологически экранированные [1]	Спраберри-Трэнд, Эртизия-Малджамар, месторождения западного склона свода Бенд
	Литологически ограниченные [1]	Наиболее характерны для месторождений западного склона свода Бенд
Эрозионные выступы и их структуры облекания	Массивные в останцах древнего рельефа [1]	Эшко
	Пластовые сводовые	»
	Массивные, стратиграфически экранированные	Кроссет

[1] Наиболее характерные для данных структурных форм типа залежей.

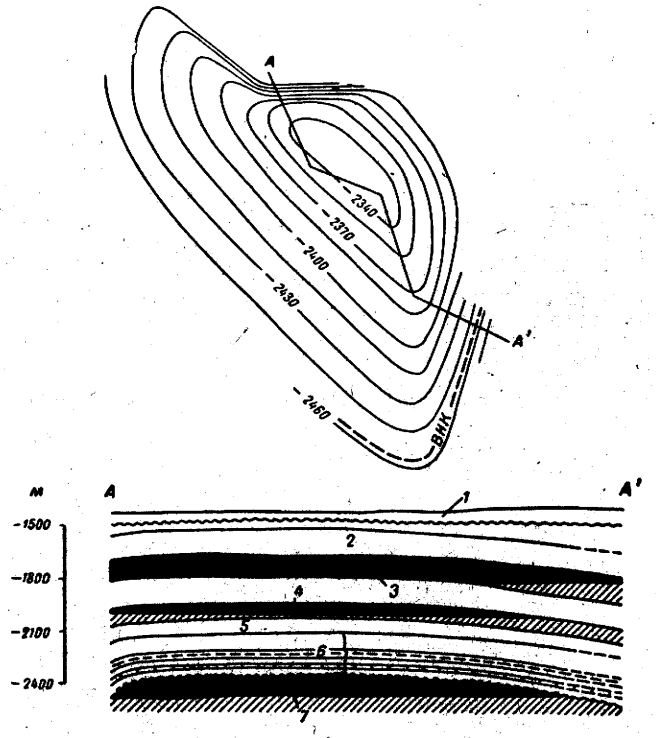


Рис. 302. Структурная карта кровли группы элленбергер и разрез месторождения Бэдфорд (по Куперу и Феррису).

1 — вулфкемп; *2* — вудфорд; *3* — девон; *4* — фаседман; *5* — монтойа; *6* — симпсон; *7* — элленбергер; черное — нефть.

Месторождение Джонс-Рэнч расположено в округе Гэйнс, приурочено к типичной структуре облекания. Массивная сводовая залежь нефти обладает водонапорным режимом.

К несколько более сложно построенным месторождениям можно отнести Си-Бар (округ Пэкос), Норт-Кауден (Эктор), Мак-Эльрой (Крэйн-Эптон) на Центральной платформе, приуроченные, как и рассмотренные выше, к единым локальным поднятиям, но отличающиеся существенным отклонением водо-нефтяного контакта от горизонтального положения. Это обусловлено изменчивостью коллекторских свойств резервуаров карбонатного состава. Месторождение Мак-Эльрой содержит

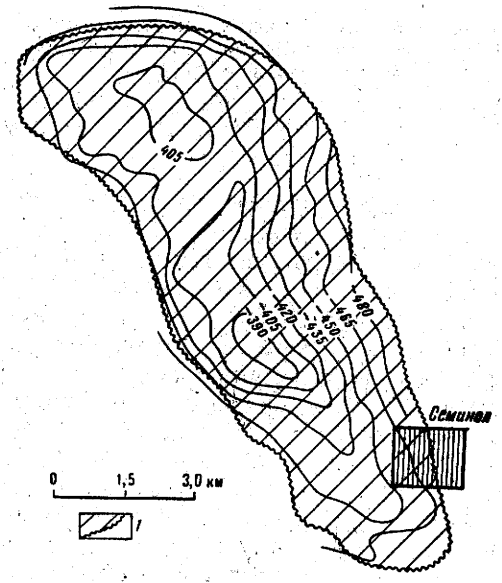


Рис. 303. Структурная карта кровли свиты сан-андрес месторождения Семинол (по Дугласу).

1 — залежь в свите сан-андрес.

одну массивную сводовую залежь нефти в доломитах грейбург, из которой к 1955 г. получено 32 млн. *т*.

На месторождениях Норт-Кауден (рис. 304) и Си-Бар (рис. 305) роль литологического фактора в формировании залежей проявляется более резко. На втором нефтяная залежь в массивном резервуаре, слагаемом доломитами сан-андрес, может быть названа сводовой, частично экранированной литологически. В Норт-Кауден нефтяная залежь с газовой шапкой, хотя и тяготеет к своду поднятия, фактически является литологически экранированной.

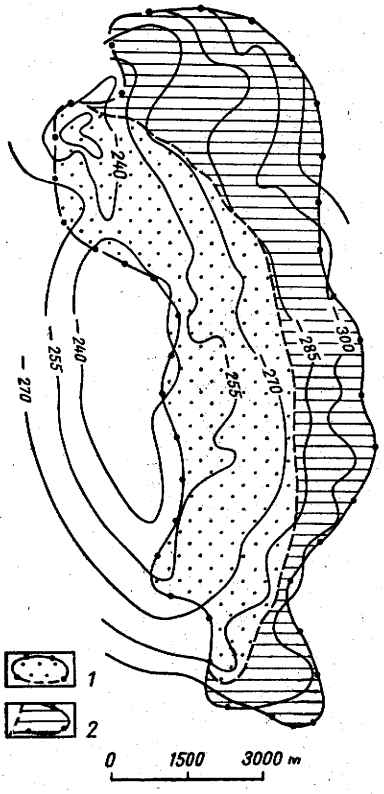


Рис. 304. Структурная карта кровли свиты растлер месторождения Норт-Кауден (по Гейзи и Фалку).

1 — газовая шапка; *2* — нефтяная часть залежи.

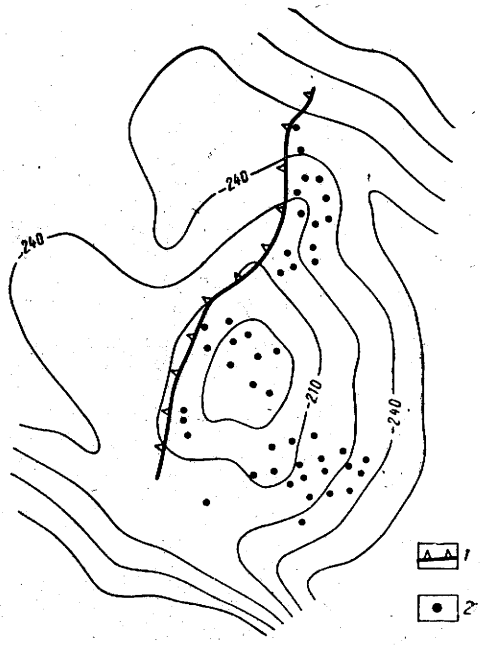


Рис. 305. Структурная карта кровли свиты сан-андрес месторождения Си-Бар (по А. Шименцу).

1 — линия выклинивания продуктивных пород свиты сан-андрес; *2* — скважины, дающие нефть из свиты сан-андрес.

Представителями группы месторождений локальных поднятий, условно выделяемой по возрастанию степени сложности строения, являются Уоссон (округи Иокум, Гэйнс), Слотер-Левелленд (Кочрэн, Хокли) на Северо-Западном шельфе; Уилер (Эктор, Винклер), Эйтс (Пекос, Крокетт) и Шафтер-Лейк (Эндрьюс) на Центральной платформе. Они приурочены к формам со сложным структурным рельефом, в пределах которых выделяется несколько или ряд замкнутых поднятий высшего порядка. Отмечается несовпадение структурных планов по молодым и более древним горизонтам осадочного чехла. Эти месторождения не затронуты разрывами (по крайней мере в изученной части разреза осадочного чехла) и содержат по нескольку залежей, среди которых преобладают сводовые.

Месторождение Уоссон (рис. 306) приурочено к поднятию, в плане нелинейному, с крутым флексурообразным юго-восточным крылом. Площадь месторождения достигает 240 *км*^{2}. Три небольшие нефтяные залежи

содержатся в свите клир-форк и очень крупная нефтяная с газовой шапкой — в свите сан-андрес. Все залежи массивные, сводовые. Залежь в свите сан-андрес характеризуется весьма значительным снижением отметок ВНК в юго-восточном направлении. Суммарная добыча к 1955 г. составила 40 млн. *т*.

На месторождении Уилер (рис. 307) в продуктивной площади вырисовываются две брахиантиклинали северо-западного простирания, разделенные узким прогибом. Все три залежи нефтяные, массивные, сводо-

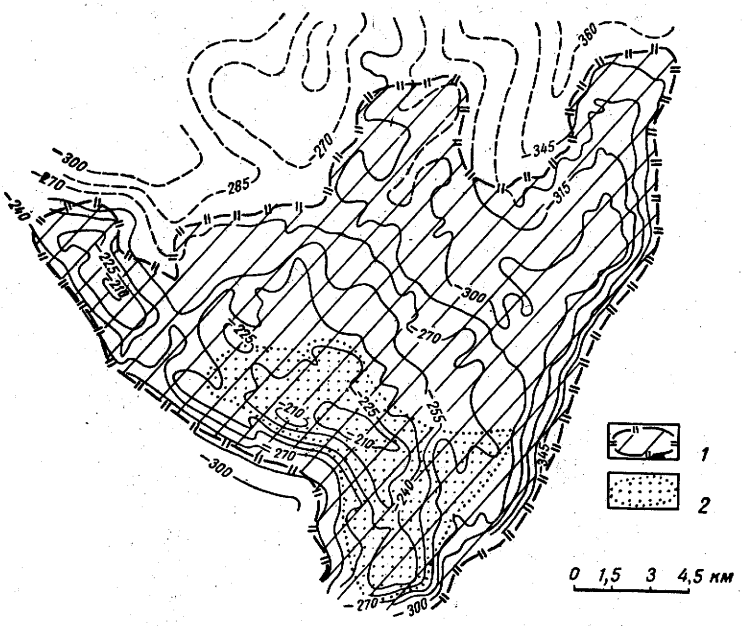


Рис. 306. Структурная карта кровли свиты сан-андрес месторождения Уоссон (по В. Шнейдеру).

1 — площадь, на которой производится добыча нефти из пород свиты сан-андрес; *2* — газовая шапка.

вые в карбонатных породах девона, силура (фазелман) и ордовика (эллленбергер); в верхней имеется газовая шапка; в нижней установлен отчетливо выраженный водонапорный режим.

Месторождение Эйтс — крупнейшее в бассейне по добыче нефти и газа. К 1955 г. на нем добыто 63 млн. *т* нефти и 4,2 млрд. $м^3$ газа. Структурно представляет сложно построенное в плане поднятие (рис. 308) и содержит следующие залежи: массивную в своде, осложненном размывом в известняках и песчаниках свит грейбург-куин, литологически ограниченную в песчаниках эйтс, литологически экранированные и ограниченные в песчаниках тоборг. Площадь основной залежи около 90 $км^2$.

В месторождении Шафтер-Лейк свод складки с глубиной резко смещен, что привело к несовпадению залежей в плане (рис. 309). Все четыре залежи сводовые, нефтяные. Нижние три в карбонатных породах группы элленбергер, девона и серии вулфкемп массивные, верхняя в песчаниках эйтс пластовая, с газовой шапкой.

К группе наиболее сложно построенных месторождений локальных поднятий относятся месторождения, в различной степени осложненные разрывами. Переходным между ними и ранее охарактеризованными является Мак-Кэйми, расположенное на Центральной платформе. В отложениях перми поднятие, с которым связано это месторождение,

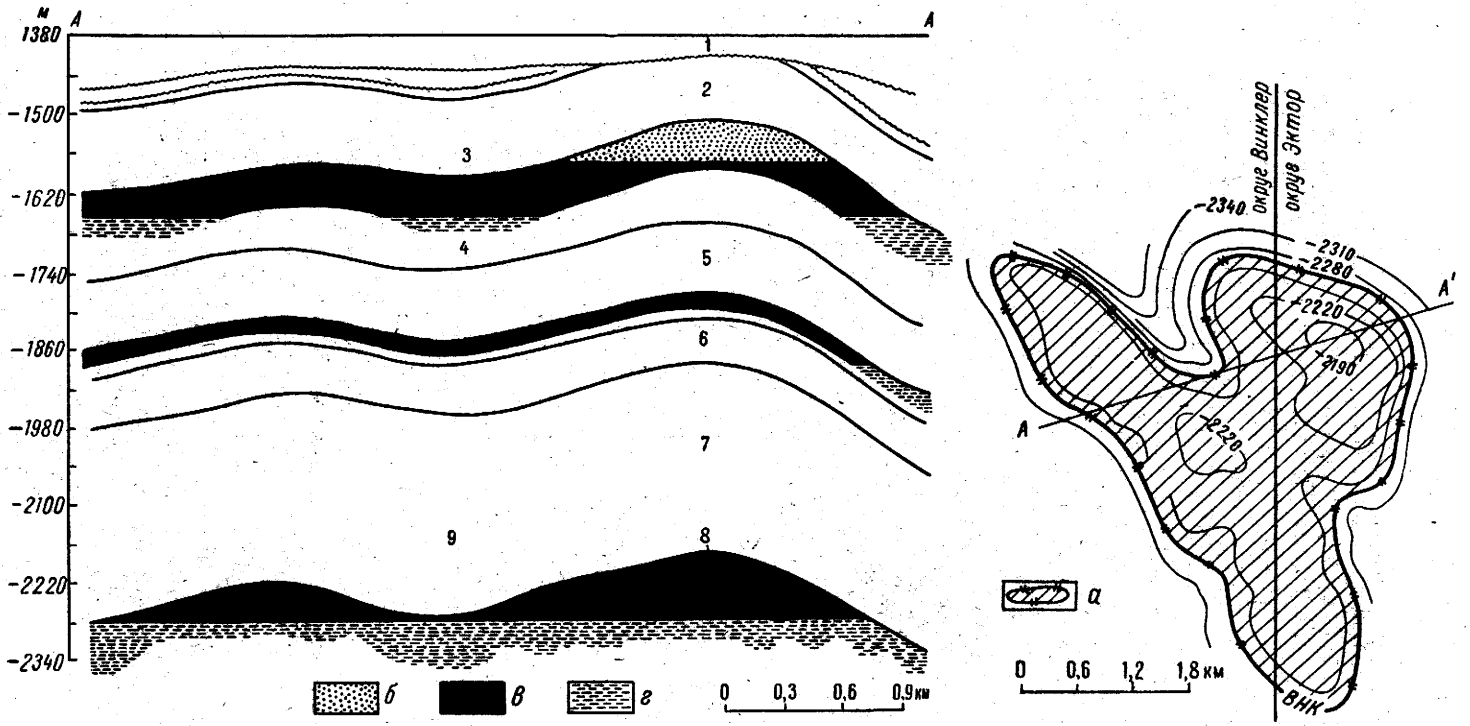


Рис. 307. Структурная карта кровли группы элленбергер и разрез месторождения Уилер (по Р. Ле-Блонду).

1 — пермь; *2* — вудфорд; *3* — миссисипий; *4* — девон; *5* — фазелман; *6* — монтойа; *7* — группа симпсон; *8* — группа элленбергер; *9* — ордовик; *а* — залежь в доломитах элленбергер; *б* — газ; *в* — нефть; *г* — вода.

в плане довольно расплывчатое, вытянутое на северо-запад. В разрезе силура — ордовика фиксируется резко выраженная высокая складка. Все три залежи массивные, сводовые, крупнейшая из них — верхняя, нефтяная в доломитах грейбург — характеризуется смещенным ВНК и смешанным режимом (растворенного газа и водонапорным). Две другие залежи с водонапорным режимом невелики. К 1954 г. суммарная добыча, практически полностью из верхней залежи, достигала 13 млн. *т*.

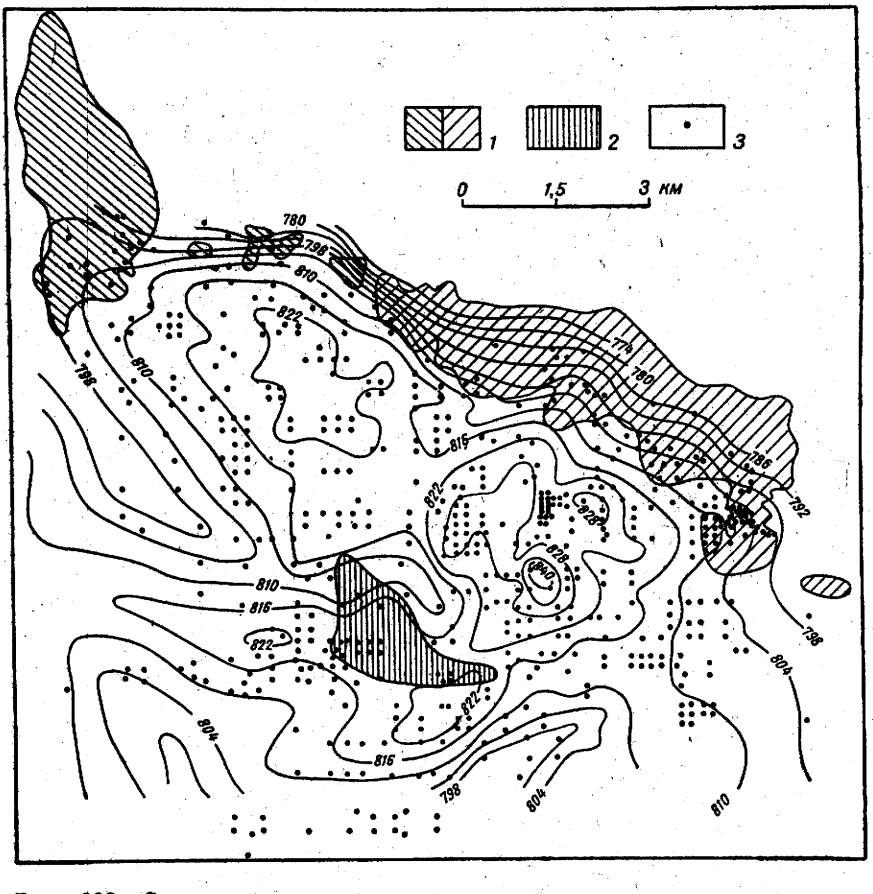


Рис. 308. Структурная карта кровли горизонта меловых известняков, залегающих на 100 *м* выше пород группы тринити на месторождении Эйтс (по Д. Доногью).

1, 2 — залежи: *1* — в песчаниках тоборг, *2* — в песчаниках эйтс; *3* — эксплуатационные скважины в отложениях эйтс-лайм (свиты грейбург и куин).

Среди месторождений локальных поднятий, в различной степени осложненных разрывами, весьма характерны Доллархайд (округи Эндрьюс, Ли), Мартин (Эндрьюс), Кийстон (Винклер), Ти-Экс-Эл (Эктор)— на Центральной платформе и Пегасус (Мидленд, Эптон) — в прогибе Мидленд.

Месторождение Доллархайд связано с положительной структурной формой, в пределах которой выделяются два внутренних поднятия. Расположено в «песчаном поясе». Поэтому в разрезе перми имеются многочисленные песчаные резервуары, заключающие пластовые сводовые и литологически ограниченные залежи. Допермский комплекс разбит разрывами, которые, однако, не нарушают целостность массивных сводовых

залежей в карбонатных породах девона, силура (фазелман) и ордовика (элленбергер). Два упомянутых внутренних поднятия в девоне вмещают единую залежь. В более глубоких горизонтах к каждому из этих

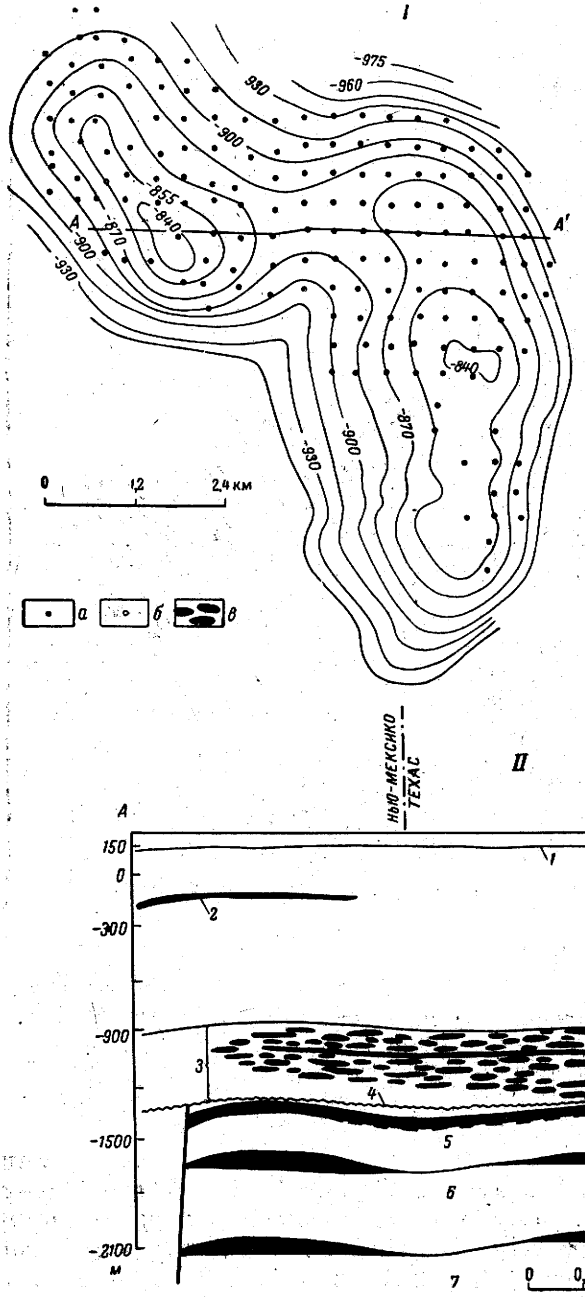
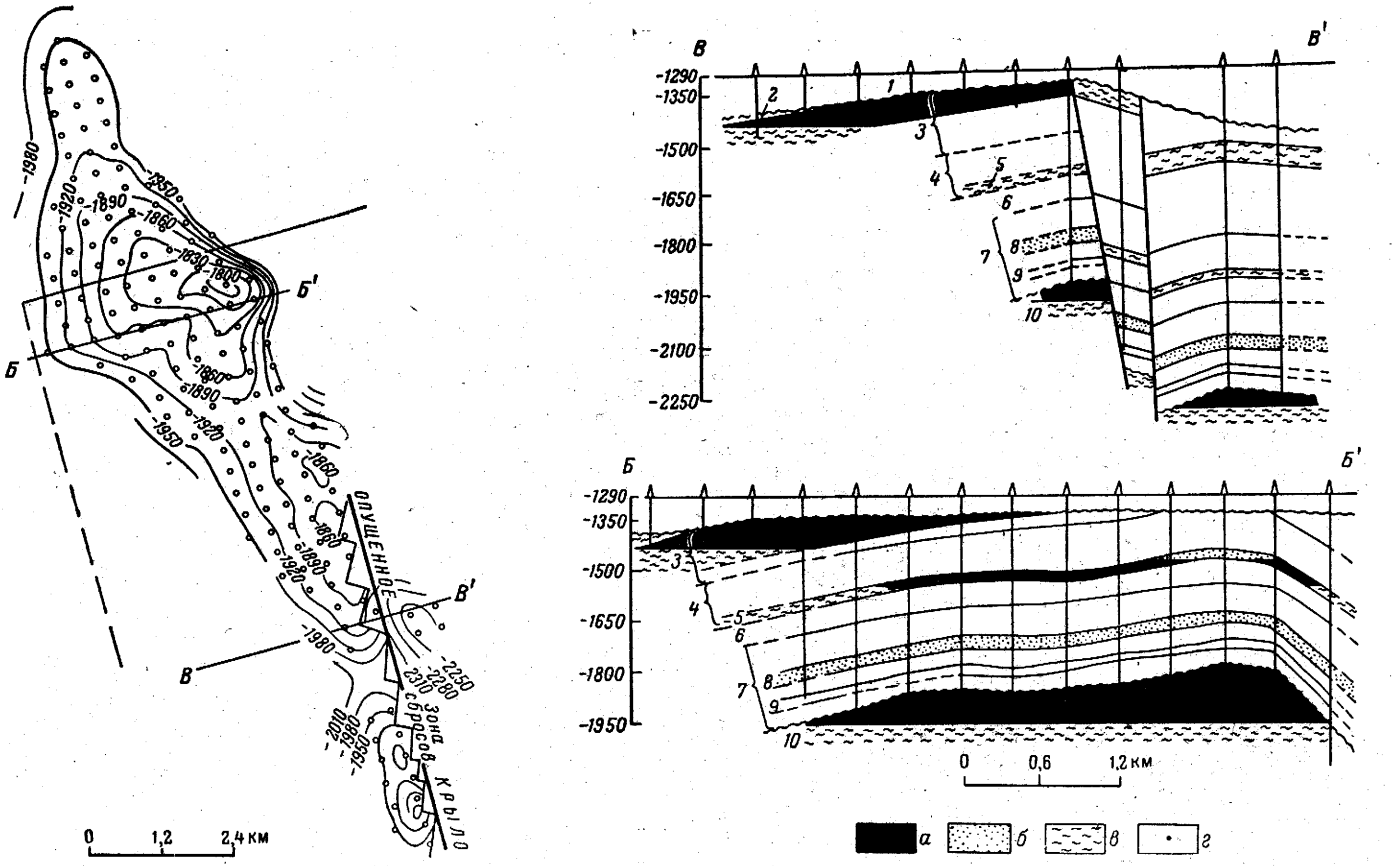


Рис. 309. Структурная карта и разрез месторождения Доллархайд.

I — карта кровли горизонта табб (по М. Кинеру). *а*, *б* — скважины, дающие нефть: *а* — из пород серии леонард, *б* — из доломитов элленбергер; *в* — нефть: *1* — кровля свиты эйтс; *2* — свита куин; *3* — леонард; *4* — подошва пород перми; *5* — девон; *6* — фазелман; *7* — элленбергер.

поднятий приурочена самостоятельная массивная залежь. В свите фазелман имеются огромные каверны до 5 *м* и более в диаметре. Все залежи нефтяные с высоким содержанием растворенного газа. К 1957 г. добыто около 9 млн. *т* нефти и 3 млрд. $м^3$ попутного газа.

Месторождение Пегасус нефтяное, построено аналогично. К 1954 г. добыча составила около 3 млн. *т*. Допенсильванский комплекс


-1980
-1920
-1890
-1860
-1830
-1800
-1950
-1890
-1920
-1860
-1890
-1920
-1980
-2250
-2280
-2310
-2340
-2370
-2400
-2430
-2460
-2490
-2520
-2550
-2580
-2610
-2640
-2670
-2700
-2730
-2760
-2790
-2820
-2850
-2880
-2910
-2940
-2970
-3000
-3030
-3060
-3090
-3120
-3150
-3180
-3210
-3240
-3270
-3300
-3330
-3360
-3390
-3420

в присводовой части разбит разрывами. Однако крупнейшая на месторождении массивная сводовая залежь в доломитах ордовика в разных тектонических блоках имеет одинаковые отметки ВНК. В известняках бенд и в свите сан-андрес разведаны еще две массивные сводовые залежи, не затронутые разрывом.

На месторождении Мартин амплитуда разрывов в допермском комплексе больше, чем на Пегасусе. В связи с этим основная нефтяная залежь в доломитах элленбергер может быть названа массивной, сводовой, частично экранированной разрывами. Кроме того, на месторождении есть небольшая пластовая сводовая залежь нефти в ордовикских песчаниках симпсон и весьма незначительные массивные, литологически экранированные нефтяные залежи в доломитах сан-андрес и вичита.

Месторождение Кийстон находится в «песчаном поясе» и содержит девять нефтяных и газовых залежей. Пермь и более древние отложения разделены резким угловым несогласием. В разрезе перми заключены одна газовая залежь и три нефтяные с газовой шапкой. Они пластовые или массивные, сводовые. Под поверхностью несогласия складка в присводовой части характеризуется глубоким эрозионным срезом и разбита разрывами. В известняках фазелман нефтяная залежь массивная в своде, осложненном размывом. Вследствие значительного эрозионного вреза нефтяная залежь с газовой шапкой в известняках девона на отдаленном крыле складки под поверхностью размыва может быть названа массивной, стратиграфически экранированной, возможно, частично экранированной разрывами. В ордовикских песчаниках уодделл и мак-ки присутствуют небольшие пластовые сводовые залежи газа, а в доломитах элленбергер — массивная, сводовая залежь (нефтяная с газовой шапкой), частично экранированная разрывом. Кроме того, нефтеносны трещиноватые породы фундамента, выступ которых под сводом складки образует единый резервуар с доломитами элленбергер. Площадь месторождения около 60 *км*. К 1956 г. было добыто 20 млн. *т* нефти (примерно 10 млн. *т* из элленбергер), до 2 млрд. $м^3$ газа (более 1 млрд. из песчаников мак-ки) и 150 тыс. *т* конденсата из мак-ки.

Месторождение Ти-Экс-Эл расположено в округе Эктор, приурочено к Центральной платформе. Оно многозалежное, имеет не менее сложное строение. Узкая складка разбита в южной части системой продольных разрывов, проникающих до подошвы отложений перми (рис. 310). Амплитуда разрывов большая; массивные, сводовые залежи в группе элленбергер и свите фазелман расчленены на изолированные блоки. Под поверхностью допермского размыва заключена массивная, стратиграфически экранированная, частично экранированная разрывом залежь в отложениях девона. В пермском разрезе самая крупная залежь — массивная, сводовая — находится в известняках клир форк. Все залежи нефтяные, одна (в свите фазелман) с газовой шапкой. К 1954 г. из 16 млн. *т* суммарной добычи нефти 10 млн. получено из залежи в породах группы элленбергер. Добыча газа (около 5 млрд. *т*) делится примерно поровну между залежами в девоне и элленбергер.

Крупными месторождениями локальных поднятий в бассейне, кроме названных выше, являются Мэби и Биг-Лейк на западе прогиба Мидленд; месторождения в зоне, проходящей вдоль западной окраины Восточного шельфа, — Говард-Глэсскок и др.; несколько месторождений на своде Ред-Ривер — Электра, КМА, Беркбернетт, Ландрет, Вернон и в приосевой части свода Бенд-Брэкенридж, Ренджер. Месторождения в своде Ред-Ривер связаны с поднятиями, отчетливо отражающими рельеф погребенных гранитных выступов фундамента. Они заключают преимущественно пластовые сводовые залежи в пермских и пенсильванских пес-

чаниках. На своде Бенд локальные поднятия чрезвычайно пологи. При сильной фациальной изменчивости пенсильванских отложений, заключающих здесь основные продуктивные горизонты, это обычно приводит к существенному смещению залежи относительно свода поднятия. Месторождения локальных поднятий наиболее распространены и в прогибе Делавер. Ряд таких месторождений, относительно небольших по добыче и запасам, имеется в средней части, а также на западе Северо-Западного шельфа.

Второе место в Пермском бассейне по добыче и запасам занимают месторождения рифовых массивов. Целые группы таких месторождений

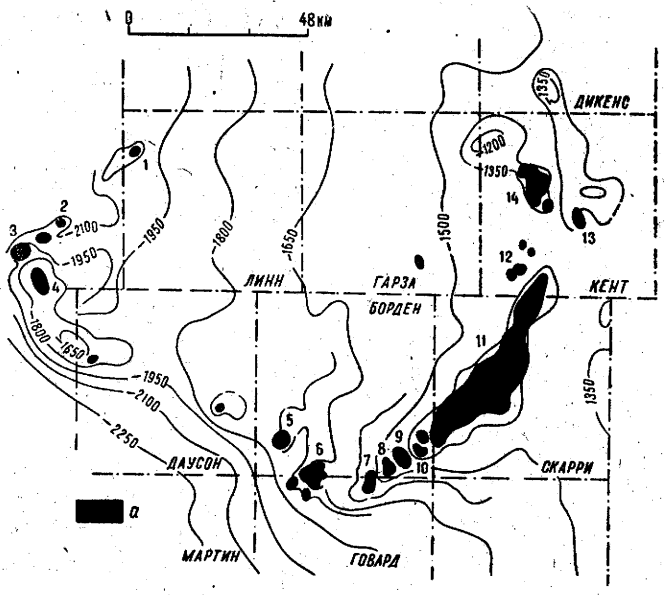


Рис. 311. Структурная карта кровли рифогенных пенсильванских известняков атолла Хорсшу.

1 — Тэхока; *2* — Саут-Браунфилд; *3* — Веллман; *4* — Адейр; *5* — Гуд; *6* — Виллмор; *7* — Ист-Виллмор; *8* — Хобо; *9* — Рейнеке; *10* — Фон-Роедер; *11* — Скарри; *12* — Ист-Полар; *13* — Клермонт; *14* — Солт-Крик.

приурочены к атоллу Хорсшу на севере прогиба Мидленд и Восточного шельфа, а также к рифу Кэпитэн, простирающемуся вдоль западного края Центральной платформы от округа Ли до округа Винклер. Ряд месторождений, связанных с одиночными рифовыми массивами, известен на платформе Озона, непосредственно восточнее ее, а также на северо-западном и западном склонах свода Бенд.

Длина атолла Хорсшу, имеющего подковообразную форму в плане, превышает 250 *км* (рис. 311). Около 30 месторождений располагаются в удлиненных или округлых рифовых массивах, слагаемых верхнепенсильванскими известняками серий циско, строун, кэньон. В строении некоторых рифовых тел принимают участие нижние горизонты серии вулфкемп. Наиболее распространены массивные залежи в верхней части биогенных выступов. Иногда им сопутствуют массивные и пластовые сводовые залежи в структурах облекания над рифовыми телами. Довольно часто поверхность рифов в той или иной степени эродирована.

Для зоны Хорсшу примером просто построенного месторождения, содержащего единственную залежь в биогенном выступе, является Рейнеке. На месторождении Адейр, помимо залежи в верхней части рифа,

образованного породами серии вулфкемп, имеется массивная, сводовая залежь в доломитах сан-андрес в надрифовой структуре облекания.

На крупнейшем месторождении Скарри (или Скарри-Снайдер) насчитывается до 20 продуктивных горизонтов с извлекаемыми запасами нефти около 150 млн. *т*. Размеры месторождения достигают 50 × 13 *км*. Основная залежь массивная, заключена в биогенном выступе, образованном известняками серий строун, кэньон, циско и вулфкемп (рис. 312). В структуре облекания над рифом Скарри имеются массивные (горизонты вулфкемп, когделл группы вичита и свита клир форк) и пластовые (гори-

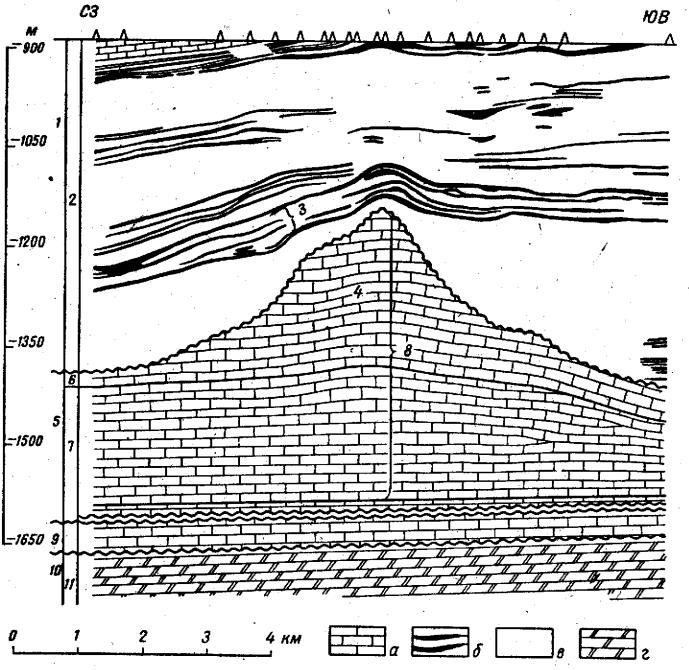


Рис. 312. Разрез месторождения Скарри (по Ф. Стаффорду).

а — известняки; *б* — песчаники с прослоями глин; *в* — глины с прослоями песчаников; *г* — доломиты. *1* — пермь; *2* — вулфкемп; *3* — циско; *4* — кэньон циско-вулфкемп; *5* — пенсильваний; *6* — циско-кэньон; *7* — строун; *8* — риф скарри; *9* — миссисипий; *10* — ордовик; *11* — эллен-бергер.

зонты фуллер и циско группы вичита) сводовые залежи. Кроме того, в известняках сан-андрес присутствует небольшая массивная, литологически экранированная залежь. Основная залежь на месторождении характеризуется режимом растворенного газа, остальные — водонапорным.

Зона нефтегазонакопления, приуроченная к рифу Кэпитэн, включает ряд месторождений, в том числе очень значительных: Монумент, Юнис, Купер, Джэл, Хендрик и др. Строение их может быть показано на примере месторождения Хендрик (рис. 313). Из месторождений, приуроченных к одиночным рифовым массивам, своеобразны Майерс и Тодд. В первом из них (прогиб Вал-Верде, округ Саттон) массивная газовая залежь находится в рифогенных известняках серии строун непосредственно над выступом докембрийского фундамента. Месторождение Тодд (платформа Озона, округ Крокетт) связано с поднятием, образованным доломитами элленбергер, и заключает две массивные залежи: в своде указанного поднятия и в верхней части криноидного рифа пенсильванского возраста, смещенного относительно свода складки на ее западное крыло. Предста-

вителем месторождений рифовых массивов на склоне свода Бенд является Сеймур (рис. 314).

Гораздо меньшее промышленное значение в Пермском бассейне по сравнению с рассмотренными имеют месторождения гомоклиналей. Они довольно многочисленны, как правило, невелики. Приурочены в основном к Северо-Западному шельфу и западному склону свода Бенд. Отдельные месторождения приурочены к восточному борту прогиба Делавер, склонам Центральной платформы, к прогибу Мидленд. На территории последнего располагается крупнейшее месторождение Спраберри-Трэнд

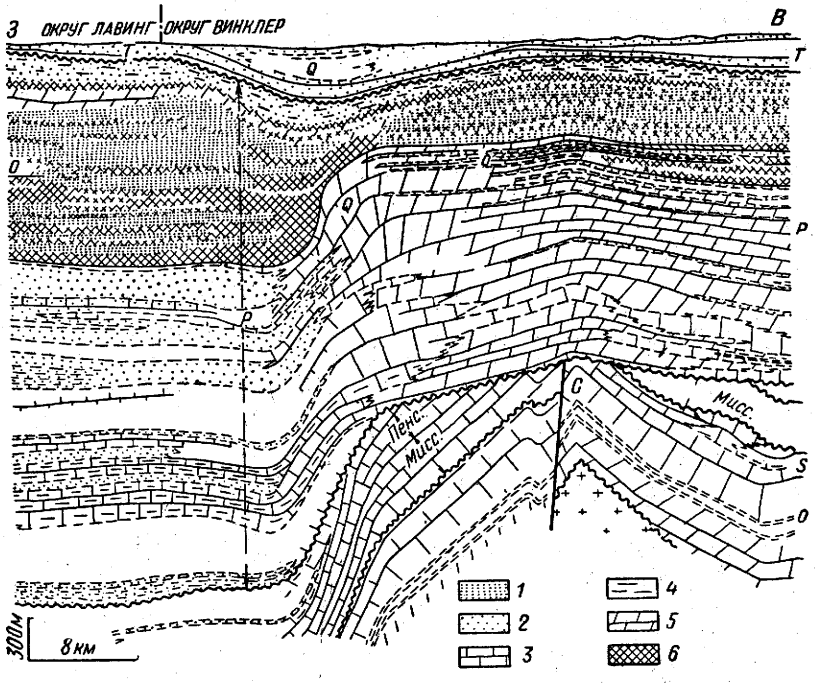


Рис. 313. Разрез месторождения Хендрик (по Леворсену).

а — рифогенные пермские известняки, продуктивные в месторождении Хендрик; *б* — «песчаный пояс» (зарифовые фации). *1* — соль; *2* — песчаники; *3* — известняки; *4* — глинистые сланцы; *5* — доломиты; *6* — ангидриты.

с промышленными запасами около 20 млн. *т*. В начале 50-х годов в округах Ригэн, Мидленд, Глэсскок и Эптон открыто несколько месторождений: Пембрук, Техас-Гарвей, Элдвелл, Драйвер, Мидкифф и др. где нефтеносными являлись песчаники и песчанистые известняки свиты спраберри серии леонард. В дальнейшем выяснилось, что все они входят в состав единого месторождения Спраберри-Трэнд площадью около 2500 *км*². Судя по имеющимся материалам, оно заключает единую литологически экранированную залежь, возникшую вследствие выклинивания коллекторов в восточном направлении (рис. 315). Глубина залежи 1800—2100 *м*. Пористость и проницаемость продуктивных пород, за исключением отдельных участков, очень невысоки.

Типичные представители месторождений гомоклиналей имеются на давно эксплуатируемой площади Эртизия-Малджамар (Северо-Западный шельф). В пределах последней на фоне пологого погружения на восток выделяется широтный структурный нос с флексурообразным южным крылом (рис. 316). Нефтегазоносны карбонатные породы свит грейбург

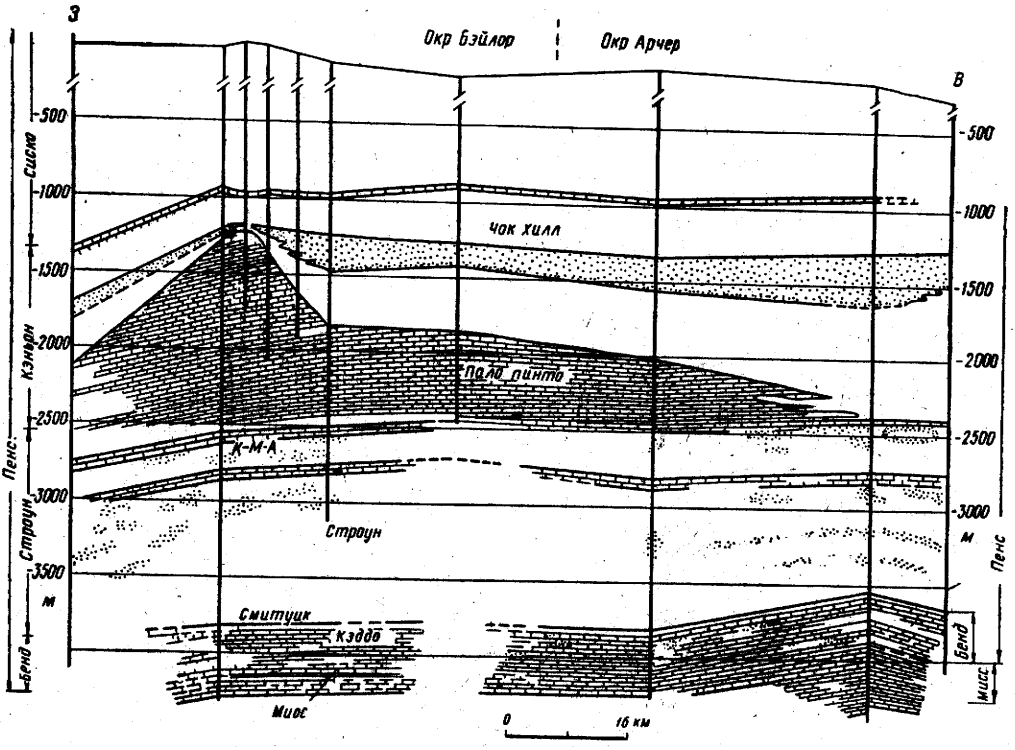


Рис. 314. Разрез месторождения Сеймур (по Мэрфи и др.).

и сан-андрес, заключающие преимущественно массивные, литологически экранированные, реже литологически ограниченные залежи.

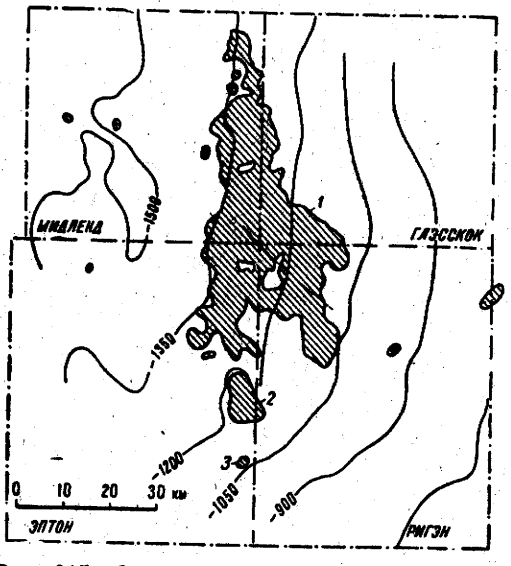


Рис. 315. Структурная карта кровли свиты спраберри месторождения Спраберри-Трэнд.
1 — спраберри-тренд; *2* — бенедум; *3* — флэтрок.

Ряд небольших газонефтяных месторождений гомоклиналей приурочен к западному склону свода Бенд. Последний характеризуется очень пологим региональным наклоном и резкой фациальной изменчивостью продуктивных отложений главным образом пенсильванского возраста. В особенности это свойственно верхнепенсильванским слоям серии циско. Поэтому они заключают в месторождениях гомоклиналей преимущественно литологически ограниченные залежи в песчаных линзах. Специфична приуроченность этих линз к небольшим структурным террасам и носам, на наиболее высоких частях которых мощность песчаных прослоев, как правило, возрастает. Такое соотношение объясняется преимущественным накоплением песчаного материала на повышенных участках морского дна, соответствовавших уже сформировавшимся

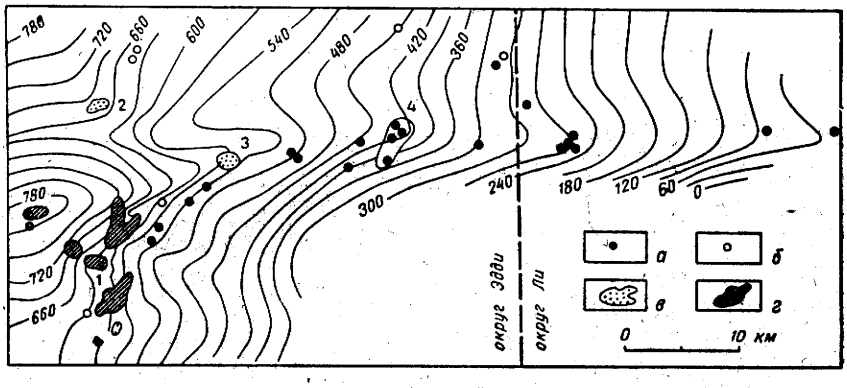


Рис. 316. Структурная карта горизонта, залегающего на 90—150 *м* выше кровли пермских доломитов и месторождения на площади Эртизия-Малджамар.

а — скважины нефтяные, *б* — газовые; *в*, *г* — месторождения (*в* — газовые, *г* — нефтяные): *1* — Эртизия; *2* — Вандергрифф; *3* — Леонард-Леверс; *4* — Малджамар.

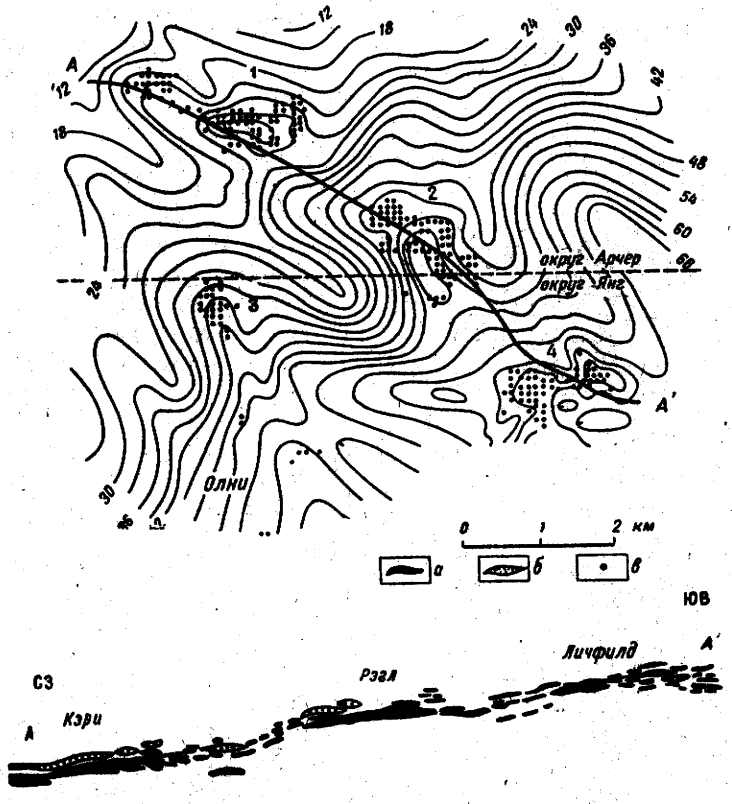


Рис. 317. Структурная карта кровли песчаников арчер в низах серии циско и разрез района Олни (по Томпсону и Хаббарду).

а — нефть; *б* — непродуктивные песчаные линзы; *в* — нефтяные скважины. *1*—*4* — месторождения: *1* — Кэри, *2* — Рэгл, *3* — Гэмбрел, *4* — Личфилд.

к этому времени структурно поднятым элементам. Сказанное хорошо иллюстрируется примером месторождения гомоклинали в районе Олни округов

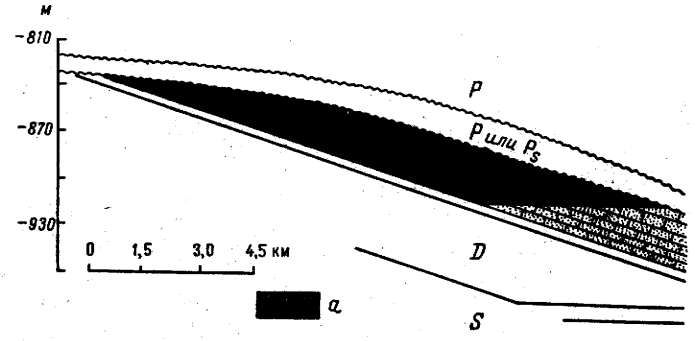
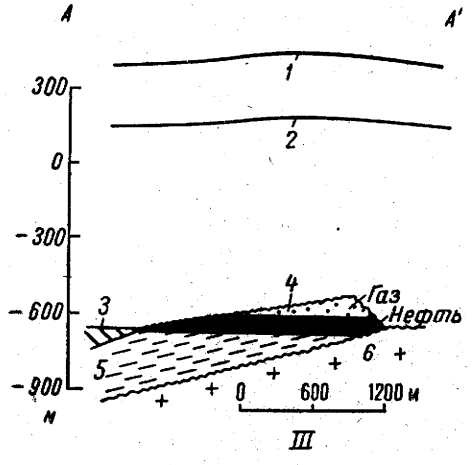


Рис. 318. Разрез месторождения Кроссетт (по Батмену).

Янг и Арчер (рис. 317). Более древние слои пенсильвания (серии строун, бенд) на западном склоне свода Бенд фациально значительно выдержаннее. Поэтому в месторождениях гомоклиналей они содержат преимущественно пластовые, литологически экранированные залежи.

Примерами месторождений гомоклиналей во внутренней, слегка прогнутой по пермским отложениям части Центральной платформы служат Харпер (округ Эктор), Такер (округ Крэйн) и др. На месторождении Харпер имеется одна массивная, литологически экранированная залежь нефти в доломитах сан-андрес. Месторождение Такер заключает две пластовые залежи: литологически



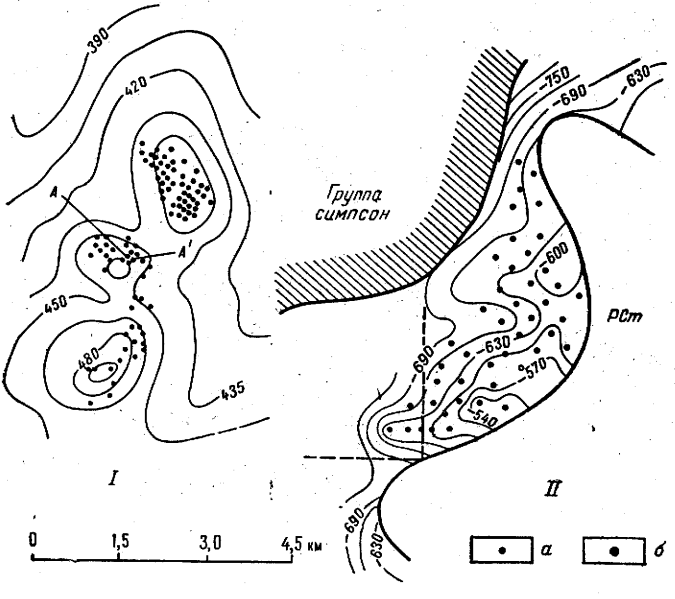


Рис. 319. Структурные карты кровли свиты эйтс *I* и допермской поверхности размыва *II* (стратоизогипсы проведены по кровле пород группы элленбергер) и геологический разрез (по Эллисону) *III* месторождения Эпко.

1, 2 — кровли свит: *1* — эйтс, *2* — сан-андрес; *3* — симпсон; *4* — подошва пород перми; *5* — элленбергер; *6* — докембрий. *а, б* — скважины, дающие нефть: *а* — из пород перми, *б* — из пород группы элленбергер.

экранированную в песчаниках уодделл и стратиграфически экранированную в песчаниках мак-ки. Для прогиба Делавер представителем месторождений гомоклиналей является Танстилл округа Лавинг с пластовой, литологически экранированной залежью в песчаниках бэлл-кэньон.

Месторождения эрозионных выступов сравнительно немногочисленны. Эпко (округ Пекос), Кроссетт (округи Крэйн, Эптон). Месторождение Кроссетт небольшое, приурочено к эрозионному выступу, выработанному в полого наклоненных известняках девона, и содержит массивную, стратиграфически экранированную залежь нефти (рис. 318). В покрывающей выступ толще пермских пород имеется ряд небольших, литологически ограниченных залежей. Месторождение Эпко обладает более сложным строением. Одна из залежей приурочена к эрозионному останцу древнего рельефа, слагаемому доломитами элленбергер, остальные пластовые сводовые — к структуре облекания. Повышенные участки последней четко соответствуют в плане наиболее поднятым элементам выступа (рис. 319).

Для всех четырех основных рассмотренных типов структурных форм, с которыми связаны месторождения Пермского бассейна, можно выделить наиболее характерные и реже встречающиеся группы залежей (см. табл. 221).

Как видно из приведенного обзора, для Пермского бассейна очень характерны массивные залежи, что связано с широким распространением карбонатных толщ различного генезиса.

СЕВЕРО-ВОСТОК

Нефтяные и газовые месторождения северо-восточных территорий США сосредоточены в Предаппалачском, Мичиганском, Иллинойском (Восточном внутреннем) бассейнах и на разделяющем их Цинциннатском своде. Нефтегазоносная площадь Цинциннатского свода входит в состав этих трех бассейнов и как самостоятельная нефтегазоносная область не рассматривается.

ПРЕДАППАЛАЧСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн располагается на территории штатов Нью-Йорк, Пенсильвания, Западная Виргиния, Огайо, Кентукки, Виргиния, Мэриленд и Алабама; небольшая северная его часть заходит в пределы Восточной Канады. Бассейн приурочен к крупной впадине, охватывающей восточный склон Северо-Американской платформы и краевой прогиб Аппалачского палеозойского складчатого сооружения, осевая часть которого ограничивает его с юго-востока (рис. 320, см. рис. 327); северо-восточным обрамлением служит поднятие Адирондэк, северным и западным — Цинциннатский свод и его северо-восточная ветвь — свод Финдлей, переходящий на территории Канады в Альгонкский свод. В пределах Цинциннатского свода выделяются наиболее поднятые части — купола Нэшвилл и Джессамайн, представляющие выступы докембрийского фундамента, перекрытые маломощным осадочным чехлом. Купола разделены Кумберлендской седловиной.

Бассейн асимметричен. Выделяются внешний и внутренний борта. Строение северо-западного, внешнего, борта более простое и характеризуется меньшими углами падения слоев. В пределах внутреннего борта, на крайнем юго-востоке бассейна располагается сравнительно узкая, интенсивно дислоцированная зона, заключающая сжатые складки, часто осложненные разрывами. Западная часть внутреннего борта находится между продольной осью бассейна и структурным, или Аппалачским, фронтом, которым она отделена от зоны сжатых складок. Эта часть

внутреннего борта характеризуется наличием протяженных крупных чередующихся антиклинальных и синклинальных зон, простирающихся в основном с северо-востока на юго-запад параллельно фронту Аппалачского складчатого сооружения. Наибольшие среди антиклинальных зон — Честнот-Ридж, Лорел-Ридж и Арчз-Форк; первая прослеживается на расстоянии до 600 *км*. Кроме того, здесь выделяется несколько антиклинальных зон меридионального простирания; самая значительная — Бэрнинг-Спрингс. Антиклинальные зоны выражены более резко (высота до 1000 *м*) в юго-восточной полосе западной части внутреннего борта. Эта полоса, примыкающая к Аппалачскому фронту, иногда выделяется как зона открытых складок. На внешнем борту, в его наиболее погруженной восточной части развиты главным образом беспорядочно ориентированные пологие локальные поднятия с амплитудой, не превышающей 100 *м*. Присутствуют также очень немногочисленные более крупные и высокие складки северо-восточного простирания. Западная часть внешнего борта представляет пологую гомоклиналь, в пределах которой слои погружены на юго-восток под углами 25—30′. Гомоклиналь обширна в северной половине бассейна и резко сужается на юге его.

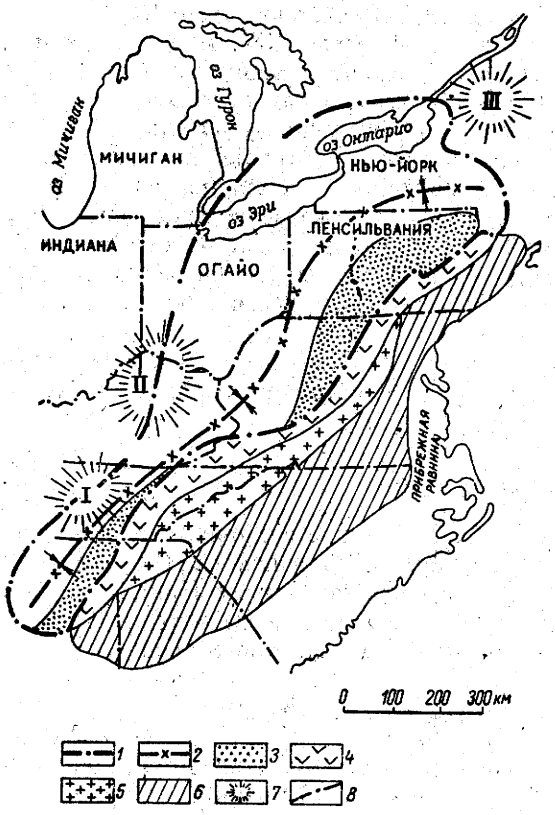


Рис. 320. Тектоническая схема Предаппалачского бассейна и смежных областей (по Г. П. Вудворду с изменениями и дополнениями).

1 — граница бассейна; *2* — осевая часть прогиба; *3*, *4* — зоны складок: *3* — открытых, *4* — сжатых; *5* — антиклинорий Блу-Ридс (докембрий); *6* — зона развития метаморфизованных пород Пьедмонта; *7* — сводовые поднятия: *I* — Нэшвилл, *II* — Джессамаин, *III* — Адирондэк; *8* — границы штатов.

В Предаппалачском бассейне зародилась нефтяная и газовая промышленность США. Многочисленные нефтяные источники издавна известны коренному индейскому населению. Первые упоминания в литературе о нефти относятся к XVII в. Первая скважина, заложенная с целью обнаружения и добычи нефти, пробурена в 1859 г. в районе Тайтусвилл, на площади Вэнанго (штат Пенсильвания) под руководством Э. Дрейка. Скважина дала нефть с глубины 21 *м*. Уже через два года имелось несколько десятков нефтяных скважин, отдельные дебиты достигали 500—600 *т/сутки*. Открытие площади Вэнанго послужило основанием для бурения в ряде районов бассейна. В 1875 г. начало эксплуатироваться месторождение Брэдфорд, которое по суммарной добыче (более 65 млн. *т*) занимает место в первом десятке нефтяных месторождений страны. Почти все крупные месторождения открыты до 1900 г. Из выявленных в XX в.

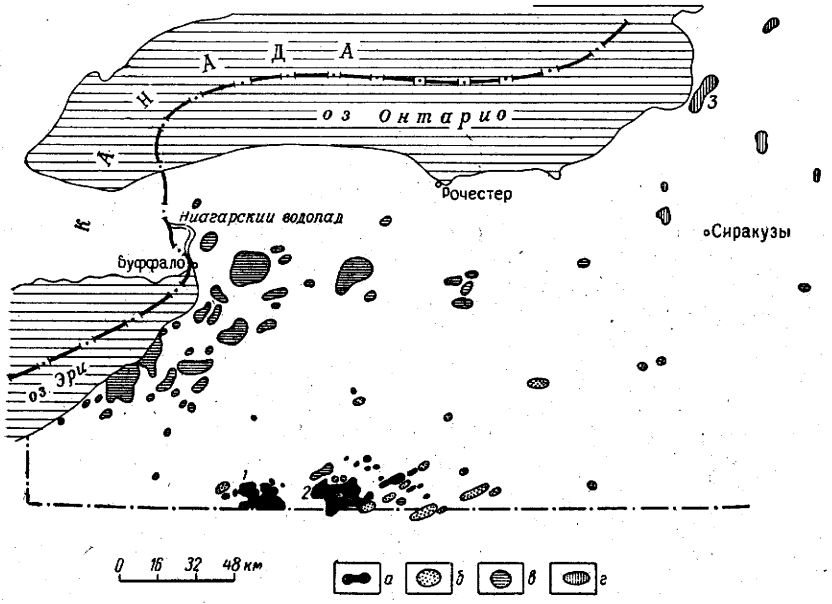


Рис. 321. Нефтяные и газовые месторождения в штате Нью-Йорк.

а — нефтяные месторождения; *б—г* — газовые месторождения с залежами: *б* — в песчаниках орискани (нижний девон), *в* — в песчаниках медайна (нижний силур), *г* — в породах группы трентон (средний ордовик). *1* — Бредфорд, *2* — Ричберг (Аллегени), *3* — Пуласки.

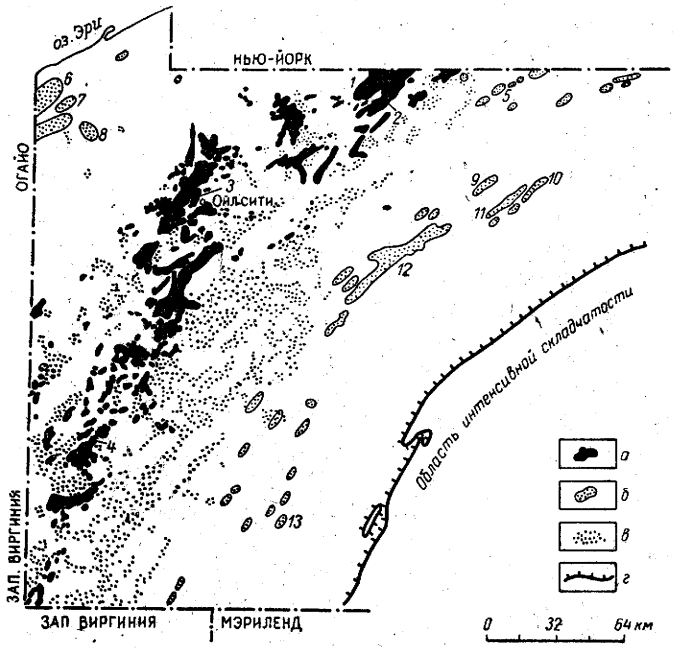


Рис. 322. Нефтяные и газовые месторождения штата Пенсильвания.

а — нефтяные с неглубоко залегающими продуктивными горизонтами: *1* — Бредфорд, *2* — Мьюзик-Маунтейн, *3* — площадь Вэнанго, *4* — Мак-Дональд; *б* — газовые с глубокими продуктивными горизонтами: *5* — Хэброн, *6* — Конно, *7* — Лундис-Лейн, *8* — Кастл, *9* — Тайога, *10* — Гринлик, *11* — Лэди, *12* — Бенезетт-Дрифтвуд (Пунксутауни-Дрифтвуд), *13* — Джонстаун; *в* — газовые с неглубоко залегающими продуктивными горизонтами; *г* — граница площади выхода на поверхность песчаников орискани (нижний девон).

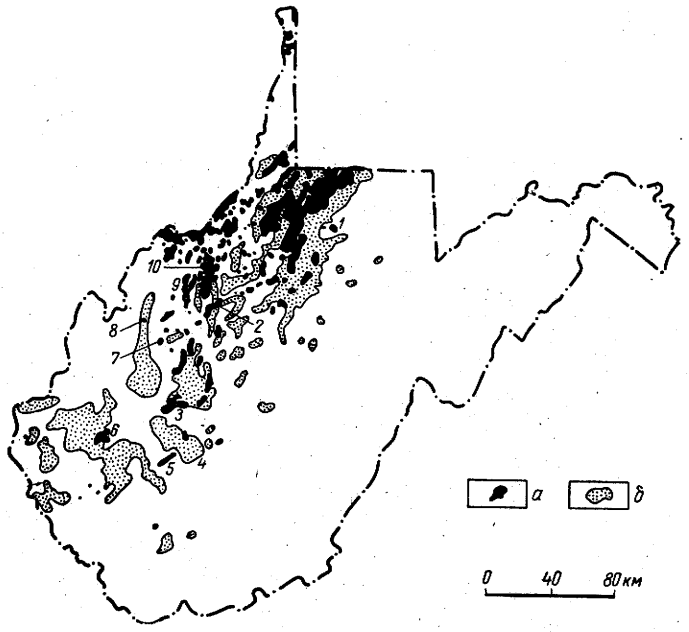


Рис. 323. Нефтяные и газонефтяные (*а*) и газовые (*б*) месторождения штата Западная Виргиния.

1 — Шиннстон; *2* — Копли; *3* — Блу-Крик; *4* — Кэмпбелл-Крик; *5* — Кэбин-Крик; *6* — Гриффитсвилл; *7* — Гей-Спенсер-Ричардсон; *8* — Сисонвилл; *9* — Бэрнинг-Спрингс; *10* — Волкано.

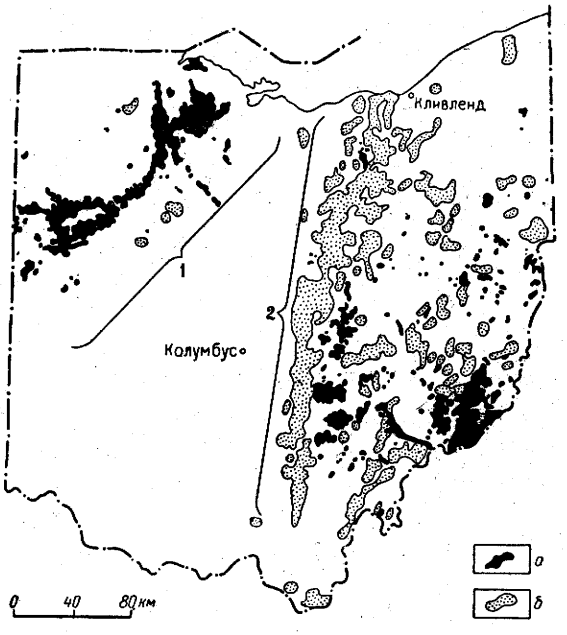


Рис. 324. Нефтяные и газовые месторождения штата Огайо.

а — нефтяные и газонефтяные; *б* — газовые. *1* — район Лима-Индиана; *2* — площадь Клинтон.

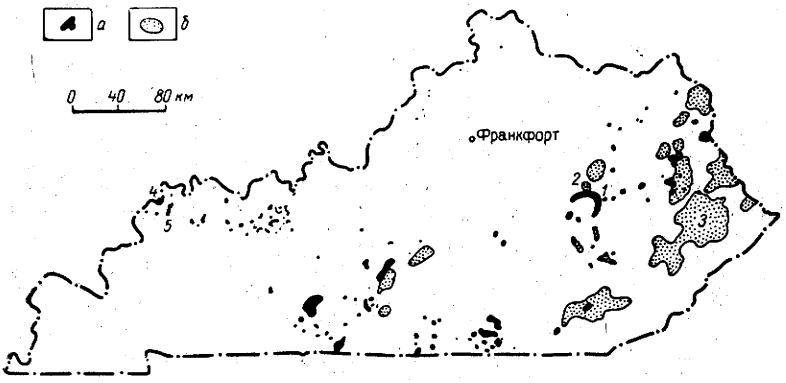


Рис. 325. Нефтяные (*а*) и газовые (*б*) месторождения штата Кентукки.
1 — Биг-Синкинг; *2* — Фарнес; *3* — Биг-Сэнди; *4* — Пауэллс-Лейк; *5* — Хайтсвилл.

наибольшее значение имеют газовые Соммит (1936) *, Лэди, Бенезетт-Дрифтвуд, Джонстаун (после 1950 г.) и др. штата Пенсильвания; Биг-Сэнди (1918) * Восточного Кентукки; ряд месторождений с залежами газа в песчаниках миссисипского возраста на западе Западной Виргинии; среди нефтяных месторождений следует упомянуть Рэнмарк, Мон-Жиле, Эдисон, Маренго и др., находящиеся в центральных районах Огайо. За последние 10—15 лет в штатах Пенсильвания, Огайо и Нью-Йорк поисковое бурение направлено на выявление залежей в среднедевонских или более древних отложениях; в штатах Нью-Йорк и Пенсильвания основными объектами поисков служат скопления газа в породах силура и нижнего девона, а в Огайо — залежи нефти в кембрийском комплексе центральной части штата и в слоях девонского — миссисипского возраста на юго-востоке штата. В Западной Виргинии глубокое бурение сосредоточено в наиболее погруженной части бассейна на западе штата и ведется в отложениях миссисипского возраста; в Западной Виргинии и Виргинии предпринимаются попытки обнаружить месторождения в пределах

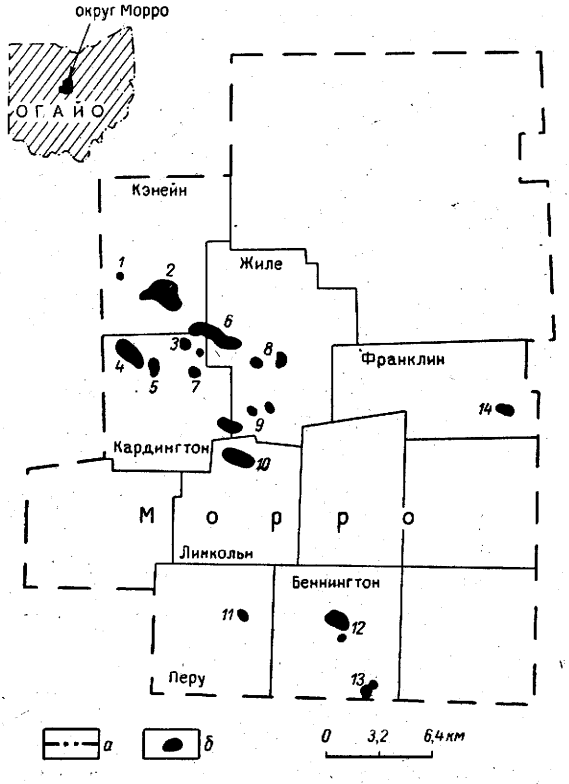


Рис. 326. Нефтяные месторождения округа Морро (штат Огайо), где продуктивны отложения кембрия.
а — граница округа Морро; *б* — нефтяные месторождения: *1* — Дэнмарк-Вест, *2* — Дэнмарк, *3* — Дэнмарк-Саут-Ист, *4* — Дэнмарк-Саут-Вест, *5* — Дэнмарк-Саут, *6* — Эдисон, *7* — Эдисон-Саус-Вест, *8* — Мон-Жиле, *9* — Кардингтон-Ист, *10* — Кардингтон-Саут-Ист, *11* — Саут-Вудбюри, *12* — Маренго-Ист, *13* — Маренго-Саут-Ист, *14* — Честервилл.

зоны сжатых складок; на территории Виргинии в этой зоне уже открыты небольшие месторождения нефти Роуз-Хилл и газа Эрли-Гроув.

До 1900 г. Предаппалачский бассейн обеспечивал около $^3/_4$ добычи США, в настоящее время она составляет около 1%. Среди важнейших месторождений и площадей бассейна можно указать на нефтяные или газонефтяные Брэдфорд, Мьюзик-Маунтейн (Пенсильвания); Дэнмарк, Эдисон, Маренго, Клинтон (Огайо); Бэрнинг-Спрингс, Волкано (Западная Виргиния); Ричберг (Нью-Йорк) и на газовые Джонстаун, Бенезетт-Дрифтвуд, или Пунксутауни-Дрифтвуд (Пенсильвания); Биг-Сэнди (Восточный Кентукки), а также на ряд месторождений на западе Западной Виргинии с залежами газа в миссисипских песчаниках (рис. 321—326).

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Предаппалачский бассейн выполнен толщей палеозойских отложений мощностью в осевой части более 5000 *м*; к северу, (к Канадскому щиту) и к западу (к Цинциннатскому своду) мощность сокращается. Крупные

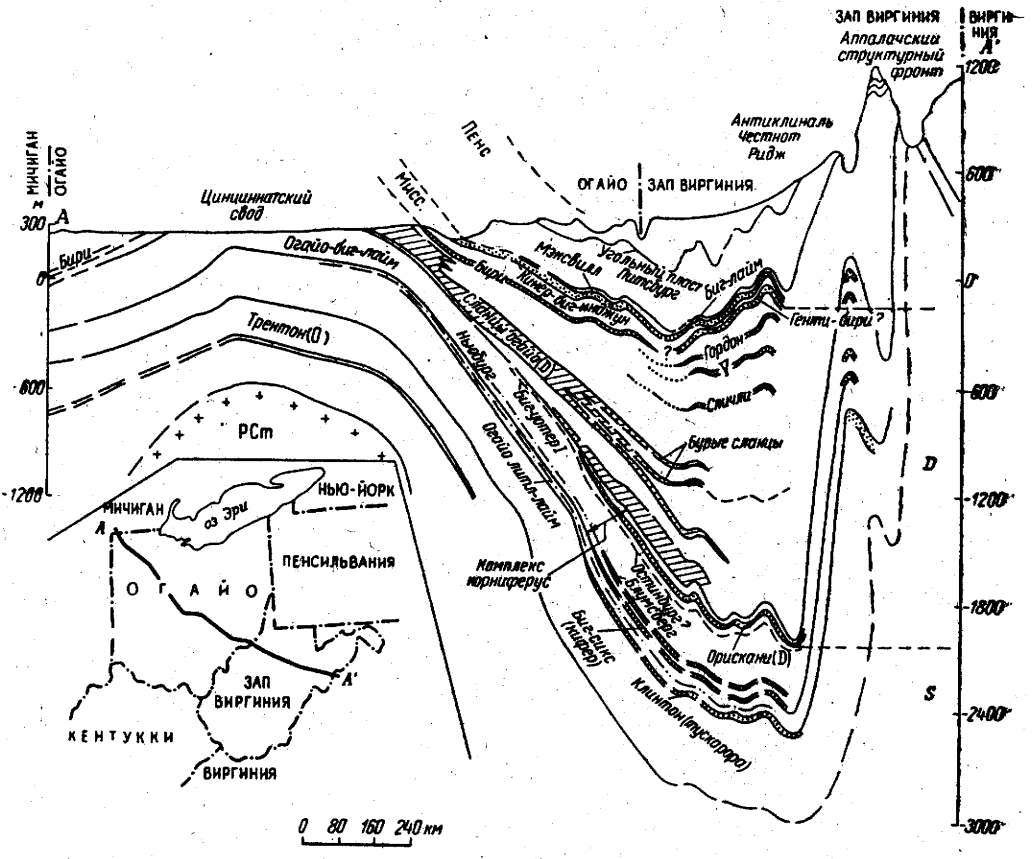


Рис. 327. Поперечный разрез Предаппалачского бассейна (по Лафферти).

I—III — площади: *I* — Мак-Дональд (юго-запад Пенсильвании), *II* — Батлер (центр Пенсильвании), *III* — Шеффилд (север Пенсильвании). *1* — группа потсвилл иногда делится на свиты кэневха, нью-ривер и покахонтос; *2* — розенберри; *3* — ред-валли-литл; *4* — 30-футовый (венанго II); *5* — нокс III, IV, V, боулдер, венанго III, стрэй, грей.

перерывы в осадконакоплении имеются на границе кембрия — ордовика, ордовика — силура, силура — девона и миссисипия — пенсильвания. Объем осадочных пород, выполняющих бассейн, превышает 2 млн. *км*^{3}.

Из них около 50% составляют глины и глинистые сланцы, 30% карбонатные породы и примерно 20% песчаники. Стратиграфия бассейна достаточно сложна. Стратиграфические схемы для отдельных его районов изобилуют местными делениями на свиты, которые иногда, являясь одноименными, имеют неодинаковый стратиграфический объем в различных районах (табл. 222—224).

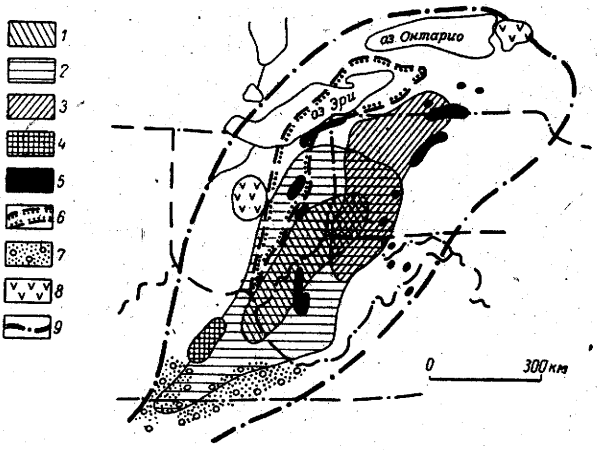


Рис. 328. Основные площади распространения нефтегазоносных отложений различного возраста в Предаппалачском бассейне (по Г. П. Вудворду, с дополнениями).

1 — пенсильваний; *2* — миссисипий; *3* — верхний девон; *4* — средний и верхний девон — глинистые сланцы; *5* — нижний девон — песчаники орискани; *6* — средний силур, клинтон — песчаники; *7* — средний ордовик, трентон — известняки; *8* — верхний кембрий, свита коппер-ридж; *9* — граница Предаппалачского бассейна.

В бассейне выявлено более 60 продуктивных горизонтов, сосредоточенных главным образом в разрезе верхнего девона — пенсильвания. Наибольшее промышленное значение имеют нефтегазоносные горизонты верхнедевонского и нижнемиссисипского возраста, а также газоносные песчаники нижнего девона — орискани и верхнего силура — клинтон, медайна (рис. 328, табл. 225).

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для Предаппалачского бассейна характерны следующие черты: 1) резкая фациальная изменчивость возрастных комплексов, заключающих большинство продуктивных горизонтов; 2) весьма пологое залегание слоев на обширных площадях; 3) частое, почти полное отсутствие свободно циркулирующей воды в нефтегазоносных слоях.

Месторождения, характеризующиеся отчетливой связью залежей со структурой вмещающих пород, развиты в восточной части бассейна. Приурочены к узким высоким брахиантиклиналям, чаще — к пологим куполовидным поднятиям в пределах антиклинальных зон. Характерно возрастание высоты этих структурных форм с глубиной и появление осложняющих их разрывов. Локальные поднятия в ряде случаев выражены в поверхностном рельефе. Примерами месторождений, связанных с узкими брахиантиклиналями, представляющими локальные поднятия зоны Бэрнинг Спрингс, являются Волкано (рис. 329) и Бэрнинг-Спрингс

Таблица 222

Литолого-стратиграфический разрез отложений северных и центральных районов Огайо

Система, отдел	Местное деление: литостратиграфические единицы: последовательность	надгруппа	группа	свита	хроностратиграфические единицы: серия	слои (ярус)	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Миссисипий [1]	Каскаския	Нобз	Уоверли	Кэйахога	Киндерхук		Глины	120
				Санбюри			Темные глины	3
				Бири			Песчаники	10
				Бэдфорд			Глины	30
Девон верхний и средний				Огайо	Сенека-чотокуа		Глинистые сланцы	130
			Онондейга	Олэнтенги	Эри	Гамильтон	Глины, известняки	15
				Делавар			Кремнистые известняки	12
		Хантон		Колумбус	Ульстер	Онондэйга	То же	35
Силур верхний			Кэюга	Таймохти	Кэюга	Сэлайна	Доломиты, эвапориты	75
				Гринфилд			Доломиты	25
Силур средний	Тутело	Макуокета	Ниагара	Локпорт	Ниагара		»	135
	Типпекэно			Клинтон: Рочестер		Клинтон	Глины	15
				Клинтон: Дейтон			Известняки	
				Клинтон: Мейгс			Глины	
Силур нижний			Альбион	Брэссфилд	Александрия	Медайна	Известняки	2,5
				Катаракт: Каботхэд			Глины	30
				Катаракт: Манитулин			Известняки	
Ордовик верхний	Крик	Цинциннати	Ридсвилл	Куинстон	Цинциннати	Ричмонд	Глины	15
						Мэйсвилл	Глины с прослоями известняков	175
				Эден		Эден	Глины, редкие прослои известняков	95

[1] В восточных районах штата миссисипские отложения перекрыты песчано-глинистым комплексом с прослоями углей (мощностью до нескольких сотен метров), объединяющим группы поттсвилл и эллегени.

Продолжение табл. 222

Система, отдел	Местное деление: последовательность	Местное деление: надгруппа	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Хронострат. единицы: серия	Хронострат. единицы: слои	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
Ордовик верхний	Крик	Макуокета	Цинциннати	Ридсвилл: Цинтиана [2]	Цинциннати	Эден	Глины, известняки	20
				Ридсвилл: Ютика			Глины	35
Средний ордовик	Крик	Оттава	Трентон		Мохаук		Известняки	15
			Блэк-ривер	Игглстон			»	8
				Плейтвил: Моккасин			»	25
				Плейтвил: Лоувилл			»	100
	Типпекэно		Симпсон (чэйзи)	Верх. чэйзи [3]	Чэйзи		»	12
				Сред. чэйзи			»	20
				Нижн. чэйзи [4]			Доломиты	8
Кембрий [5]	Саук	Нокс	Ли-вэлли	Верх. коппер-ридж	Сен-круа	Трампальо	Доломиты	60
				Нижн. коппер-ридж			»	40
				Мэйнардвилл		Франкония	»	30
		Монтэвелло [6]	Устанула	Конэсеуга			Глинистые известняки	25
				Рома		Дрезбах	Доломиты	55
				Шэйди			Доломиты песчанистые	50
				Мон-симон			Песчаники, базальные конгломераты	35
							Кристаллические и изверженные породы докембрия	

[2] Иногда свита цинтиана относится к среднему ордовику. [3] Ранее вместо свиты чэйзи выделялась свита гленвуд. [4] Местами под свитой нижнего чэйзи присутствуют свита песчаников сент-питер (средний ордовик) надгруппы оттава и доломиты группы бикмантаун (свита чепультепек) нижнего ордовика, входящие в надгруппу нокс (группа бикмантаун ранее именовалась свитой онеата). [5] Ранее кембрий делился на свиты трампальо, франкония, оклэр и мон-симон. [6] В других схемах всей надгруппе монтэвелло соответствует группа нокс.

Таблица 223

Литолого-стратиграфический разрез отложений, развитых на территории штата Нью-Йорк (в пределах Предаппалачского бассейна)

Система, отдел	Местное деление		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
	группа	свита		
Миссисипий нижний	Поконо		Глины, песчаники с редкими прослоями известняков	—
Девон верхний	Коунуонго, Конно	Кэнедуэй	Красноцветные глины и песчаники [1]	400
			Песчаники и глины [1]	300
			В основном глинистая толща [1]	300
Девон средний		Тюлли	Известняки	10
	Гамильтон		Глины с прослоями алевролитов	300
		Марцеллус	Черные глины с прослоями песчаников	60
	Онондэйга [2]		Известняки, в нижней части кремнистые	До 150
Девон нижний		Орискани	Песчаники, алевролиты	5—10
		Гельдельберг	Известняки кремнистые, глинистые, доломитизированные	60
Перерыв				
Силур верхний	Сэлайна	Уотер-лайма	Известняки, доломиты	40
		Камиллус	Глины, доломиты	10
		Вернон [3]	Пестроцветные глины, алевролиты с прослоями доломитов	220
Силур средний		Локпорт	Доломиты; на востоке отсутствуют	70
	Клинтон	Херкимер	Песчаники	10
		Виллоувейл	Глины	15
		Вестморленд	Железистые песчаники	12
		Соко	Глины	60
		Онеида	Конгломераты	25

[1] Фациальные комплексы соответственно кэтскилл, чэманг, нэпл-портедж в изменчивом по площади возрастном объеме; коунуонго, конно и кэнедуэй соответствуют верхней части этих трех комплексов. [2] Кремнистые известняки выделялись как свита корниферус. [3] Местами над свитой вернон выделяется соленосная свита сиракузы.

Продолжение табл. 223

Система, отдел	Местное деление		Краткая литологическая характеристика	Мощность, м
	группа	свита		
Силур нижний	Медайна	Гримсби	Песчаники	15—50
		Кабот-хэд	Доломитизированные глины	20
		Манитулин	Доломиты	20
		Фиш-крик	Глины	25
		Уирлпул	Песчаники	10—25
Перерыв				
Ордовик верхний	Цинциннати	Куинстон	Красноцветные песчаники и глины; на востоке отсутствуют	200—300
		Освего	Песчаники, на востоке отсутствуют	30
		Лоррейн	Глины, алевролиты	350
		Ютика	Глины	
Ордовик средний	Трентон	Кобург	Известняки	100
		Шерман-фоллз		
		Кирквуд-гулл		
		Рокленд-селби		
	Блэк-ривер	Лоувилл	Известняки	
		Памелиа	»	
Ордовик нижний	Бикман-таун		Доломиты, известняки, песчаники; на востоке отсутствуют	100
Перерыв				
Кембрий		Литл-фоллз	Доломиты	40
		Тереза	Песчаники, доломиты	200
		Потсдам	Кварцевые песчаники	60
Перерыв				
			Кристаллические и изверженные породы фундамента	—

Таблица 224

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений, развитых в восточной части штата Пенсильвания в пределах Предаппалачского бассейна

(разрез отложений в Западной Виргинии и Кентукки в тех же пределах достаточно сходен; основные различия указаны в примечании)

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Примечание
Пермь		Вашингтон	Глины, песчаники, прослои углей	300	В ЗВ[1] до 500 м и более
Пенсильваний		Мононгехела	Песчаники, глины, угли	100	
		Коунмо	Пестроцветные песчаники, глины, прослои углей	200	
	Эллегени		Угленосная толща	100	
	Поттсвилл	Кэневха	Песчаники, глины, прослои углей	250	В ЗВ более 300 м В основании песчаники мэкстон; ранее относились к миссисипию; в ЗВ и ВК[1] их мощность 80—100 м
		Нью-ривер, покахонтос			
			Перерыв		
Миссисипий верхний		Моч-чанк	Пестроцветные глины и песчаники	600	
Миссисипий средний		Гринбрайер (биг-лайм)	Известняки	50	В ВК[2] известняки ньюмэн мощностью 100 м
Миссисипий нижний	Поконо		Глины, песчаники с прослоями известняков	300	В ВК и ЗВ в средней части выделяется песчаный горизонт вейр мощностью 50 м; в ЗВ в кровле выделяются песчаники кинер — 15 м; в ВК в нижней части пачка глин кофи — 5 м; общая мощность миссисипия в ВК и ЗВ 300 м]

[1] ЗВ — Западная Виргиния; ВК — Восточный Кентукки. [2] Под Восточным Кентукки понимаются его районы, смежные с Зап. Виргинией. [3] В Зап. Виргинии мощность отложений девона превышает 1000 м; к западу девонский разрез все более глинистый. В этом направлении в Вост. Кентукки глины сначала преобладают, а потом полностью слагают девонский разрез (свита бурых сланцев).

Продолжение табл. 224

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика		Мощность, м	Примечание
Девон верхний[3]	Коунуонго, Конно	Кэнедуэй	Кэтскилл	Красноцветные глины и песчаники	900	Фациальные комплексы в изменчивом по площади возрастном объеме; коунуонго, конно и кэнедуэй соответствуют верхней части этих трех комплексов. В верхней части верхнего девона выделяются свиты обломочного состава — каттароугус мощностью 90 м и пинк-рок — 120 м
			Чеманг	Песчаники и глины	500	
			Нэплспортедж	В основном глинистая толща; в подошве пачка черных глин дженизи (15—40 м) или баркет	400	
Девон средний		Тюлли	Известняки		10	
	Гамильтон		Глины с прослоями известняков		150	
		Марцеллус	Черные глины		60	
	Онондэйга		Известняки, местами кремнистые		100	В ВК известняки хантерсвилл
Девон нижний		Орискани	Песчаники грубо-среднезернистые		5	В ЗВ иногда называется песчаниками риджли
		Гельдельберг	Известняки, преимущественно кремнистые		15	ЗВ и ВК 30—40 м
		Кейзер	Известняки		10	
			Перерыв			
Силур верхний		Басс-айленд	Доломитизированные известняки и доломиты		20	
	Сэлайна		Доломиты, известняки, соль с прослоями глин и ангидритов		250—270	В ВК и ЗВ мощность около 120 м; ниже сэлайна в ЗВ выделяется песчаный горизонт вильямспорт - блумсберг или ньюбург, 3—5 м

Продолжение табл. 224

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Примечание
Силур средний		Локпорт [4]*	Доломиты, иногда глинистые	75	В ЗВ и ВК мощность около 60 м; в основании песчаники биг-сикс или кифер (2—3 м)
	Клинтон		Доломиты, глины; в основании алевролиты и песчаники	70	В ЗВ и ВК мощность около 300 м
Силур нижний	Альбион (медайна)	Гримсби (ред-медайна)	Красные, бурые алевролиты, песчаники	25	В ВК аналог альбион это клинч; мощность группы в ВК и ЗВ около 50 м; в ЗВ в основании медайна выделяют песчаники тускарора
		Кабот-хэд, уирлпул	Алевролиты светло-серые и белые	25	

Перерыв

Ордовик верхний [5]*	Цинциннати	Куинстон	Глины, алевролиты	350	Примерный аналог красноцветов джуниата и свиты болдигл — песчаники, глины
		Освего	Песчаники	45	
		Ридсвилл	Глины с прослоями алевролитов	300	
		Ютика	Глины	20	
Ордовик средний	Трентон	Кобурн, сэлуна	Известняки, иногда глинистые	90	В ВК представлен известняками свит лексингтон, тайрон орегон
		Нильмонт	Известняки	20	

[4] В Вост. Кентукки выделяют комплекс корниферус; в разрезах скважин он объединяет карбонатные породы хантерсвилл-сэлайна-локпорт и песчаники биг-сикс; в обнажениях объем его понимается различно: иногда он соответствует свите локпорт, иногда — всему интервалу локпорт-гамильтон. [5] Мощность пород верхнего ордовика в Зап. Виргинии и Вост. Кентукки около 450 м

Продолжение табл. 224

Система, отдел	Местное деление: группа	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Мощность, м	Примечание
Ордовик средний	Блэк-ривер 6*	Картэн	Известняки	20	В ВК свита кэмпнельсон
	Чэйзи	Бэннер	»	75	В ВК в основании чэйзи песчаники сент-питер мощностью около 25 м
		Хаттер	Известняки, доломиты	30	
		Кловер, лойсберг	Известняки, доломиты, песчаники		
Ордовик нижний	Бикмантаун	Беллефонт	Глинистые доломиты	10	В ВК и ЗВ мощность бикмантаун около 1000 м
		Аксманн	Известняки	—	
		Нитэнни	Доломиты		
		Ларк	»		
Перерыв					
Кембрий верхний и средний?		Майнз	Доломиты, песчаники	—	
		Гэйтсберг	Песчанистые доломиты и песчаники	Около 200	Соответствует по некоторым схемам свитам трампальо, франкония и гейлсвилл
		Уорриор	Доломиты; в основании грубозернистые песчаники	125	Иногда именуется свитой оклэр
		Мон-симон	Грубозернистые песчаники с прослоями доломитов		
Перерыв					
			Кристаллические и изверженные породы фундамента		

* Мощность групп блэк-ривер и чэйзи в Зап. Виргинии — Вост. Кентукки — до 400 м.

Таблица 225

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе Предаппалачского бассейна

Возраст	Наименование групп, свит, горизонтов по местному делению	Литологический состав	Мощность, м	Тип коллекторов и их свойства	Глубина залегания, м	Состав залежи (плотность, г/см³, содержание, %)	Суточный дебит нефти, т; газа (цифры со звездочкой), м³	Крупнейшие месторождения
Пенсильванский	кэролл, гуз-ран, кау-ран	Песчаники Л [1*]	2—5 [2*]	В песчаных породах в большинстве случаев кварцевые, мелкозернистые, плохо- и среднесортированные. Пористость 5—22, средняя 16; проницаемость	В большинстве крупнейших нефтяных месторождений несколько	Нефти весьма однородны по составу, очень высокого	Весьма незначительный, в среднем сотни *кг* — несколько *т*	
	биг-данкард		10					
	литл-данкард		10					
	I газоносный		—					
	буффалло		20					
	I и II соляные		Общая 30					
	Хоумвуд, бэрнинг-спрингс (ЗВ), мэкстон, файетт (А) [5*]		5—10					
Средний миссисипий	*Гринбрайер* (П, ЗВ)	Оолитовые или трещиноватые известняки	15—50				Обычно менее 10 *т*	
	биглайм (П, ЗВ), *бивер-крик* (К)							

Нижний миссисипий	Биг-инджун [3*]	Песчаники П [4*]	До 130 [2*]	обычно низкая. В карбонатных породах коллекторы трещиноватые, кавернозные, реже оолитовые и доломитизированные; в глинистых сланцах проницаемость обеспечивается наличием сообщающихся мелких трещин	сотен *м*; добыча нефти ведется с глубины менее 900 *м*. Крупнейшие газовые залежи распространены до глубин около 1500 *м*	качества; 0,800—0,828; при перегонке в среднем: бензина до 35, керосина 27, газолина 10, масел 15. Природный газ: CH_4 в среднем 93	В среднем первые сотни *кг* — несколько *т*, реже сотни *т*, исключительно редко 2000—3000 *т* (месторождения Мак-Дональд, Мьюзик-Маунтейн), 1,5* млн. (горизонт спичли)	Гэй-Спенсер-Ричардсон, Кэбин-Крик, Гриффитсвилл (все в ЗВ)
	Сквау [3*]		15					
	Бири [3*]		5—10					
	Мюррейсвилл (30-футовый) [3*]		10					
	Принстон, равенклифф, хартселл (А)	Песчаники Л	—					
Верхний девон	100-футовый [3*]	То же	30					Мак-Дональд Мьюзик-Маунтин, Сьюкли, площадь Вэнанго (все в П), Брэдфорд (П, НЙ), Ричберг (НЙ), Копли (ЗВ)
	Гордон [3*]		15					
	Мак-дональд [3*]		—					
	Венанго [3*]		До 100 [2*]					
	IV и V [3*]		—					
	Элизабет [3*]		3					
	Уоррен [3*]		5					
	Брэдфорд I [3*]		2—3					

[1*] Л — песчаники, распространенные локально. [2*] Приведена суммарная мощность горизонта или свиты, заключающих различное количество песчаных пластов. [3*] Основные продуктивные горизонты. [4*] П — песчаники, распространенные на широкой площади. [5*] Штаты, в которых продуктивен данный горизонт или свита: (А) — Алабама, (П) — Пенсильвания, (ЗВ) — Западная Виргиния, (К) — Кентукки, (НЙ) — Нью-Йорк, (О) — Огайо, (Т) — Теннесси. Площади распространения остальных горизонтов, свит и групп показаны для возрастных комплексов, в которые они входят на рис. 328.

Продолжение табл. 225

Возраст	Наименование групп, *свит*, горизонтов по местному делению	Литологический состав	Мощность, *м*	Тип коллекторов и их свойства	Глубина залегания, *м*	Состав залежи (плотность, *г/см*³, содержание, %)	Суточный дебит нефти, *т*; газа (цифры со звездочкой), *м*³	Крупнейшие месторождения
Верхний девон	Брэдфорд II, III [3*]	Глинистые сланцы	2—3	В песчаных породах в большинстве случаев кварцевые, мелкозернистые, плохо- и среднесортированные. Пористость 5—22,	В большинстве крупнейших нефтяных месторожде-	Нефти весьма однородны по составу,	15* тыс., резко возрастает после торпедирования	
	Спичли [3*]		3					
	Кэйн [3*]		3—5					
	Сланцы *огайо* (О)		До 230					
Верхний—средний девон	Бурые сланцы *чаттануга* [3*] (К)	То же	30				—	Площадь Флойд (К)

Средний девон	Онондейга	Брекчиевидные известняки	До 150—200	средняя 16; проницаемость обычно низкая. В карбонатных породах коллекторы трещиноватые, кавернозные, реже оолитовые и доломитизированные; в глинистых сланцах проницаемость обеспечивается наличием сообщающихся мелких трещин	ний несколько сотен *м*; добыча нефти ведется с глубины менее 900 *м*. Крупнейшие газовые залежи распространены до глубин около 1500 *м*	очень высокого качества; 0,800—0,828; при перегонке в среднем: бензина до 35, керосина 27, газолина 10, масел 15. Природный газ: CH_4 в среднем 93	—	
Нижний девон	*Орискани* 3*	Песчаники П	10—30				300* тыс.—2* млн.	Тайога, Лэди, Бенезетт-Дрифтвуд (все в П), Вудхэлл (НИ)
Девон — верхний силур	Комплекс корниферус 3* (К)	Известняки	150					Биг-Синкинг, Площадь Ли-Эстилл-Пауэлл (К)
Средний и нижний силур	Клинтон 3* Медайна: гримсби, уирлпул	Песчаники П	10—50 2*				3* тыс.—500* тыс. (клинтон)	Площадь Клинтон (0)
Средний ордовик	Трентон *Саннибрук* (Т)	Известняки	300				60—90* тыс.	Пуласки (НИ)
Верхний кембрий	*Коппер-ридж* (0)	Доломиты	50—100				5—10	Дэнмарк, Мон-Жиле, Маренго, Эдисон (0)
	Потсдам (НИ)	Песчаники	60 2*					
	Тереза (НИ)	»	100—200				—	

* Приведена суммарная мощность горизонта или свиты, заключающих различное количество песчаных пластов. ** Основные продуктивные горизонты.

в Западной Виргинии. Углы падения пород на крыльях этих брахиантиклиналей достигают 30°. Высота их около 300 *м*. На глубине, в силурийских и более древних отложениях они разбиты разрывами. Залежи пластовые сводовые.

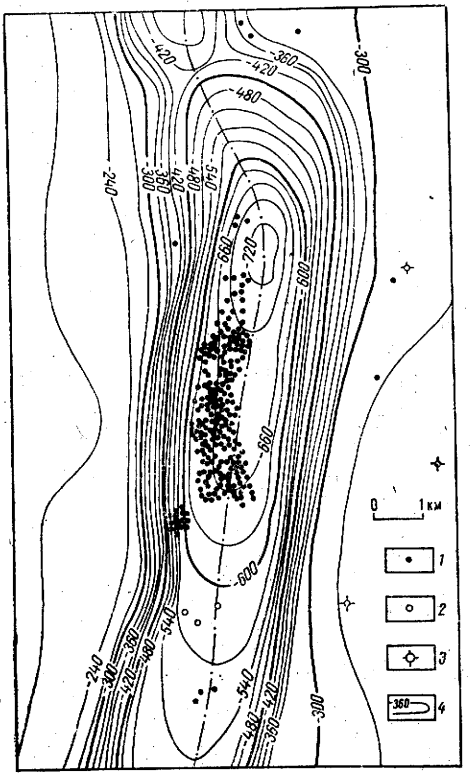


Рис. 329. Структурная карта кровли угольного пласта пермской свиты вашингтон месторождения Волкано в Западной Виргинии (по данным Уайт).

1—3 — скважины: *1* — нефтяные, *2* — газовые, *3* — непродуктивные; *4* — стратоизогипсы.

Газовые месторождения, приуроченные к узким брахиантиклиналям, имеются на севере Пенсильвании, в южной части штата Нью-Йорк и на крайнем западе штата Мэриленд. С глубиной амплитуда поднятий постепенно возрастает; в их сводовой части появляются разрывы. Вероятно, на образование структурных форм значительное влияние оказывали подвижки блоков фундамента, т. е. они являются отраженными поднятиями. Примерами таких месторождений служат Тайога в Пенсильвании (рис. 330) и Вудхэлл, расположенное на юге штата Нью-Йорк. Они содержат в песчаниках орискани пластовые сводовые залежи, разбитые на блоки.

Месторождения, связанные с пологими куполовидными поднятиями, не затронутыми разрывами в пределах продуктивной части разреза, заключают важнейшие нефтяные месторождения бассейна Брэдфорд (рис. 331) и Ричберг. Первое приурочено к крупному асимметричному поднятию высотой до 80 *м* с более крутым юго-западным склоном с углами падения слоев до 2°. Связь залежей со структурой вмещающих пород ощущается менее четко, чем в месторождениях узких брахиантиклиналей. В условиях очень пологого

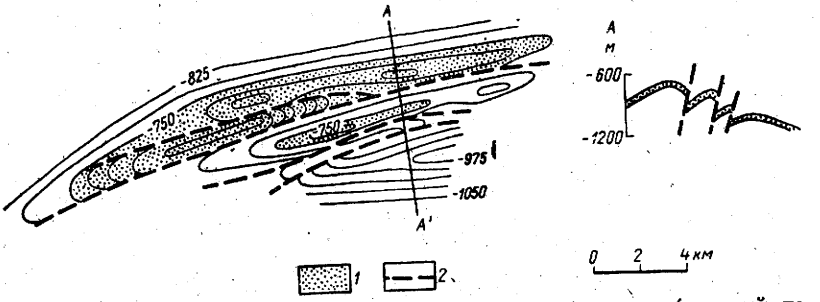


Рис. 330. Структурная карта кровли песчаников орискани (нижний девон) и схематический разрез газового месторождения Тайога штата Пенсильвания (по Феттке).

1 — газовые залежи; *2* — разрывы.

залегания пород ухудшение коллекторских свойств основного продуктивного горизонта брэдфорд III в северо-западном направлении вызвало некоторое смещение пластовой нефтяной залежи относительно свода.

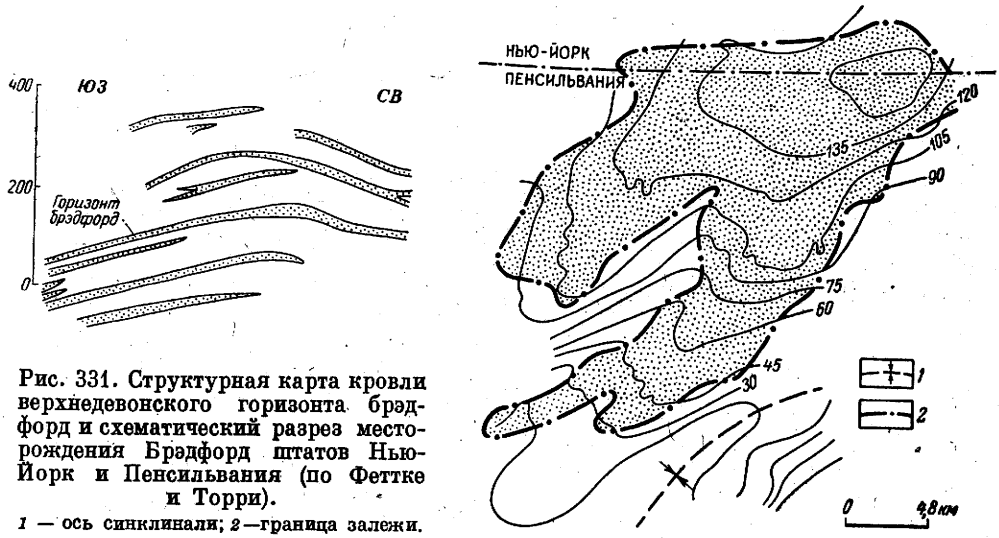


Рис. 331. Структурная карта кровли верхнедевонского горизонта брэдфорд и схематический разрез месторождения Брэдфорд штатов Нью-Йорк и Пенсильвания (по Феттке и Торри).

1 — ось синклинали; *2* — граница залежи.

Месторождения, связанные с зонами выклинивания на гомоклинали, развиты на северо-западном борту бассейна. Продуктивны песчаные горизонты девона (орискани) и среднего силура (клинтон). Крупнейшие месторождения находятся на площади Клинтон в центральной части Огайо (рис. 332). Ширина ее 40—65 *км*. Нефтегазоносны мелкозернистые плотные песчаники среднего силура, представляющие горизонты, выклинивающиеся к Цинциннатскому своду, а также линзы и бары, образованные в прибрежной зоне. Продуктивные песчаники мощностью 3—18 *м* залегают на глубине от 700 до 1700 *м* и наклонены на северо-восток под углами около 30′. Месторождения заключают пластовые, литологически экранированные и литологически ограниченные залежи.

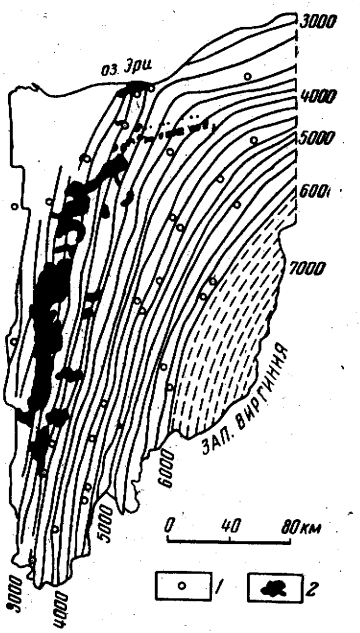


Рис. 332. Структурная карта кровли горизонта клинтон площади Клинтон в Огайо (по Коттингэму).

1 — глубокие скважины; *2* — продуктивные площади.

Отметки стратоизогипс в футах.

Месторождения, связанные с эрозионными выступами древнего рельефа, слагаемыми карбонатными породами, сравнительно немногочисленны. Представителем является Биг-Синкинг, расположенное в восточном Кентукки, где массивные залежи заключены в эрозионных останцах комплекса известняков корниферус. За последние годы ряд месторождений — Маренго, Эдисон, Дэнмарк и др. — выявлен в центральной части Огайо. Они приурочены к доломитовым выступам верхнекембрийской свиты коппер-ридж, срезанной поверхностью размыва и перекрытой отложениями ордовика. Строение месторождений достаточно сходно. Разрез одного из них Дэнмарк показан на рис. 333.

Месторождения синклиналей весьма характерны для бассейна. Залежи формируются в песчаных пластах линзовидного строения с измен-

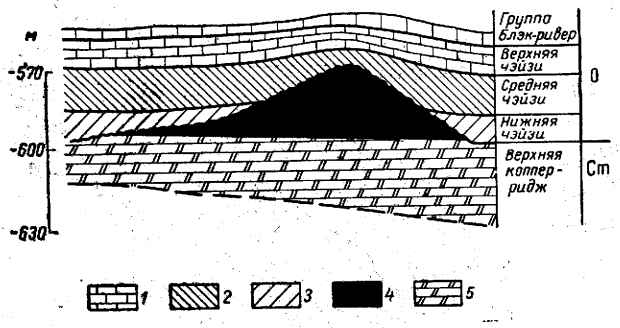


Рис. 333. Разрез месторождения Дэнмарк (по Кальверту, Джонсону, Элькайру).

1 — известняки; *2*, *3* — глины; *4* — нефтяная залежь; *5* — доломиты.

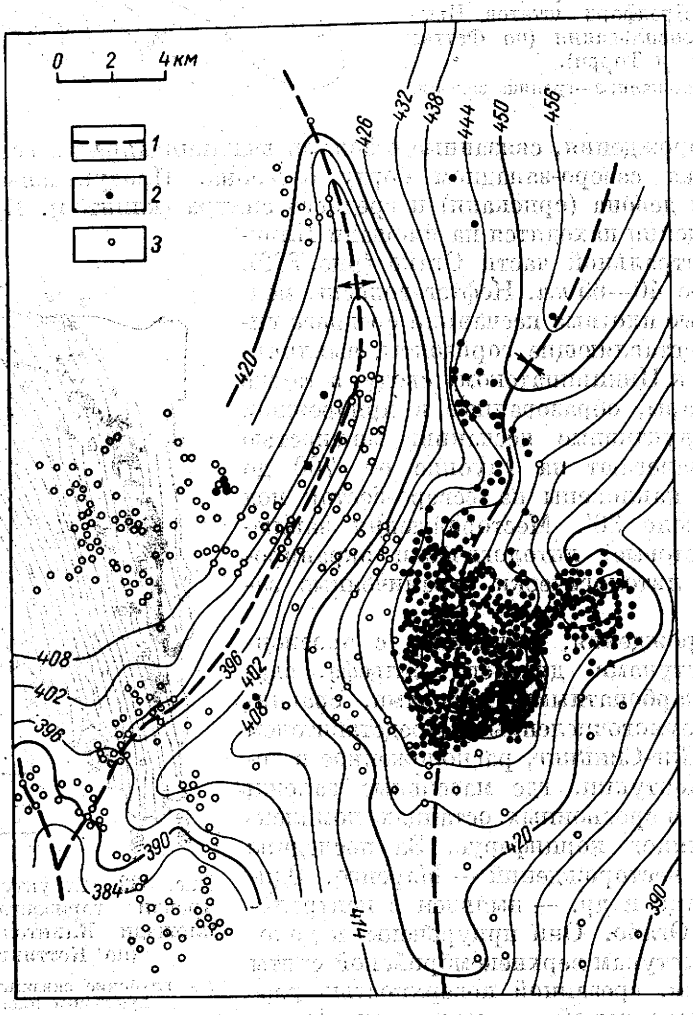


Рис. 334. Структурная карта кровли горизонта бири месторождения Гриффитсвилл (Биг-Крик) (по Дэвису и Стефенсону).

1 — оси антиклинали Байрнвилл и синклинали Гриффитсвилл; *2* — скважины нефтяные, *3* — газовые.

чивыми коллекторскими свойствами, где вода присутствует лишь в субкапиллярных порах. В таких пластах, практически лишенных свободно циркулирующей воды, нефть под действием силы тяжести стремится занять наиболее пониженные участки. Газ, если присутствует, образует скопления в сводах смежных поднятий. Эти соотношения отчетливо выражены в некоторых месторождениях Западной Виргинии, например в Гриффитсвилл (рис. 334) и Копли. В первом продуктивны верхнедевонские песчаники гордон, во втором нижнемиссисипские песчаники бири. Месторождением с залежью нефти на крыле синклинали является Кэбин-Крик (Западная Виргиния). Продуктивны нижнемиссисипские песчаники бири (рис. 335).

Месторождения, приуроченные к зонам повышенной пористости и проницаемости, широко распространены. Формирование залежей полностью определено литологическим фактором. Залежи, литологически ограниченные, известны в линзовидных песчаных телах и в трещиноватых участках карбонатных пород или глинистых сланцев. Типичными месторождениями, содержащими залежи в линзовидных или шнурковых песчаных телах — береговых валах, являются Сьюкли (западная Пенсильвания), Гей-Спенсер-Ричардсон (Западная Виргиния) и месторождения площади Вэнанго (юго-западная Пенсильвания) (рис. 336, 337). В первом нефтегазоносен верхнедевонский «100-футовый песчаник», на площади Вэнанго — горизонт вэнанго, также верхнедевонского возраста, в третьем — нижнемиссисипский песчаник бири. В месторождении Гей-Спенсер-Ричардсон отчетливо выражено гравитационное разделение газа и нефти в природном резервуаре, не содержащем свободно циркулирующей воды. Примером месторождений, связанных с зонами развития трещиноватых карбонатных пород, может служить Пуласки, расположенное в штате Нью-Йорк на берегу оз. Эри. Газоносные известняки трентон

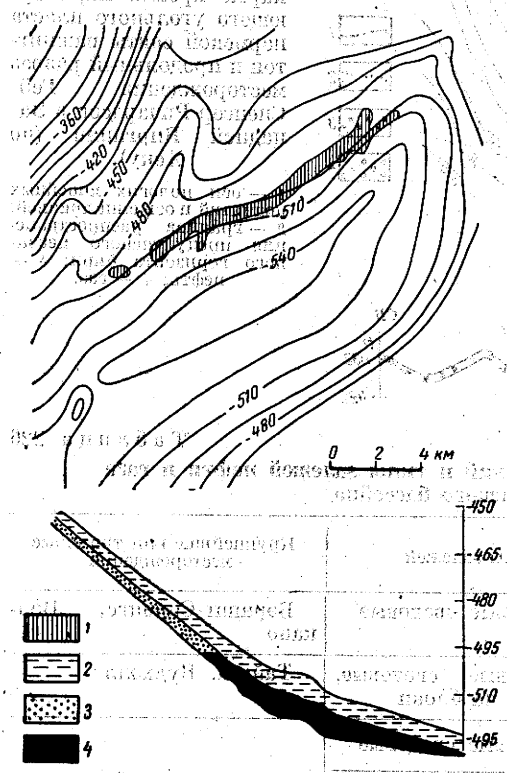


Рис. 335. Структурная карта кровли горизонта бири и схематический разрез месторождения Кэбин-Крик в Западной Виргинии (по Уоссону).

1 — нефтегазоносная площадь; *2* — непродуктивная часть горизонта бири; *3* — газоносный песчаник; *4* — нефтеносный песчаник.

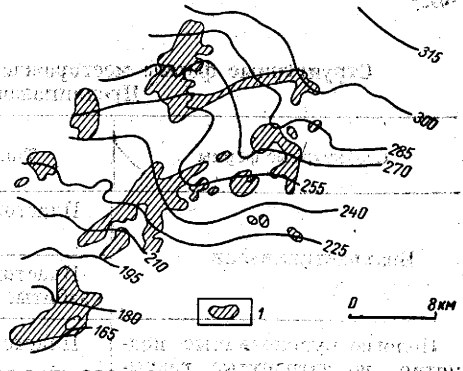
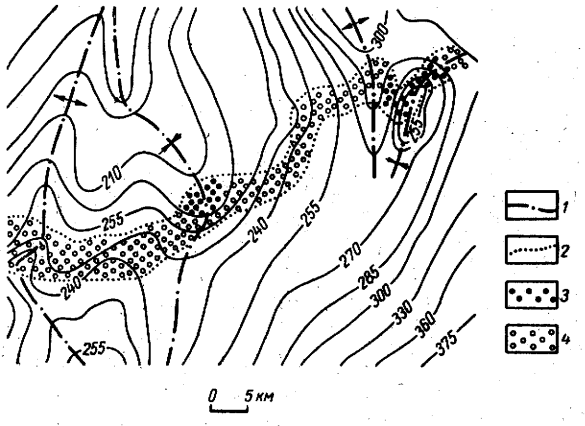


Рис. 336. Структурная карта кровли песчаного горизонта вэнанго III площади Вэнанго в Юго-Западной Пенсильвании (по Шеррилу, Дикею и Маттессону).

1 — нефтяные залежи.



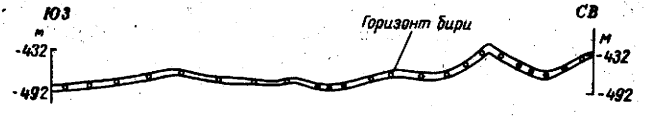


Рис. 337. Структурная карта кровли маркирующего угольного пласта пермской свиты вашингтон и продольный разрез месторождения Гей-Спенсер-Ричардсон в Западной Виргинии (по Хеку).

1 — оси пологих линейных поднятий и оси синклиналей; *2* — граница распространения продуктивного песчаного горизонта бири; *3* — нефть; *4* — газ.

Таблица 226

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Предаппалачского бассейна

Структурные формы	Типы залежей	Крупнейшие или типичные месторождения
Брахиантиклинали	Пластовые сводовые	Бэрнинг-Спрингс, Волкано
	Пластовые сводовые, разбитые на блоки	Тайога, Вудхэлл
Пологие куполовидные поднятия, не затронутые разрывами в продуктивной части разреза	Пластовые сводовые	Брэдфорд, Ричберг
	Пластовые, литологически экранированные	
Зоны выклинивания на гомоклинали	Пластовые, литологически экранированные	Месторождения площади Клинтон
	Литологически ограниченные	
Эрозионные выступы	Массивные в останцах древнего рельефа	Биг-Синкинг, Дэнмарк, Мон-Жиле, Эдисон
Синклинали	Пластовые в ядрах синклиналей Пластовые, литологически экранированные по падению	Гриффитсвилл, Копли, Кэбин-Крик, Таннер-Крик (ЗВ)[1], Грэннис-Крик (ЗВ)[1]
Зоны развития линзовидных и шнурковых песчаных тел	Литологически ограниченные	Сьюкли, площадь Вэнанго, Гей-Спенсер-Ричардсон
Зоны развития трещиноватых карбонатных пород и глинистых сланцев		Пуласки

[1] ЗВ — Западная Виргиния.

(средний ордовик) слагают пологую гомоклиналь. Однако структурный фактор совершенно не контролирует локализацию скоплений газа. Залежи приурочены к отдельным, не сообщающимся трещиноватым кавернозным участкам.

Все охарактеризованные месторождения и залежи перечислены в табл. 226.

МИЧИГАНСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн располагается в основном на территории штата Мичиган, захватывая северо-восточную часть Индианы, северо-запад Огайо, узкую восточную окраину Миннесоты и небольшой участок Восточной Канады. Он связан с крупной синеклизой докембрийской платформы. С севера

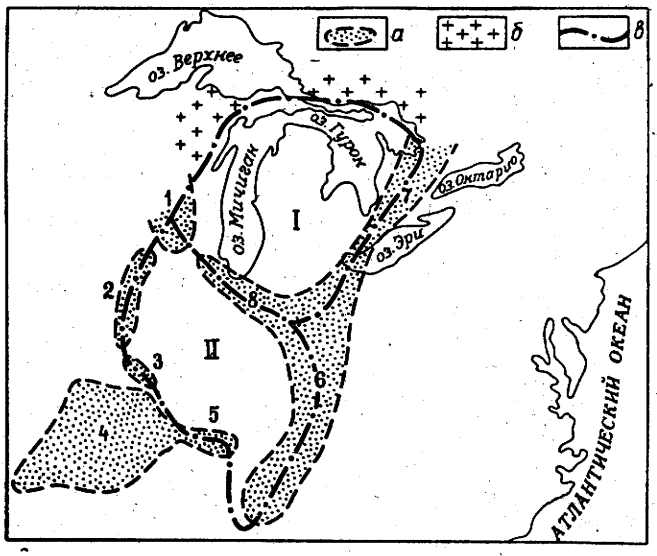


Рис. 338. Мичиганский (*I*) и Иллинойский (*II*) бассейны.

а — платформенные своды и поднятия, обрамляющие бассейны: *1* — свод Висконсин, *2* — Миссисипский свод, *3* — поднятие Линкольн, *4* — свод Озарк, *5* — свод Паскола, *6* — Цинциннатский свод, *7* — свод Финдлей, *8* — свод Кэнкекки; *б* — Канадский щит; *в* — границы бассейнов.

и северо-востока бассейн ограничен склонами Канадского щита, с северо-запада выступом фундамента — сводом Висконсин, южным обрамлением служат две ветви Цинциннатского свода — своды Финдлей и Кэнкекки. Обе ветви осложнены структурными седлами: первая седлом Чатам, вторая седлом Логанспорт (рис. 338, 339). Строение бассейна более или менее симметричное, площадь около 700 × 750 *км*.

Нефть и газ известны более 100 лет. В 1884 г. началось систематическое бурение на крайнем юге бассейна, в пределах штатов Индиана и Огайо, в районе, который впоследствии получил название Лима-Индиана [1]; уже в 1886 г. добыча нефти составляла 150 тыс. *т*. За последние 35—40 лет добыча нефти и газа практически ограничивается территорией штата Мичиган. Открытие первых небольших газовых скоплений здесь относится к 70-м годам XIX в. В 1925 г. открыто первое промышленное нефтяное месторождение мичиганской части бассейна Сэгиноу. С 1928 по 1939 г. в Мичигане открыто 39 нефтяных и 6 газовых месторождений,

[1] Незначительная крайняя северо-восточная часть этого района находится в Предаппалачском бассейне (см. рис. 340).

а за 1939—1943 гг. соответственно 36 и 4. Среди месторождений, обнаруженных с 1928 по 1943 г. в Центральном районе (рис. 340), имелись довольно крупные, например нефтяные Маунт-Плизент, Бакай, Портер, Тэмпл и Рид-Сити с залежами в девонских карбонатных породах и газовое Сикс-Лейнс с залежью в миссисипских песчаниках. К 1956 г. более 95% всей нефти на территории штата получено из девонских карбонатных пород в центральном районе Мичигана; значительно преобладающая часть добытого газа в том же районе приходилась на долю миссисипских отложений. Наиболее продуктивными месторождениями с нефтеносными породами девона являются Дип-Ривер, Эден, Колдуотер, Рид-Сити и Тэмпл. Суммарная добыча в штате к 1965 г. составила около 70 млн. *т* нефти и 13 млрд. *м*³ газа. Средний суточный дебит эксплуатационных скважин Мичиганского бассейна в 1964 г. равнялся примерно 2 *т/сутки*.

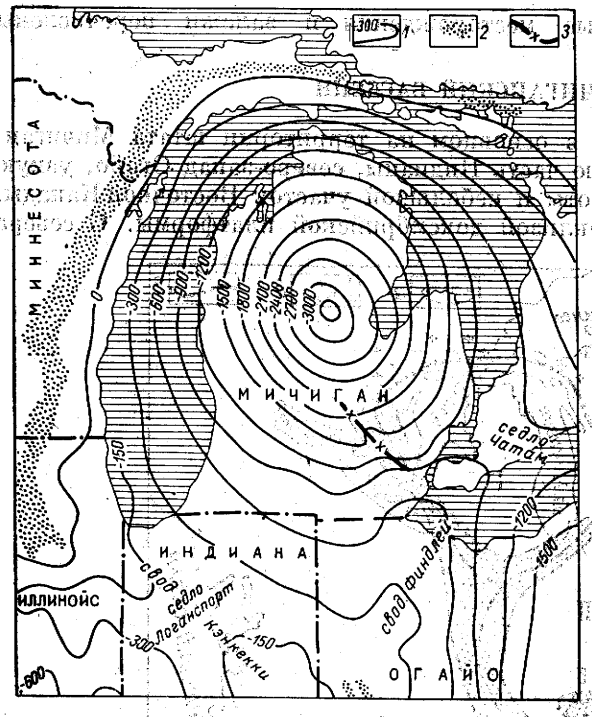


Рис. 339. Структурная карта подошвы известняков трентон и блэк-ривер ордовика в Мичиганском бассейне (по Кохи).

1 — стратоизогипсы подошвы известняков блэк-ривер; *2* — площади выхода известняков трентон и блэк-ривер на поверхность; *3* — ось «антиклинали» Хоуэлл.



Рис. 340. Нефтяные и газовые месторождения (*1*) района Лима-Индиана. (В подавляющем большинстве выработаны и в настоящее время не эксплуатируются).

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Мощность осадочного чехла, покрывающего докембрийский фундамент в наиболее погруженной части бассейна, превышает 4000 *м*. Осадочный чехол почти полностью сложен отложениями палеозоя, выраженными преимущественно в морских фациях. Континентальные образования имеются лишь в разрезе послемиссисипских пород. Ордовикские — среднедевонские отложения составляют преимущественно карбонатные разности. Сводный стратиграфический разрез Мичиганского бассейна приведен в табл. 227. В бассейне известно около 20 продуктивных горизонтов и свит от четвертичного до нижнеордовикского возраста (табл. 228).

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Поднятия выделяются на фоне полого погружающихся слоев к центральной части бассейна (см. рис. 339). Поднятия узкие, линейные, очень пологие, простираются преимущественно с юго-востока на северо-запад, иногда протягиваются почти через весь бассейн. Наиболее крупное Хоуэлл в юго-восточной части Мичигана. Северо-восточное крыло его более пологое с падением слоев 20—25 *м/км*; на юго-западном крыле, осложненном разрывом, падение слоев возрастает до 60—110 *м/км*. Подавляющее большинство линейных поднятий на поверхности не выражено, кроме отдельных структур на краевых участках бортов. В пределах линейных поднятий располагаются локальные брахиантиклинали. Размеры их различны; обычно длина 2—8 *км*, ширина 1—3 *км*. Более крутые крылья обращены к погруженной части бассейна. Высота брахиантиклиналей, как правило, не превышает 20 *м*. На пологих крыльях складок углы падения пород составляют около 1°, на крутых крыльях возрастают до 3—4°. Крайняя южная часть бассейна располагается на склонах северо-восточной (Финдлей) и северо-западной (Кэнкекки) ветвей Цинциннатского свода. Склоны этих ветвей, входящие в состав Мичиганского бассейна, представляют гомоклинали с преобладающим пологим залеганием слоев, осложненным локальными поднятиями, структурными террасами и носами. На северо-западном склоне свода Финдлей установлена узкая зона крутых падений, соответствующая флексуре, переходящей на территории округов Вуд и Хэнкок в сброс с амплитудой 30—60 *м*.

Подавляющее большинство месторождений бассейна приурочено к локальным брахиантиклиналям линейных протяженных поднятий (рис. 341—343).

В песчаных горизонтах парма, мичиган-стрэй, маршалл и бири, продуктивных на локальных поднятиях, присутствуют преимущественно газовые залежи в песчаных линзовидных телах. Песчаники парма, являясь базальным горизонтом нижнепенсильванского отдела, образуют шнурковые тела, выполняющие древние русла. Горизонт бири слагает отдельные песчаные линзы, разделенные и ограниченные пластами глин. Наиболее важный промышленный газоносный горизонт — миссисипские песчаники мичиган-стрэй («блуждающие») — развит только в пределах структурных поднятий, где он залегает на размытой поверхности подстилающих слоев. Песчаники мичиган-стрэй представляют прибрежные валы, накапливавшиеся в наступавшем море на отмелях, где мог отлагаться более грубый материал. Эти отмели соответствовали структурным поднятиям, формирование которых происходило одновременно с седиментацией. Накопление песчаников мичиган-стрэй на сводах локальных поднятий приводило нередко к усилению или некоторому изменению структурных планов последних.

Таблица 227

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений Мичиганского бассейна

Система, отдел	Местное деление		Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, *м*
	группа или серия	свита		
Плейстоцен и современный			Моренные и аллювиальные песчаники, гравелиты, валунники, мергели	300
		Перерыв		
Пермь ?		Красноцветные слои	Глины, иногда песчанистые, линзы гипсов	120
Пенсильваний		Грэнд-ривер	Песчаники с прослоями песчанистых глин	30
		Сэгиноу	Глины, песчаники с прослоями известняков и углей; заключает песчаный горизонт парма	160
		Перерыв		
Миссисипий		Бэй-порт	Известняки, иногда кремнистые и песчаники	35
		Мичиган	Глины с линзами и прослоями эвапоритов и песчаников; в основании песчаный горизонт мичиган-стрэй (25 *м*)	170
		Маршалл	Песчаники с прослоями песчанистых глин	100
		Колдуотер	Глины с прослоями песчаников и известняков; в основании красноцветные породы	330
		Санбюри	Глины черные, известковистые	30
		Бири	Песчаники тонкозернистые, глинистые	60
		Бэдфорд	Глины, в верхней части песчанистые	45
		Энтрим и элсуорт [1]	Свита элсуорт — глины и алевролиты (10—180 *м*), распространенные на западе штата Мичиган, взаимно вклиниваются в верхнюю часть черных известковистых глин энтрим, развитых в центральной части штата	—

[1] По другим схемам относятся к переходному комплексу D_3 — $Miss_1$ или к верхнему девону.

Продолжение табл 227

Система, отдел	Местное деление: группа или серия	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
		Перерыв		
Девон средний	Траверс		Известняки, глины, доломиты, ангидриты	240
		Белл	Глины с прослоями известняков	25
		Роджерс-Сити Данди	Известняки, доломиты То же	145
Девон нижний	Детройт-Ривер		Доломиты, известняки, песчаники, алевролиты, галит, прослои глин	350—400
		Сильвэния (ричфилд)	Песчаники, песчанистые доломиты	90—160
		Буа-блан	Доломиты, известняки; в основании горизонт песчаников и песчанистых доломитов гардн-айленд (10 м)	300
		Перерыв		
Силур верхний	Сэлайна	Басс-айленд (свита H)	Кремнистые доломиты с ангидритами	170
		G	Доломиты, глины	30
		F	Галит, прослои доломитов	40
		E	Доломитизированные глины	35
		D	Галит	20
		C	Доломитизированные глины	50
		B	Галит, ангидриты с прослоями доломитов	120
		A A_2	Доломиты, известняки; в основании прослои глин	60
			Галит, ангидриты	120
		A A_1	Доломиты, известняки; в основании прослои глин	30
			Галит, ангидриты	130
		Браун-ниагара	Доломиты	15

Продолжение табл. 227

Система, отдел	Местное деление: группа или серия	Местное деление: свита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м
Силур средний	Ниагара	Гвелф-локпорт, энгейдн; мэнистик-бэрнт блафф; лайм-айленд	Доломиты с известняками и глинами; прослои песчаников	250
Силур нижний	Александрия (катаракт)		Доломиты	60
		Перерыв		
Ордовик верхний	Цинциннати [2]		Глины серые и черные с прослоями известняков, доломитов; в верхней части местами красные глины	250
Ордовик средний	Трентон / Блэк-ривер		Известняки, доломиты	300
	Чэйзи ?	Глэнвуд [3]	Доломиты с прослоями песчаников и глин	30
		Сент-питер	Песчаники с известняками	115
Ордовик нижний	Прери-дю-шьен	Шэкопи / Нью-ричмонд / Онеата	Доломиты с прослоями песчаников и глин	130
Кембрий [4]		Германсвилл	Доломиты, песчанистые доломиты, прослои песчаников	150
		Лейк-Сапириор	Песчаники	600
		Перерыв		
			Кристаллические и изверженные породы фундамента	—

[2] Объединяет местные «ярусы» ричмонд, мейсвилл и эден. [3] В последних схемах не выделяется. [4] По другим схемам в разрезе кембрия сверху вниз выделяются местные «ярусы» трампальо (доломиты, 200 м), франкония или франкония и дрезбах (песчаники, 80 м) и свиты оклэр (песчаники, глины, доломиты, 180 м), мон-симон (песчаники с редкими прослоями доломитов 750 м).

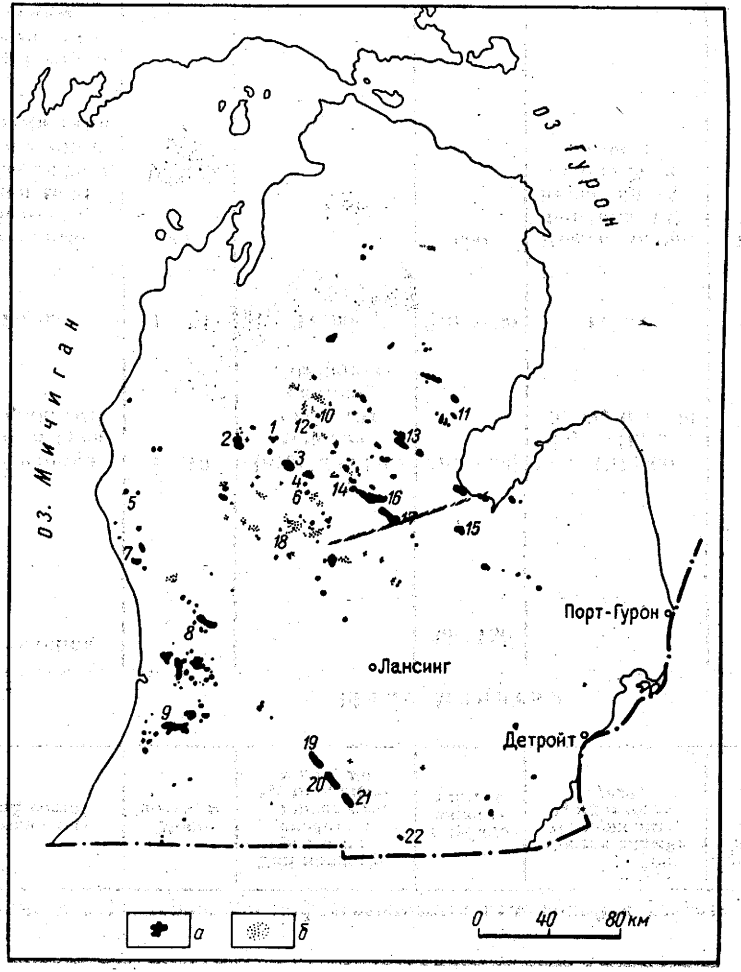


Рис. 341. Крупнейшие или типичные нефтяные и газонефтяные (*а*) и газовые (*б*) месторождения в штате Мичиган.

1 — Эварт; *2* — Рид-Сити; *3* — Форк; *4* — Колдуотер; *5* — Пентуотер; *6* — Шерман; *7* — Маскегон; *8* — Грэнд-Рэпидс; *9* — Блумингдейл; *10* — Винтерфилд; *11* — Дип-Ривер; *12* — Темпл; *13* — Бакай; *14* — Дирфилд; *15* — Сэгиноу; *16* — Маунт-Плезент; *17* — Портер; *18* — Сикс-Лейкс; *19* — Альбион; *20* — Пуласки; *21* — Сципио; *22* — Лайм-Лэйкс.

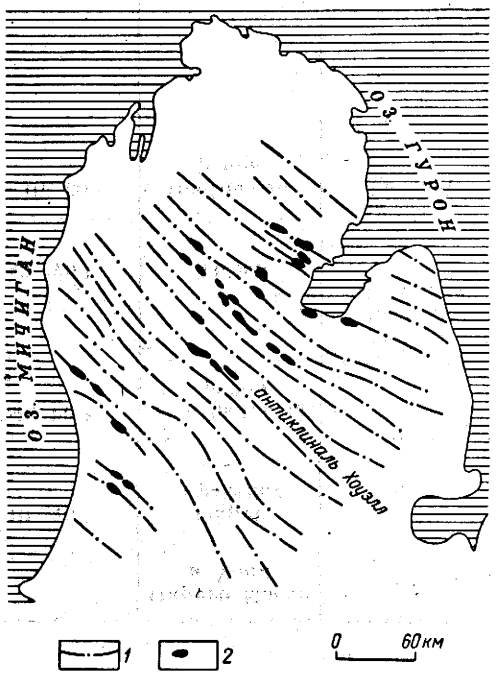


Рис. 342. Соотношение осей линейных структурных поднятий и основных месторождений нефти и газа в Мичигане (по Ньюмэну и Ньюкомбу).

1 — оси линейных поднятий; *2* — месторождения нефти и газа.

Таблица 228

Распределение и характеристика нефтегазоносных отложений в разрезе Мичиганского бассейна

Возраст	Наименование *свит*, групп или серий	Литологический состав	Мощность, *м*	Тип коллекторов и их свойства: пористость, %; проницаемость, *мд*	Глубина залегания, *м*	Состав залежи (содержание, % плотность, *г/см*³)	Среднесуточный дебит нефти *т* и газа (цифры со звездочкой), тыс. *м*³	Основные площади распространения продуктивных отложений	Крупнейшие или типичные месторождения
Штат Мичиган									
Четвертичная система		Песчаники			30—150			Округи Мэсон и Уэйн	
Нижний пенсильваний	Парма (г)	»					10—70 *	Округ Грэйтиот	
Миссисипий	Мичиган-стрэй (гн) *	Песчаники тонко- и среднезернистый	1—10	18%; коллекторские свойства сильно изменчивы	270—500	Газ: CH_4 60—90; C_2H_6 5—23; N_2 0,5—20	40—60 *	Центральный район	Сикс-Лейкс, Остин, Вернон, Брумфилд
	Маршалл (гн)	То же	1—10	То же	270—500	То же	40—70 *	То же	
	Бири (гн)	Песчаные горизонты, общей мощностью до 25 *м*, разделенные пачками глин	25	—	600	Нефть: 0,795; бензина 48; керосина 14; газолина 20; масел 12	1—10; 30 *	Восточный район	Сэгиноу
	Энтрим (г) и *элсуорт* (г)	Трещиноватые глинистые сланцы	—	—	—	—	—	—	—

Средний девон	Траверс (нг) *	Доломитизированные известняки	10—35	Неравномерная пористость, трещиноватость, кавернозность	500—700	Нефть парафинистая, 0,838; S 0,33; газолина 35; керосина 14	5—10, редко до 100	Юго-Западный и Центральный районы	Сэлем, Блумингдейл, Маскегон, Эден
	Роджерсити, Данди (нг)	Доломитизированные известняки	5—10	Неравномерная пористость, трещиноватость, кавернозность	1000	Нефть парафинистая; 0,828—0,838; S 0,25—0,98; газолина 26—29; керосина 23—24	2—5, редко 100—150, очень редко до 400	Центральный район	Бакай, Маунт-Плезент, Портер, Тэмпл, Дип-Ривер Клейтон, Эден
Нижний девон	Детройт-ривер (нг)			То же	1200—1500	—	От нескольких *m* до 10	То же	Рид-Сити
	а) рид-сити	Доломиты	30						
	б) доломитовый	»	45—60						
	в) *сильвания (ричфилд)*	Песчанистые доломиты, известняки	30				—	—	—
Верхний силур	Сэлайна (гн): а) A_2	Доломиты, известняки	6—60	»	700—900	Нефть 0,830—0,835	5—10; 200—1500 *	Восточный, Юго-Восточный и Западный районы	Питерс, Берлин, Чайна, Кэпек и др.
	б) A_1		3—30						
	в) *Браун-ниагара*		15						
Средний силур	Ниагара (гн)	То же	20	»	700—900	Нефть 0,812	3—5; 150—200 *	Восточный, Юго-Восточный и Юго-Западный районы	—

Продолжение табл. 228

Возраст	Наименование свит, групп или серии	Литологический состав	Мощность, м	Тип коллекторов и их свойства: пористость, %; проницаемость, мд	Глубина залегания, м	Состав залежи (содержание, % плотность, г/см³)	Среднесуточный дебит нефти т и газа (цифры со звездочкой), тыс. м³	Основные площади распространения продуктивных отложений	Крупнейшие или типичные месторождения
Средний ордовик	Трентон и блэк-ривер (нг)	Доломиты, известняки	20	Пористость 5, средняя проницаемость 3—4; трещиноватость, кавернозность	650—1300	—	25—30	Южный район	Альбион, Сципио, Пуласки
Нижний ордовик	Прери-дю-шьен (н)	Доломиты пористые	2—5		1000	Нефть, 0,805	2—3	Южный район	Лайм-Лейк
		Район Лима Индиана							
Силур	Клинтон	Известняки							
Верхний ордовик	Цинциннати	»							
Средний ордовик	Трентон—блэк-ривер	»				Газ: CH_4 92—94; N_2 2,8—3,8, Нефть парафинистая, сернистая, 0,814—0,843	2—3, —редко 150—300, очень редко 600—1200; 15—150 *, редко 400 *		
	Сент-питер	Известняки, песчаники							

Примечание. гн—преимущественно газоносный горизонт или свита; нг—преимущественно нефтеносный горизонт или свита. Кроме перечисленных горизонтов, в одной скважине на месторождении Даймонд Спрингс (юго-запад Мичигана) получен приток (7 *т/сутки*) тяжелой нефти из доломитов свиты Е (группа сэлайна) с глубины 700 *м*.

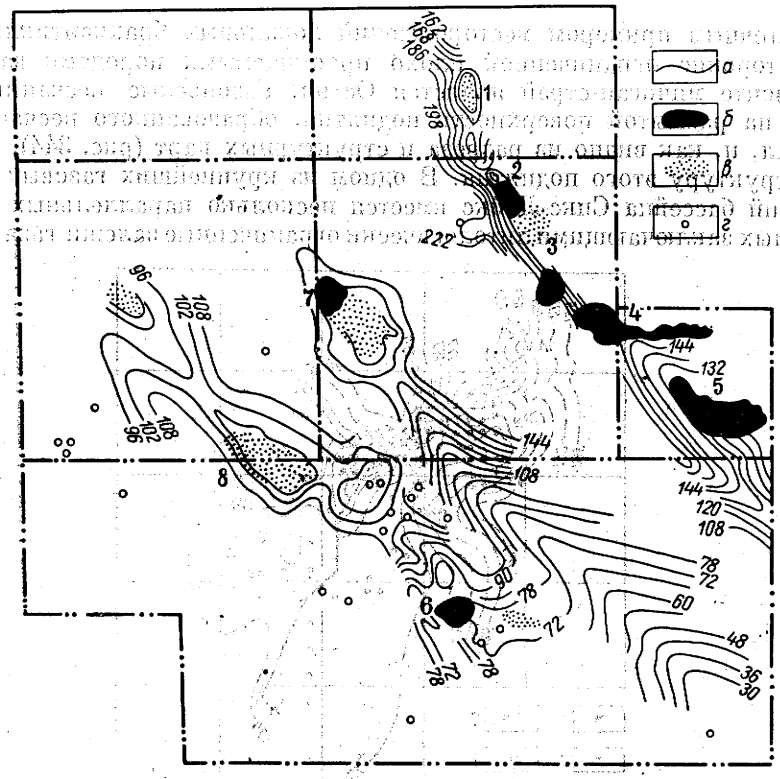


Рис. 343. Структурная карта нефтегазоносных площадей Центрального Мичигана (по Харду).

а — стратоизогипсы кровли песчаников маршалл; *б*, *в* — месторождения (*б* — нефтяные, *в* — газовые): *1* — Клер, *2* — Вернон, *3* — Литон, *4* — Маунт-Плезент, *5* — Портер, *6* — Кристэл, *7* — Брумфилд, *8* — Сикс-Лейкс; *г* — скважины, давшие газ из песчаников маршалл и (или) мичиган.

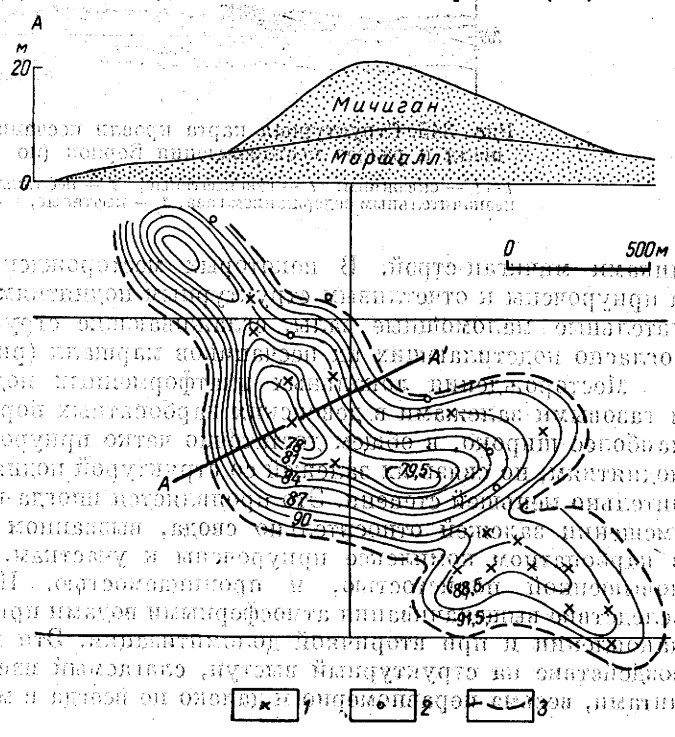


Рис. 344. Структурная карта кровли песчаников мичиган и разрез месторождения Остин (по Боллу, Уиверу и др.).

1, *2* — скважины: *1* — газовые, *2* — с признаками газа; *3* — граница площади распространения песчаников маршалл.

Типичным примером месторождений локальных брахиантиклиналей со всесторонне ограниченной плохо проницаемыми породами залежью в горизонте мичиган-стрэй является Остин. Газоносные песчаники залегают на размытой поверхности поднятия, образованного песчаниками маршалл, и, как видно из разреза и структурных карт (рис. 344), усиливают структуру этого поднятия. В одном из крупнейших газовых месторождений бассейна Сикс-Лейкс имеется несколько параллельных валов, слагаемых заключающими литологически ограниченные залежи газа песча-

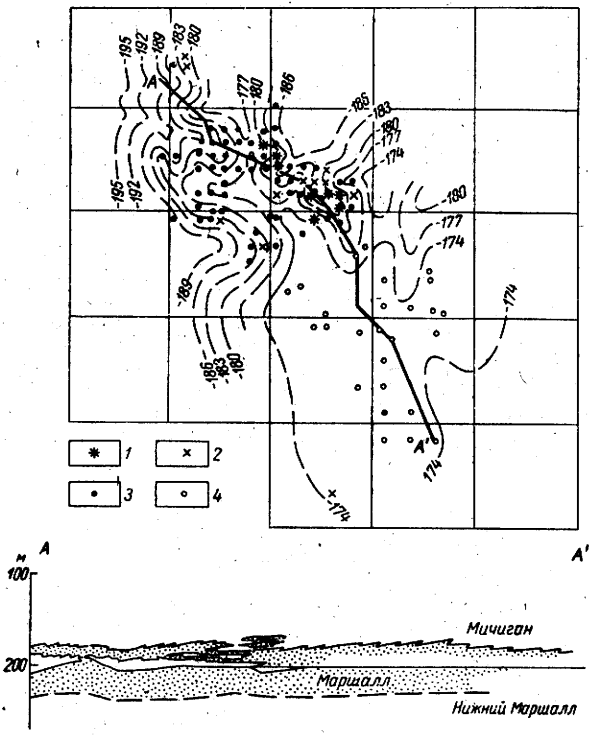


Рис. 345. Структурная карта кровли песчаников маршалл и разрез месторождения Вернон (по Харду).

1—4 — скважины: *1* — газонефтяные, *2* — нефтяные с очень незначительным содержанием газа, *3* — нефтяные, *4* — газовые.

никами мичиган-стрэй. В некоторых месторождениях последние хотя и приурочены к отчетливым структурным поднятиям, но образуют незначительные маломощные валы, сглаживающие структурный рельеф, несогласно подстилающих их песчаников маршалл (рис. 345).

Месторождения локальных платформенных поднятий с нефтяными и газовыми залежами в девонских карбонатных породах распространены наиболее широко, в общем достаточно четко приурочены к структурным поднятиям, но связь их залежей со структурой поднятий выражена в значительно меньшей степени. Это проявляется иногда в очень существенном смещении залежей относительно свода, вызванном следующим. Залежи в карбонатном комплексе приурочены к участкам, характеризующимся повышенной пористостью, и проницаемостью. Последние возникают вследствие выщелачивания атмосферными водами при перерывах в осадконакоплении и при вторичной доломитизации. Эти процессы оказывают воздействие на структурный выступ, слагаемый известняками или доломитами, весьма неравномерно и далеко не всегда в максимальной степени

на сводах упомянутых выступов. Кроме того, участки повышенной пористости и проницаемости, в которых формируются залежи, возникают в зонах максимального проявления тектонических напряжений, приводящих к образованию систем трещин, различных по размерам и густоте. Такие зоны связаны с поперечными поднятиями, осложняющими протяженные линейные зоны поднятий и располагающимися нередко структурно ниже, чем сводовые части этих зон. В зависимости от положения относительно свода вмещающего поднятия и режима среди «девонских» залежей в месторождениях локальных платформенных поднятий можно выделить практически непрерывный ряд от типичных массивных сводовых до всесторонне ограниченных плохо проницаемыми породами (литологически ограниченных). Первые отчетливо приурочены к сводам локальных поднятий и характеризуются водонапорным режимом. Вторые значительно смещены по отношению к своду и обладают режимом растворенного газа или гравитационным. Между этими крайними представителями данного ряда имеются многочисленные промежуточные формы, приближающиеся по своим признакам к одному или другому. Наиболее отчетливо выраженные массивные сводовые залежи месторождений локальных платформенных поднятий имеются в свитах роджерс-сити и дэнди центрального и западного районов Мичигана, а также в группе траверс на юго-западе и западе штата.

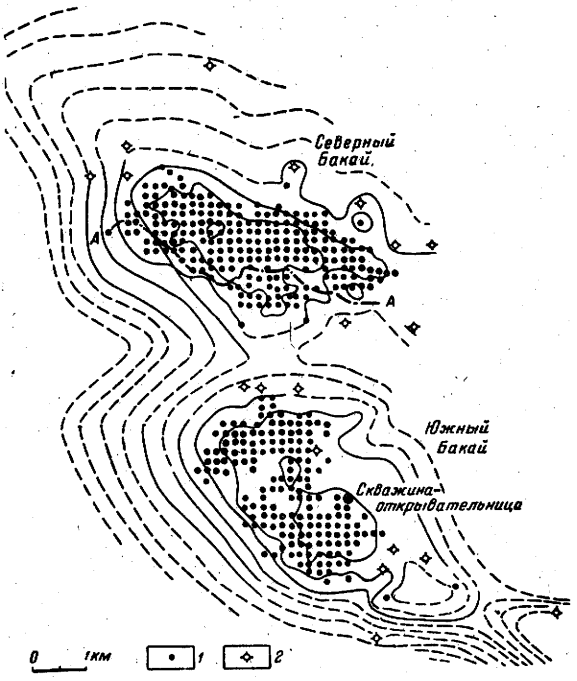


Рис. 346. Структурная карта подошвы глин белл месторождений Северный и Южный Бакай (по Эдисону).

1, 2 — скважины: *1* — нефтяные, *2* — непродуктивные.

Представители месторождений локальных поднятий, заключающие такие залежи показаны на рис. 346. Аналогичные залежи, по-видимому, имеются в среднеордовикских известняках трентон на южномичиганских месторождениях Дирфилд и Нортвилл. Литологически ограниченные залежи наиболее распространены в карбонатных породах группы детройт-ривер нижнедевонского возраста.

Месторождения, связанные с приразломными зонами повышенной трещиноватости на гомоклиналях или крыльях линейных протяженных поднятий, немногочисленные, но крупные. Представителями первых являются Сципио, Альбион, и Пуласки в южном Мичигане (рис. 347). Они располагаются в узкой зоне, осложняющей строение пологой гомоклинали, в которой слои падают на северо-северо-восток под углами менее 1°. Зона характеризуется повышенной трещиноватостью известняков трентон-блэк-ривер, вероятно, обусловленной влиянием разрыва, проходящего вдоль нее в более древних толщах. По кровле группы трентон зона выражена узким прогибом с амплитудой около 10 *м*. Помимо трещиноватости, известняки трентон и блэк-ривер характеризуются здесь

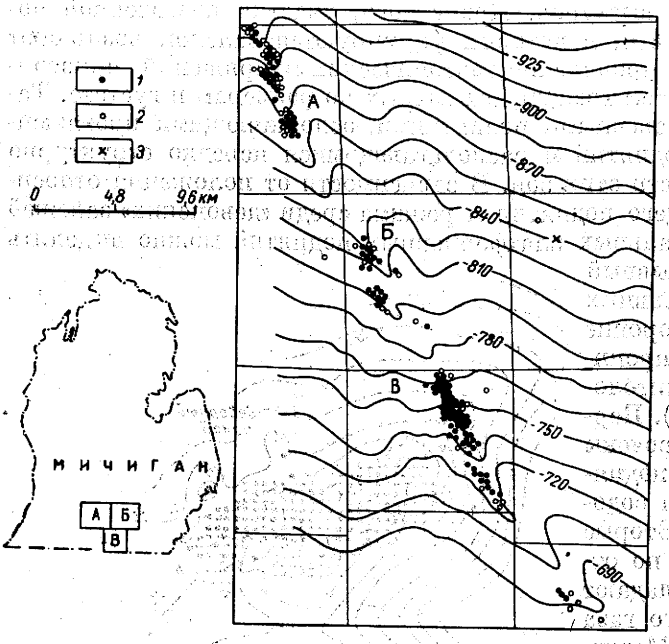


Рис. 347. Структурная карта кровли свиты трентон (ордовик) района месторождений Альбион (*А*), Пуласки (*Б*), Сципио (*В*).

1—3 — скважины: *1* — нефтяные, *2* — газовые, *3* — с признаками газа.

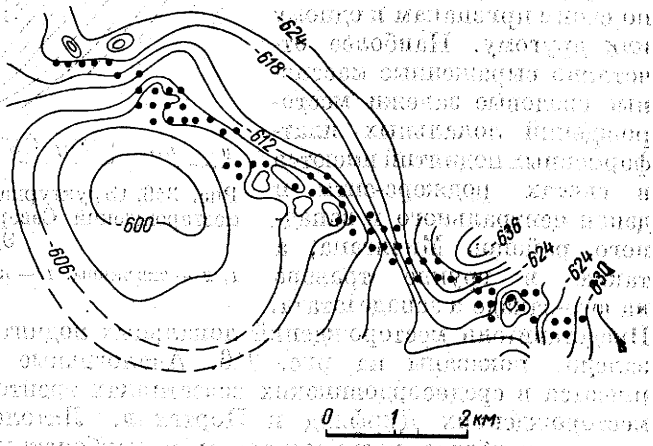
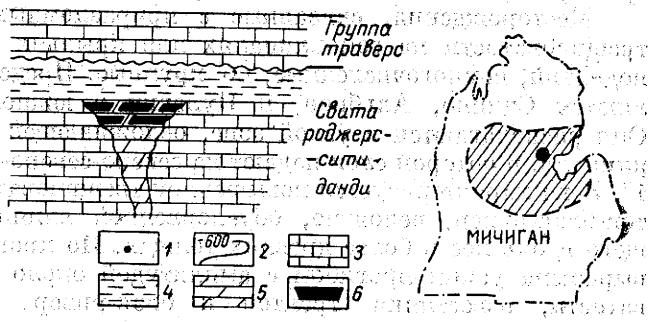


Рис. 348. Структурная карта подошвы группы траверс (девон) и предполагаемый разрез нефтяного месторождения Дип-Ривер (по Лэндсу). Справа на карте — местоположение месторождения в пределах площади распространения нефтеносных пород свит роджерс-сити — данди.

1 — нефтяные скважины; *2* — стратоизогипсы подошвы группы траверс; *3* — известняки; *4* — глины; *5* — пористые кавернозные доломиты; *6* — нефтяная залежь.



значительной вторичной доломитизацией. Все три месторождения содержат залежи, всесторонне ограниченные плохо проницаемыми породами (литологически ограниченные) в кавернозных и трещиноватых участках. Примером месторождения второго типа, приуроченного к склону поднятия является Дип-Ривер в центральном районе. Как видно на рис. 348, залежь не тяготеет к своду поднятия, занимая узкую линейную зону. Она является литологически ограниченной в трещиноватых кавернозных и доломитизированных известняках. Возникновение линейной трещиноватой зоны обусловлено, очевидно, развитием разрыва, затухающего к кровле продуктивной свиты роджерс-сити, по которой построена структурная карта, показанная на рис. 348. Восточнее Дип-Ривер расположены еще четыре месторождения с аналогичным строением, но значительно меньшие по размерам.

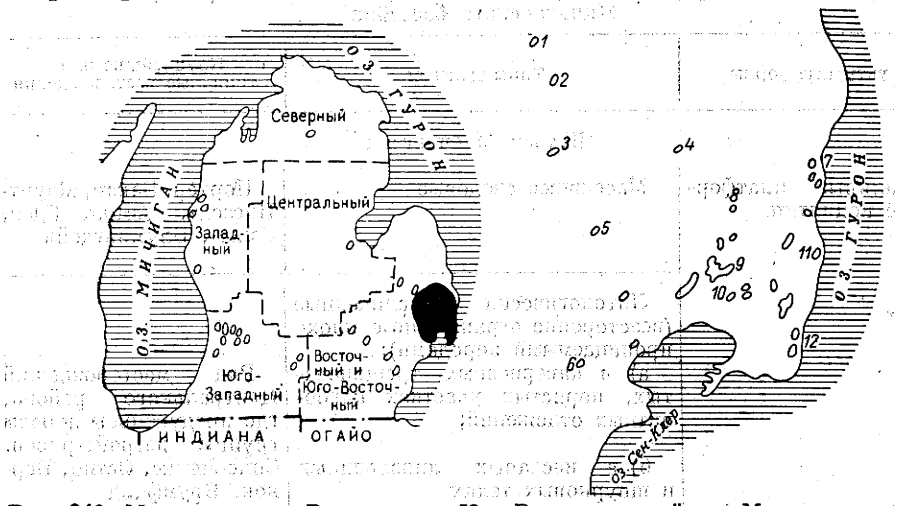


Рис. 349. Месторождения Восточного и Юго-Восточного районов Мичигана, открытые к 1964 г., с залежами в породах силура (группы сэлайна и ниагара).

1 — Кэпек (1961)*; *2* — Саут-Кэпек (1961)*; *3* — Берлин (1960)*; *4* — Эльпин (1963)*; *5* — Рай (1961)*; *6* — Маунт-Клеменс (1961)*; *7* — Янни (1963)*; *8* — Бир-Хэнд (1961)*; *9* — Ист-Питерс (1961)*; *10* — Питерс (1953)*; *11* — Чайна (1962)*; *12* — Мэрин-Сити (1962).

Месторождения, приуроченные к рифовым массивам и сопровождающим их структурам облекания, распространены на бортах бассейна, особенно в Юго-Восточном и Восточном районах Мичигана (рис. 349), где в их строении участвуют силурийские отложения групп сэлайна и ниагара. В этих месторождениях преобладают газовые залежи, являющиеся обычно массивными сводовыми в структурах облекания (группа сэлайна) или занимающие верхнюю часть рифовых массивов, сформированных известняками группы ниагара. Такие залежи в отличие от находящихся в структурных выступах могут быть названы по своему положению в пределах рифа апикальными. Залежи нефти являются, как правило, литологически ограниченными, находясь в участках повышенной пористости и проницаемости. Характерный представитель — Берлин (рис. 350). Небольшие месторождения рифовых массивов, слагаемых известняками группы траверс, известны в Центральном районе. В них присутствуют всесторонне ограниченные плохо проницаемыми породами (литологически ограниченные) залежи. В районе Лима-Индиана месторождения нефти и газа, почти полностью выработанные, приурочены к структурным террасам, носам, и в меньшей степени к локальным поднятиям на склонах сводов Финдлей и Кэнкекки в пределах Мичиганского

бассейна. В округах Вуд и Хэнкок, на северо-западном склоне свода Финдлей имелся ряд месторождений, связанных с зоной повышенной трещиноватости вдоль крупного разрыва. Все упомянутые разновидности месторождений заключали в основном литологически ограниченные залежи в участках повышенной пористости и проницаемости. Возникновение таких участков непосредственно связано со степенью доломитизации известняков. В ряде месторождений бассейна в пределах единого структурного поднятия совместно находятся существенно различные залежи: массивная сводовая в карбонатной толще девона и литологически ограниченная в вышележащих миссисипских песчаниках. Примерами таких

Таблица 229

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Мичиганского бассейна

Структурные формы	Типы залежей	Крупнейшие или типичные месторождения
	Штат Мичиган	
Локальные платформенные поднятия	Массивные сводовые	Портер, Бакай, Маунт-Плезент, Тэмпл, Эден, Сэлем, Блумингдейл
	Литологически ограниченные (всесторонне ограниченные плохо проницаемыми породами): а) в кавернозных, трещиноватых, пористых участках карбонатных отложений; б) в песчаных линзовидных и шнурковых телах	Ряд месторождений Центрального района, где продуктивны породы группы детройт-ривер, Сикс-Лейкс, Остин, Вернон, Брумфилд
Приразломные зоны повышенной трещиноватости: на гомоклиналях на крыльях линейных поднятий	Литологически ограниченные (всесторонне ограниченные плохо проницаемыми породами) в кавернозных и трещиноватых участках карбонатных отложений	Сципио, Альбион, Пуласки Дип-Ривер и несколько смежных месторождений
Рифовые массивы и структуры облекания	Массивные сводовые (в верхних частях рифовых массивов (апикальные) Литологически ограниченные (всесторонне ограниченные плохо проницаемыми породами) в участках повышенной пористости и проницаемости карбонатных отложений	Берлин, Питерс, Кэпек, Чайна и ряд других месторождений Восточного, Юго-Восточного и Западного районов
	Лима-Индиана	
Структурные террасы, носы, локальные платформенные поднятия и приразломные зоны повышенной трещиноватости на гомоклиналях	Литологически ограниченные (всесторонне ограниченные плохо проницаемыми породами) в участках повышенной пористости и проницаемости карбонатных отложений	

месторождений являются Вернон, Брумфилд, Кристэл и др. в Центральном районе.

Все основные формы месторождений бассейна и свойственные им типы залежей перечислены в табл. 229.

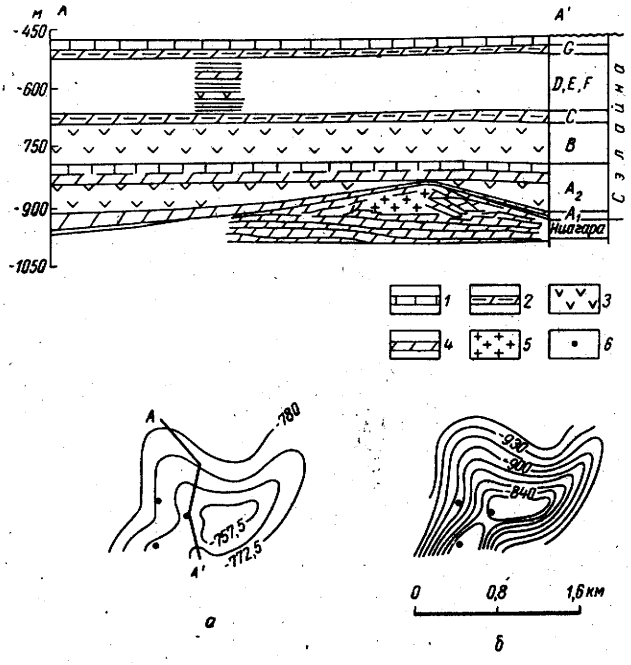


Рис. 350. Структурные карты кровли свиты A_2 (*а*) и группы ниагара (*б*) и разрез месторождения Берлин.
1 — известняки; *2* — глины, доломиты; *3* — соль; *4* — доломиты; *5* — рифы; *6* — нефтяные скважины.

ИЛЛИНОЙСКИЙ БАССЕЙН

Бассейн располагается в пределах штатов Иллинойс Индиана, Кентукки. Приурочен к крупной пологой синеклизе в теле Северо-Американской платформы. Длина и ширина овальной в плане синеклизы составляют примерно 800 и 550 *км*. На востоке бассейн ограничен Цинциннатским сводом, на северо-востоке — ветвью этого свода — поднятием Кэнкекки, на северо-западе — сводом Висконсин, на западе — юго-западе — Миссисипским сводом, поднятием Линкольн и сводом Озарк, южным обрамлением служит свод Паскола (рис. 338, 351). Пологие борта бассейна выделяются под названием Южного, Восточного и Западного шельфов. Между ними располагается его наиболее погруженная часть — Центральная впадина, или прогиб Фейрфилд. Он отделяется от Восточного шельфа крупным линейным поднятием — антиклиналью Ла-Саль, а от Западного шельфа — структурным перегибом — флексурой Дюкуэн. Глубокий склон Южного шельфа обособлен под названием синклинали Мурмэн. На юге бассейна проходит протяженная зона сбросов Шонитаун-Раф-Крик. Месторождения сосредоточены преимущественно в южной части штата Иллинойс и в юго-западных районах Индианы (рис. 353, 354). Все крупные месторождения располагаются в пределах трех структурных элементов: прогиба Фейрфилд, антиклинали Ла-Саль и флексуры Дюкуэн.

История поисков, разведки и разработки месторождений нефти в бассейне разделяется на несколько этапов. Первый этап — 50-е годы XIX в. — 1903 г. — характеризуется неоднократными попытками

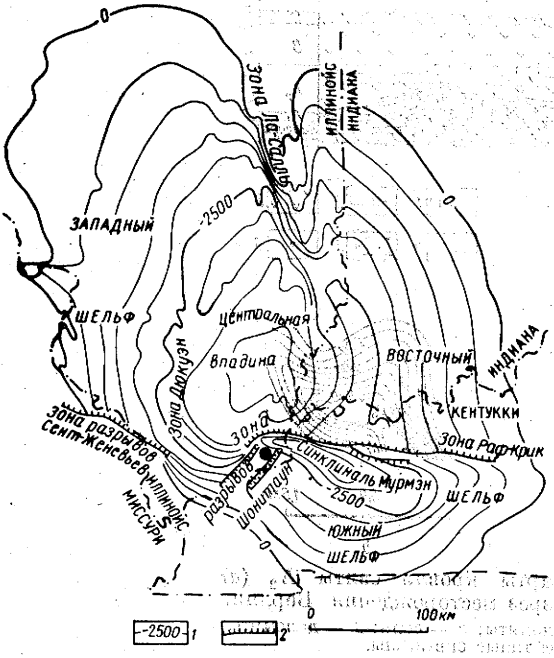


Рис. 351. Структурная карта подошвы свиты нью-олбэни.

1 — стратоизогипсы, проведенные через 150 *м*; *2* — крупные разрывы.

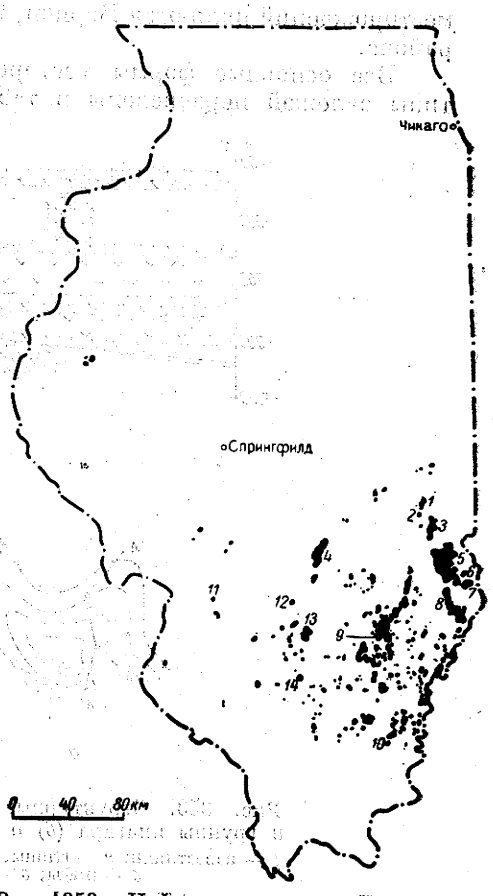


Рис. 353. Нефтяные и газонефтяные месторождения в штате Иллинойс.

1 — Вестфилд; *2* — Синкинс; *3* — Мартинсвилл; *4* — Лауден; *5* — Робинсон; *6* — Флэтрок; *7* — Бёрдс и Паркер; *8* — Бриджпорт; *9* — Клей-Сити; *10* — Омаха; *11* — Марин; *12* — Патока; *13* — Сэлем; *14* — Бентон.

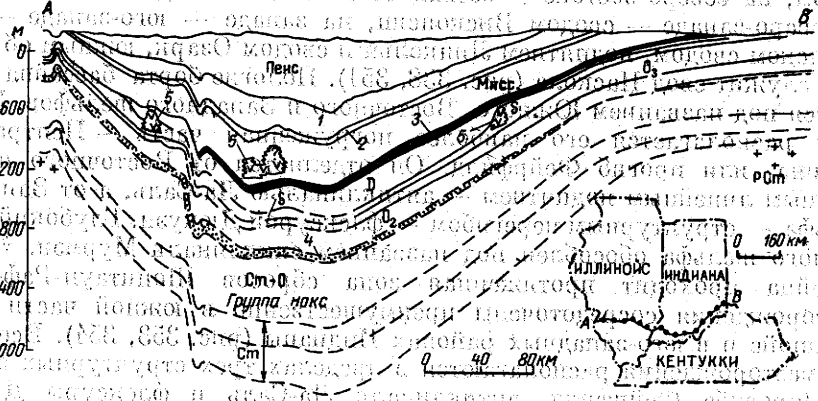


Рис. 352. Геологический разрез Иллинойского бассейна (соотношение горизонтального и вертикального масштабов 1 : 1) (по Свэнну и др.).

1 — серия честер; *2* — свита сент-женевьев; *3* — свита нью-олбэни; *4* — песчаники сент-питер; *5* — рифы.

поисков, в результате которых удалось установить наличие нефти и газа. Однако значительных нефтяных или газовых месторождений обнаружено не было. Второй этап — 1904—1911 гг. — знаменуется открытием и интенсивной разработкой крупной нефтеносной площади Ла-Саль. В результате бурения в 1904 г. первой поисковой скважины обнаружено богатое газонефтяное месторождение Вестфилд. В последующие годы на антиклинали Ла-Саль удалось выявить ряд месторождений с залежами на очень небольшой глубине, это Бриджпорт, Робинсон, Мартинсвилл, Флэтрок, Бэрдс, Паркер и др. Третий этап — 1912 г. — начало 30-х годов — отмечается постепенным падением добычи (до 0,6 млн. *т* в 1935 г.) и сокращением объема поисковых работ вплоть до почти полной их ликвидации с 1920 г. Четвертый этап — начало 30-х годов — 1952 г. — имеет наибольшее значение в освоении бассейна. В 1937—1939 гг. открыты крупнейшие нефтяные месторождения бассейна: Клей-Сити, Сэлем, Нью-Хармони, Гриффин и др.; продуктивными в них оказались более древние горизонты, чем на антиклинали Ла-Саль, вплоть до ордовикских. К наиболее крупным относятся месторождения Сэлем, Лауден, Стормс-Герольд-Роланд, Клей-Сити, Бриджпорт, Робинсон, Нью-Хармони, Дейл. В 1957 г. свыше 1 млн. *т* получено только на двух месторождениях—Лауден (1,7 млн. *т*) и Клей-Сити (1,2 млн. *т*). Наибольшая суммарная добыча (кроме Робинсон и Бриджпорт) отмечается на месторождениях Сэлем (около 40 млн. *т*), Лауден (примерно 25 млн. *т*), Сэнтралия, Клей-Сити, Нью-Хармони (более 5 млн. в каждом). Газовых месторождений в бассейне мало; все они невелики.

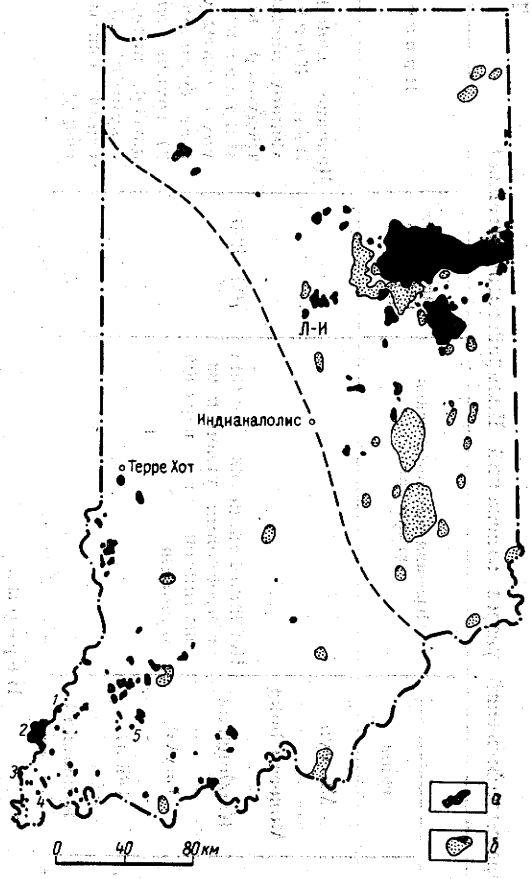


Рис. 354. Нефтяные и газовые месторождения в штате Индиана.

а — нефтяные и газонефтяные: *1* — Рочестер, *2* — Гриффин, *3* — Нью-Хармони, *4* — Маунт-Вернон, *5* — Три-Каунти; *б* — газовые; *Л-И* — месторождения района Лима-Индиана.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Иллинойский бассейн выполнен толщей отложений палеозойского возраста мощностью до 3500 *м*. В разрезе осадочного чехла резко преобладают морские осадки; среди кембрийских — миссисипских пород широко распространены карбонатные разности; пенсильванская система представлена обломочными осадками, часть которых выражена угленосными фациями. Стратиграфия осадочного чехла показана в табл. 230. В бассейне выявлено около 25 продуктивных горизонтов. Данные о нефтеносности приведены в табл. 231.

Таблица 230

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений Иллинойского бассейна [1]

Система, [отдел	Местное деление: комплекс	надгруппа [2]	группа (серия)	свита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м	Примечание
Пенсильваний	Эбсерока		Маклинсборо	Мэтуун	Песчано-глинистая толща с прослоями углей и известняков в верхней половине	700—800	Деление пенсильвания: для Зап. Кентукки свиты хэншоу, лисмэн, карбондейл, тредуотер, кезейвилл; для Индианы: 1) группа коунмо: свиты уобаш, литней, вест франкония, шельбурн; 2) группа эллегени: свиты даггер, питерсберг, линтон, стаунтон; 3) группа Поттсвилл: свиты брэзил, мэнсфилд
				Модесто бонд			
			Кивани	Карбондейл			
				Слуун			
			Маккормик	Эббот			
				Кезейвилл			
Перерыв							
		Поуп	Честер	Эльвира	Переслаивающиеся пачки песчаников, известняков и глин	400	
				Кинкейд			
				Дегониа			
				Глор			
				Пэлестайн			
				Менард			
				Уолтерсберг			
				Виенна			
				Тар спрингс			

Миссисипий	Каскаския			Хомберг	Глен дин		
					Хардинсберг		
					Голконда		
					Джексон		
					Сайпресс		
			Серия	Нью-десайн [3]	Сэмпл		По другим схемам выделяются свиты пэйнт-крик, бэтел, рено
					Бетел		
					Бенуа		
					О'ваз		
		Перерыв					
		Мэммот-кейв		Вэлмейер	Сент-женевьев	Известняки, преимущественно оолитовые, песчаники	45	Содержит горизонты о'хара, мак-клоски, розиклер
					Мерамек Осейдж	Известняки, иногда доломитизированные и кремнистые с прослоями эвапоритов, песчаников и глин	500	Содержат горизонты сен-луи, карпер, уорсоу, сэлем, меджиор

[1] В основных графах таблицы для отложений пенсильвания—верхнего ордовика приведена схема, разработанная в штате Иллинойс (средняя часть бассейна Иллинойс). Для кембрийского комплекса дана схема, применяемая в Зап. Кентукки. [2] Возрастной объем надгрупп по площади изменяется; указаны их примерные границы. [3] На антиклинали Ла-Саль в низах серии честер выделяют горизонты кирквуд и трэси (песчаники).

Продолжение табл. 230

Система, отдел	Местное отделение: комплекс	надгруппа [2]	группа (серия)	свита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м	Примечание
Миссисиний	Каскаския	Нобс	Киндерхук		Глины с прослоями песчаников и известняков	70	
?----------				Нью-олбэни (чаттануга)	Черные глинистые сланцы	50	Возраст свиты нью-олбэни определяется различно, но всегда в пределах D_3—MiS_1
				Перерыв			
Девон верхний и средний				Альто, лингл	Известняки и черные известковистые глины	50	В Зап. Кентукки соответствуют свиты бичвуд и селлерсбург
		Хантон		Джефферсонвилл (грэндтауэр)	Известняки, местами доломитизированные, в основании часто песчаники	250	
				Датч-крик	Средне- и грубозернистые песчаники	150	
Девон нижний				Клир-крик			
				Бэкбоун	Известняки, часто кремнистые, доломитизирован-		В Индиане соответствует свита женева

				Гресси-ноб	ные, иногда доломиты		
				Бэйли			
Силур верхний и средний	Типикэно	----------	Кэюга-ниагара	Моккасин	Известняки, пестроцветные глины, известковистые алевролиты	100	Для Зап. Кентукки свиты браунспорт вейн (бейн бридж) — известняки, глины; для Индианы свиты миссисенева, луисвилл, велдрон, лорел, осгуд — доломиты, глины, известняки
				Спрингс			
				Сен-клер	Органогенные светлые известняки		
Силур нижний			Александрия		Известняки кристаллические, иногда в основании глауконитовые		В Зап. Кентукки и Индиане группа брэссфилд — известняки, доломиты
		Маквокета	Перерыв				
Ордовик верхний			Цинциннати (ричмонд, эден, мейсвилл)	Орчард-крик	Глины, известняки	50—100	
				Кэйп			
				Эден			

[1] Возрастной объем надгрупп по площади изменяется; указаны их примерные границы.

Продолжение табл. 230

Система, отдел	Местное деление: комплекс	надгруппа [2]	группа (серия)	свита	Краткая литологическая характеристика	Максимальная мощность, м	Примечание
Ордовик средний	Типпекэно	Перерыв					
		Оттава	Трентон [4] (галена-декора)	Дюбюк	Известняки	250—300 в центральной части бассейна	В Зап. Кентукки свиты кэтейтс, кэннон, бигби, хэрмитейдж, картерс — известняки
				Стюарт			
				Проссер			
				Ион			
				Гутенберг			
				Спичтс-ферри			
			Блэк-ривер (плейтвилл)	Куимбус милл	То же		В Зап. Кентукки свиты лебанон, ридли, пирс — известняки
				Мак-грегор			
				Пикэтоника			
				Гленвуд			

			Чэйзи	Сент-питер	Песчаники		В Зап. Кентукки свиты мэриборо — известняки и сент-питер — песчаники
Перерыв							
Ордовик нижний	Саук	Нокс	Буффало-ривер / Прери-дю-шьен (бикман-таун)		Известняки, доломиты	350 в средней части бассейна	В Зап. Кентукки группа канада, содержащая свиты поуэлл, коттер, джефферсонсити, рубиду, гасконейд, ван-бюрен — известняки, доломиты
Кембрий верхний			Озарк	Эминенс / Потози / До-ран / Дерби / Девис	Доломиты	900—1000 в средней части бассейна	
Кембрий средний ?		Потсдам	Дрезбах	Боннетерр / Ла-мотт	Песчаники, иногда доломитизированные	—	

[1] Возрастной объем надгрупп по площади изменяется; указаны их примерные границы. [4] Подразделение среднего — нижнего ордовика в основной таблице дано для юго-запада Иллинойс; на западе группа трентон включает свиты кимсвик и декора; в разрезе среднего ордовика под породами группы трентон выделяются свиты плэттин, иоахим, сент-питер, эвертон, а в нижнем ордовике — свита коттер.

Таблица 231

Распределение и характеристика нефтегазоносных отложений в разрезе Иллинойского бассейна

Возраст	Наименование	Литологический состав	Тип коллекторов и свойства: пористость, %; проницаемость, *мд*	Мощность, *м*	Глубина залегания, *м*	Плотность[а] нефти, *г/см*; содержание, %	Суточный дебит скважин, *т/сутки*	Основные площади распространения продуктивных свит и горизонтов *
Пенсильваний	Верхний горизонт (робинсон или бриджпорт) Базальный горизонт (бьюкэнан)	Песчаники	Весьма неравномерная пористость и проницаемость	При слиянии горизонтов — до нескольких десятков *м*	Первые сотни *м*		Обычно несколько *т*, иногда до 30—70, редко 100—150	ЛС; ВШ; РК
Серия честер	Дегония	Песчаники, обычно тонко- и средне-зернистые; о'ваз на востоке бассейна слагается доломитами	Коллекторы среднего и хорошего качества	5—10	300—500	0,818—0,860; бензиновая фракция 20, керосиновая 15, газолиновая 8, масла 16, серы обычно не менее 0,5	До 40—50	Долина р. Уобаш
	Глор			5—10				
	Пэлестайн			5—10				
	Уолтерсберг			10—20			До 150	Ф; ВШ
	Тар спрингс			10—30			Десятки, реже сотни *т*	Ф; ЗШ; ВШ
	Хардинсберг			10—15				Ф; ВШ; ЮШ; М
	Джексон			5—10				ВШ
	Сайпресс			5—20				Широко распространен
	Сэмпл			10				ВШ; ЛС
	Бетел			25				ЗШ; ЛС
	Бенуа		Пористость 17,5	5—25			До 80—90	ЗШ; Ф

сиий

	О'ваз		Пористость 16	5—10	До 150	ЗШ; Ф
	Трэси и кирквуд			До 10	—	ЛС
Серия велмейер	Розиклер	Оолитовые известняки, песчаники			Для мак-клоски начальный редко 300—750, до 1300; обычно 15—25; быстро падает до 5—10	ЛС; Ф; ЗШ
	Мак-клоски Охара	Оолитовые известняки	Высокая проницаемость	До 25		
	Сен-луи, паркер, сэлем, уорсоу	Известняки, песчаники		5—10	10—20, быстро падает до 3—4	ЛС; для сэлем также Ф
Девон	—	Известняки, доломиты, песчаники		20—30	700—1000	Начальный до 250—350; редко более 1500; быстро падает	Ф; ЛС
Силур	—	Рифогенные известняки, доломиты			~ 1000		Ф
	Хоинг	Песчаники					ЗШ
Ордовик	Кимсвик	Известняки криноидные, местами доломитизированные	Низкая пористость и проницаемость		До 1500	3—4, редко 15—35	ЗШ; Ф

* ВШ — Восточный шельф; ЗШ — Западный шельф; ЮШ — Южный шельф; М — прогиб Мурмэн; Ф — прогиб Фейрфилд; ЛС — антиклиналь Ла-Саль; РК — зона сбросов Раф-Крик.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Месторождения преимущественно связаны с локальными платформенными поднятиями. В пределах прогиба Фэйрфилд и флексуры Дюкуэн они слабо выражены на поверхности. Высота их 30—70 *м*. Поднятия отчетливо группируются в линейные зоны различной протяженности, простирающиеся в северо-восточном, северо-западном или меридиональном направлении.

Месторождения в прогибе Фэйрфилд и на флексуре Дюкуэн имеют важную особенность. Большинство их, в том числе все крупные, расположено на участках пересечения двух зон с различным простиранием. В пределах единой зоны месторождения заключают залежи в одновозрастных комплексах пород. К зонам северо-западного простирания, сформировавшимся ранее других, относятся месторождения с залежами в наиболее древних — ордовикских и девонских — горизонтах мэлем, сэнтралия и др. На пересечении зон северо-западного простирания с возникшими позже зонами, протягивающимися меридионально или на северо-восток, располагаются преимущественно месторождения с залежами в миссисипских отложениях.

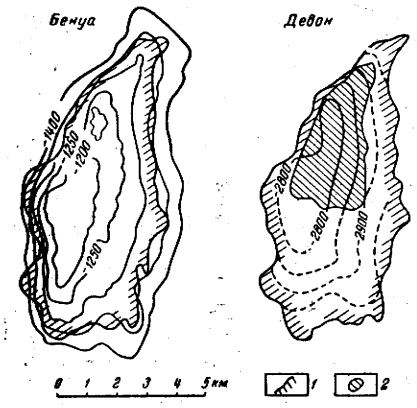


Рис. 355. Структурные карты кровли: 1) песчаников бенуа и 2) девонских известняков месторождения Сэлем (использованы данные Белла).

1 — граница промышленной нефтеносности миссисипских отложений; *2* — площадь доказанной нефтеносности девонских отложений.

В прогибе Фэйрфилд к локальным платформенным поднятиям принадлежат крупнейшие месторождения бассейна: Сэлем, Лауден, Клей-Сити, Сэнтралия и др. В каждом из них присутствуют по несколько пластовых или массивных сводовых залежей. На месторождении Сэлем промышленные залежи выявлены в миссисипских горизонтах бенуа, о'ваз, мак-клоски, рено, в известняках девона и среднего ордовика (группа трентон). Притоки нефти получены из горизонтов сен-луи и сэлем. Месторождение приурочено к поднятию высотой до 60 *м*, площадью около 35—40 *км*^{2}. Западное крыло поднятия круче восточного. Интересно отметить, что размеры залежей с глубиной сокращаются; наиболее крупная пластовая сводовая залежь приурочена к песчаникам о'ваз (рис. 355).

Месторождения локальных платформенных поднятий в пределах антиклинали Ла-Саль несколько своеобразны. Антиклиналь простирается меридионально на расстояние до 400 *км*, полого погружаясь (1 *м/км*) на север. Западное крыло, обращенное к внутренней части бассейна, круче восточного и, вероятно, на глубине нарушено разрывом. Локальные поднятия располагаются кулисообразно, в плане линейны или изометричны. В отличие от месторождений прогиба Фэйрфилд и флексуры Дюкуэн на антиклинали Ла-Саль залежи связаны со структурой поднятий, к которым они приурочены, значительно меньше. Это объясняется пологостью поднятий и сильной фациальной изменчивостью развитых здесь отложений верхнемиссисипского — пенсильванского возраста. Месторождения заключают несколько групп залежей.

Залежи в карбонатных комплексах среднего ордовика, силура — девона и нижнего миссисипия отчетливо приурочены к сводовой части поднятий и являются массивными сводовыми в структурных выступах,

осложненных эрозией. В пределах поднятий эти комплексы отделены от вышележащих отложений поверхностями размыва. Их верхние части слагаются эродированными известняками, обладающими хорошими коллекторскими свойствами. Типичными месторождениями с залежами в нижнемиссисипских известняках являются Бриджпорт-Лауренсвилл, Вестфилд, Мартинсвилл и др.

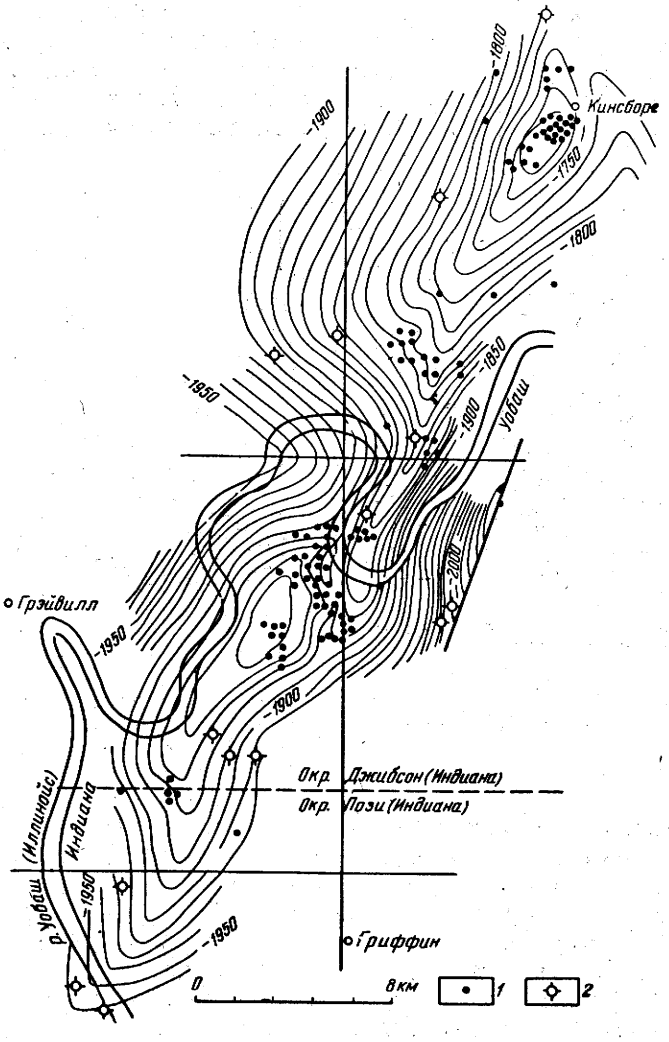


Рис. 356. Структурная карта площади Гриффин-Кингсберг (по Шпитцнагелю и Муду).

1, 2 — скважины: *1* — продуктивные; *2* — непродуктивные.

Залежи в песчаниках серии честер пластовые сводовые, если песчаные горизонты распространены на всей площади локальных поднятий, и литологически экранированные в тех довольно частых случаях, когда песчаники выклиниваются к сводам поднятий. Особенно наглядно сказывается влияние литологического фактора на формирование залежей в песчаниках пенсильванской системы, образующих линзы различных размеров. Последние заключают литологически ограниченные или

литологически экранированные залежи, если линзы имеют значительную площадь распространения и выклиниваются по восстанию на крыльях локальных поднятий. Совместное влияние литологического и структурного факторов на формирование залежей отчетливо прослеживается на площади Гриффин-Кингсберг, находящейся на границе Индианы и Иллинойса в восточной части прогиба Фэйрфилд (рис. 356). Площадь объединяет два месторождения — Гриффин и Кингсберг, приуроченные к локальным поднятиям. Продуктивны нижнемиссисипские известняки макклоски и песчаные горизонты серии честер. Первые содержат массивные залежи, располагающиеся в сводах локальных поднятий. Вторые характеризуются прерывистым распространением и заключают пластовые сводовые, литологически экранированные или литологически ограниченные залежи.

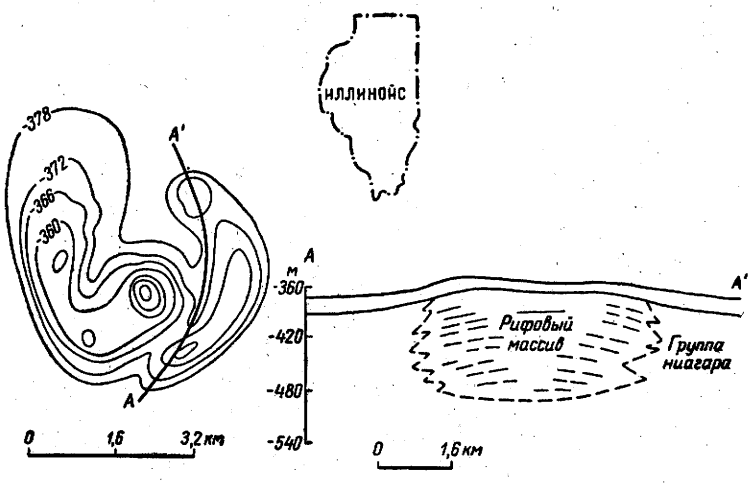


Рис. 357. Структурная карта кровли группы ниагара и разрез месторождения Мэрин (по Ловенштаму).

Небольшие месторождения локальных платформенных поднятий известны на Западном шельфе, Восточном шельфе и в других структурных областях бассейна.

Остальные формы месторождений имеют по сравнению с названными сугубо подчиненное значение. Месторождения рифовых массивов и сопутствующих им структур облекания содержат небольшие залежи в биогенных выступах, слагаемых силурийскими известняками и вторичными доломитами, а также более крупные массивные и пластовые сводовые залежи в структурах облекания, образованных породами девона и миссисипия. Примером являются Мэрин (рис. 357) и более десяти обнаруженнных недавно других аналогичных месторождений. Предполагается также, что некоторые старые месторождения, приуроченные, как считалось, к локальным структурным платформенным поднятиям, — Сэндовал и др., в действительности связаны со структурами облекания расположенных на глубине силурийских рифов. Месторождения, приуроченные к системе разрывов и содержащие, по-видимому, сводовые и тектонически экранированные залежи, очень небольшие, находятся в зоне Раф-Крик.

Все охарактеризованные формы месторождений и свойственные им залежи перечислены в табл. 232.

Таблица 232

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Иллинойского бассейна

Структурные формы	Типы залежей	Крупнейшие или типичные месторождения
Локальные платформенные поднятия	Пластовые сводовые Массивные сводовые в структурных выступах, осложненных эрозией Литологически экранированные Литологически ограниченные	Сэлем, Лауден, Клей-Сити, Сэнтралия, Гриффин, Эден (прогиб Фейрфилд, флексура Дюкуэн), Бриджпорт, Робинсон, Мартинсвилл, Вестфилд (антиклиналь Ла-Саль)
Рифовые массивы и структуры облекания	Массивные в биогенных выступах Массивные сводовые Пластовые сводовые	Мэрин, Сэндовал?
Зоны разрывов	Тектонически экранированные Сводовые	Группа месторождений Раф-Крик

ЮГ

АРКАНЗАССКИЙ БАССЕЙН (ПРЕДУАЧИТСКИЙ)

Бассейн совпадает с Арканзасской впадиной (обычно выделяемой в качестве самостоятельного газоносного бассейна), именуемой также бассейном Арканзасской долины, или Аркома. Впадина вытянута широтно вдоль среднего и нижнего течения р. Арканзас в юго-восточной

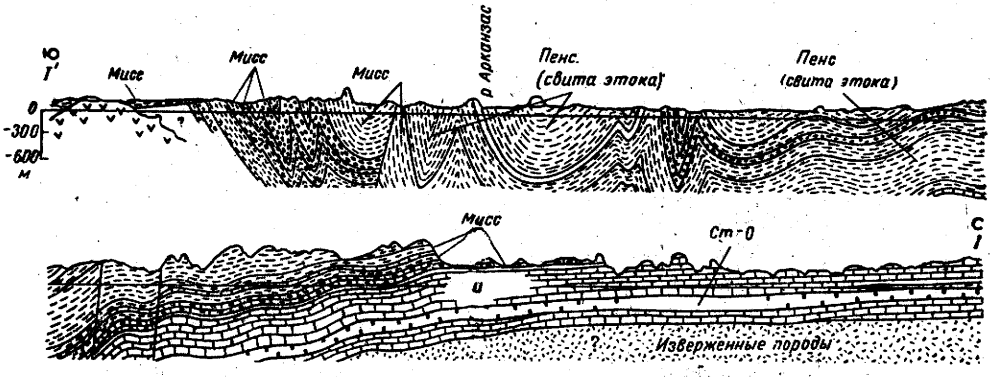


Рис. 358. Поперечный разрез Арканзасской впадины.

Линию разреза *I—I'* см. на рис. 361.

части штата Оклахома и северо-западной части штата Арканзас. Западная часть ее известна под названием бассейна Мак-Алистер. Впадина представляет предгорный прогиб складчатой системы Уачита, обрамляющей ее с юга; с севера она ограничивается сводом Озарк, с запада — горами Арбокл, с востока открывается во впадину Миссисипского залива Голф Коста (рис. 358).

Газовые месторождения начали разрабатывать в 1902 г.

Впадина выполнена угленосными песчано-глинистыми отложениями пенсильвания, общая мощность которых в осевой ее части, прижатой к югу, к горам Уачита, достигает 5000 *м* и резко сокращается к северу,

к своду Озарк (табл. 233). В средней и южной частях бассейна пенсильванская толща собрана в широтные узкие, сравнительно спокойные антиклинали, слабо осложненные сбросами. На южном борту бассейна северные крылья складок обычно круче южных, на северном борту наблюдается противоположная картина.

Таблица 233

Сводный литолого-стратиграфический разрез и нефтегазоносность отложений Арканзасской впадины [1]

Отдел	Свита, горизонт (местное деление)		Литологический состав	Мощность, м	Газоносность
Пенсильванский	Аллегани	Богги	Глины с прослоями песчаников	До 1000	До 30 газоносных песчаных горизонтов по всему разрезу
		Саванна	Песчаники с прослоями глин	250—700	
		Мак-алистер	Глины, глинистые сланцы	400—800	
	Потсвилл	Хартшорн	Песчаники, обычно мелко- и среднезернистые	30—60	Основная газоносность
		Этока	Песчаники, глины, глинистые сланцы	900—2800	—

В нижнепенсильванских отложениях выделяется до 30 газоносных горизонтов песчаников, залегающих на глубине от 200 до 1000 м, нередко линзообразно. Мощность основного горизонта хартшорн 30—60 м; мощ-

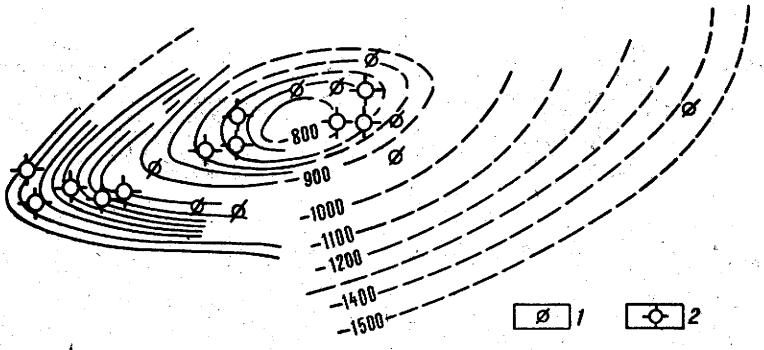


Рис. 359. Структурная карта кровли главного газоносного песчаника газового месторождения Мэнсфилд.

1, 2 — скважины: *1* — непродуктивные; *2* — газовые.

ность отдельных газоносных пластов колеблется от нескольких сантиметров до 8 м. Песчаники обычно мелко- и среднезернистые. Пористость их колеблется до 10%, иногда до 20%. Газ, как правило, сухой, метановый.

Относительно небольшие месторождения, которых насчитывается около 30, связаны с отдельными брахиантиклиналями, располагающимися по антиклинальным линиям. В бассейне Мак-Алистер брахиантиклинали более сжаты, круче и относительно больше нарушены сбросами, чем в восточной части бассейна; на востоке преобладают углы падения

[1] Газоносны также миссисипские отложения. *Прим. ред.*

до 8—12°, редко до 30°, амплитуды колеблются от 30 до 300 *м*. Залежи пластовые сводовые и литологически экранированные, располагаются на крыльях поднятий и, по-видимому, иногда приближаются по своему характеру к литологически ограниченным со всех сторон вследствие линзовидности природных песчаных резервуаров. Небольшие залежи известны в синклиналях.

Примером типичной ненарушенной газоносной брахиантиклинали может служить месторождение Мэнсфилд, расположенное на южном борту Арканзасской впадины, в ее средней части (рис. 359); углы падения

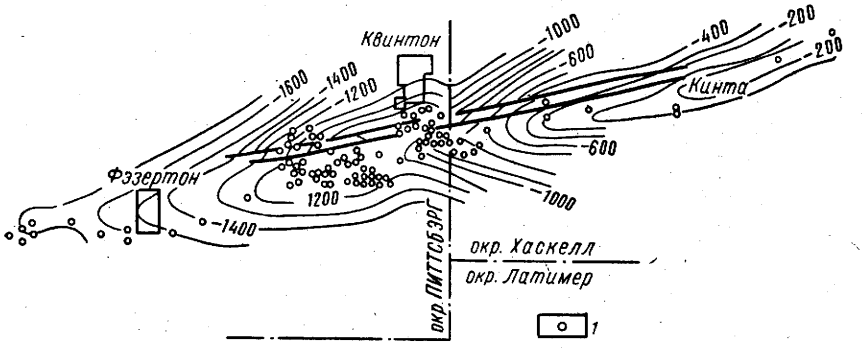


Рис. 360. Структурная карта кровли песчаника хартшорн газоносной площади Квинтон.

1 — газовая скважина.

на брахиантиклинали достигают 30°, амплитуда ее 250 *м*. Примером нарушенной газоносной антиклинали является месторождение Квинтон, расположенное в бассейне Мак-Алистер (рис. 360). Ряд залежей в песчанике хартшорн на глубине 250—330 *м* протягивается вдоль оси антиклинали на расстояние около 40 *км*; складка нарушена продольными сбросами. Газовые месторождения, как правило, малодебитны. За последнее десятилетие общая годовая добыча на них составляла 150—200 млн. $м^3$.

ГОЛФ-КОСТ

Нефтегазоносная впадина Голф-Кост (Голф) располагается на юго-юго-востоке Северной Америки, дугообразно окаймляя с севера Мексиканский залив. Северная граница совпадает с границей сплошного развития на поверхности или под четвертичным чехлом отложений мезозоя и кайнозоя; западная граница приурочена к восточным бортам погребенных и полупогребенных поднятий Марафон и Ллано, восточная — к южному склону складчатого сооружения Уачита, юго-восточному борту поднятия Озарк и отдаленному юго-западному погружению по простиранию складчатой системы Аппалачей; на самом востоке граница Голф-Коста неотчетлива, здесь, севернее основания п-ова Флорида, впадина Голф-Кост фактически сливается с впадиной побережья Атлантического океана. Нечетко разграничивают их лишь слабо выраженные погребенные поднятия — Полуостровной свод и поднятие Центральной Джорджии (рис. 361). В описанных пределах Голф-Кост целиком располагается на территории США, занимая восточную часть Техаса, юг и восток Арканзаса, западную окраину Теннесси, Луизиану, Миссисипи, юго-западную часть Алабамы и запад Флориды.

Голф-Кост приурочен к южной периферии Северо-Американской платформы, представляя северную, наземную, часть обширной впадины

а
б
в
г
д
МЕКСИКА США
ЛУИЗИАНА
МИССУРИ
КЕНТУККИ
ОКЛАХОМА
АРКАНЗАС
ТЕННЕССИ
ТЕХАС
МИССИСИПИ
АППАЛАЧИ
Атланта
Монтгомери
ДЖОРДЖИЯ
АЛАБАМА
ФЛ
Джэксонвил
Тампа
Даллас
Сан-Антонио
Новый Орлеан
Монтеррей
НУЭВО ЛЕОН
КОЛУМБИА
ЧИУАУА
МЕКСИКАНСКИЙ ЗАЛИВ
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX
200
1000
2000
3000

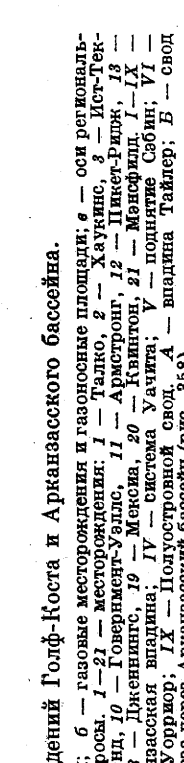


Рис. 361. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Голф-Коста и Арканзасского бассейна.

а — нефтяные и нефтегазовые месторождения и нефтеносные и нефтегазовые площади; *б* — газовые месторождения и газоносные площади; *в* — оси региональных поднятий; *г* — внешняя граница Голф-Коста и Арканзасского бассейна; *д* — сбросы. *1—21* — месторождения: *1* — Талко, *2* — Хаукинс, *3* — Ист-Техас, *4* — Родесса, *5* — Кадо, *6* — Хейнсвилл, *7* — Хомер, *8* — Монро, *9* — Ричланд, *10* — Говернмент-Уэллс, *11* — Армстронг, *12* — Пикет-Ридж, *13* — Конро, *14* — Гастингс, *15* — Барберс-Хилл, *16* — Спиндлтоп, *17* — Уэст-Тэпэтайт, *18* — Дженнингс, *19* — Мексиа, *20* — Кэвитол, *21* — Мансфилд. *I—IX* — структурные элементы: *I* — депрессия Рио-Гранде; *II* — свод Оварк; *III* — Арканзасская впадина; *IV* — система Уачита; *V* — поднятие Сэбин; *VI* — поднятие Монро; *VII* — впадина Миссисипского залива; *VIII* — впадина Блек Уорриор; *IX* — Полуостровной свод. *А* — впадина Тайлер; *Б* — свод Сан-Маркос; *В* — свод Уитгинс. *I—I'* — линия разреза через Арканзасский бассейн (рис. 358).

Мексиканского залива. Последняя в целом является одной из крупнейших на земном шаре областей устойчивого погружения и осадконакопления на протяжении большого отрезка времени мезозоя, кайнозоя и четвертичного, вплоть до современного. Северная, наземная, часть области — впадина Голф-Кост — выполнена мощными, главным образом кластическими осадочными толщами мезозоя и кайнозоя, характеризующимися общим наклоном и погружением в сторону Мексиканского залива, к центру бассейна. Залив дугообразно окаймлен последовательно появляющимися в направлении с юга на север зонами развития отложений неогена, олигоцена, нижнего палеогена и мела. Наиболее важными региональными элементами, осложняющими это гомоклинальное строение, служат следующие: 1) крупные погребенные поднятия Сэбин и Монро; 2) структурная депрессия так называемого Миссисипского залива — часть впадины Голф Кост, вдающаяся в Северо-Американскую платформу; 3) зоны разломов и флексур, дугообразно окаймляющие по региональному простиранию слоев более глубоко опущенные среднюю и южную части впадины. Северная, внутренняя, зона, в которую входят сбросовые зоны Балконес, Мексиа-Талко и Пикенс — Куитмэн — Джильбертаун, выражена лучше, чем южная, внешняя, в которую входят сбросовые зоны Сэм-Фордайс, Бивилл и Батон-Руж и параллельные им флексуры. Менее выражены структурные депрессии Рио-Гранде, Деша и юго-западной Джорджии и погребенные поднятия Сан-Маркос и Уиггинс. Структурная впадина между зоной сбросов Мексиа-Талко и поднятием Сэбин именуется впадиной Северо-Восточного Техаса, или бассейном Тайлер, а прогиб между поднятиями Сэбин и Монро — впадиной Северной Луизианы. Прибрежная часть Голф-Коста, простирающаяся на север и запад примерно до южной зоны разломов и флексур, именуется обычно Внешней зоной, или Внешним Голф-Костом, а остальная часть — Внутренней зоной, или Внутренним Голф-Костом.

Первые сведения о нефтегазоносности Голф-Коста относятся к 1855 г. когда на севере штата Луизиана при бурении на воду были обнаружены признаки горючих газов. Однако первое промышленное скопление нефти открыто лишь в 1896 г., при бурении на воду в районе Корсикана, в пределах сбросовой зоны Мексиа-Талко. Бурное развитие нефтяной промышленности началось после открытия в 1901 г. во Внешней, прибрежной, зоне первого нефтяного месторождения, связанного с соляно-купольным поднятием Спиндлтоп. До первой половины 20-х годов здесь был открыт ряд месторождений, в том числе крупные и высокодебитные, связанные с соляными куполами, Дэмон-Моунд, Дженнингс, Барберс Хилл, Анс-ла-Бютт, Хай-Айлэнд и др. К 1922—1924 гг. сейсморазведка методом отраженных волн стала ведущей при поисках глубоко погребенных поднятий. Основное значение постепенно приобрела разведка глубоко залегающих

скоплений в сводообразно изогнутых пластах над предположительными глубинными соляными ядрами. Крупным открытием подобного типа было месторождение Ван, промышленная нефть на котором получена в 1929 г. Вслед за этим открыт и введен в разработку ряд скоплений на поднятиях данного типа, в том числе крупнейшие месторождения Конро (1931)*, Гастингс (1934)*, Вебстер (1937)*, Хаукинс (1940)* и др. Поиски месторождений, не приуроченных к явным или предположительным соляным поднятиям, начались в районе северной, Внутренней, сбросовой зоны. Особенно интенсивно южная часть этой зоны разведывалась в 20-х годах, когда здесь были открыты высокодебитные месторождения Мексиа (1920)*, Кэрри и Ричлэнд (1921)* и Уорсэм (1924)*. В 1926 г. получена промышленная нефть в северной части этой зоны, на северном борту бассейна Тайлер, где выявлено крупнейшее месторождение Талко. В середине 40-х годов начали разрабатываться месторождения и в восточной части внутренних зон разломов; крупнейшими явились Пикенс и Джильбертаун. Почти одновременно с началом интенсивной разработки месторождений Внутренней зоны в 1905 г. при бурении у выходов газа открыто Каддо — первое крупное месторождение, связанное со структурными осложнениями регионального поднятия Сэбин. В 1918—1920 гг., когда скважины стали закладывать с предварительным геологическим обоснованием, были открыты крупные месторождения Хомер (1919)*, Хэйнсвил (1921)*, Родесса и Ист-Техсас (1930)*.

Отличительной чертой разведочного и эксплуатационного бурения в Голф-Косте служит значительное развитие в южной, Внешней, зоне сверхглубокого бурения. К 1957 г. здесь насчитывались десятки скважин глубиной более 4500 *м* и была пробурена эксплуатационная скважина глубиной 6880 *м*. В 1938 г. открыто первое месторождение Креол на морской площади. Особенно интенсивно морская разведка и добыча стали развиваться после второй мировой войны. К 1957 г. на морских площадях в зоне шельфа Мексиканского залива разрабатывалось уже 61 нефтяное и 40 газовых скоплений.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Литолого-стратиграфический разрез и данные о нефтегазоносности Голф-Коста приведены в табл. 234 и 235.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения гомоклиналей, связанные с зонами разломов, сосредоточены в северной, Внутренней, зоне разломов. Для этих месторождений типичны пластовые залежи, тектонически экранированные по плоскостям сбросов, входящих в систему разломов. Примером может служить крупное месторождение Талко (рис. 362) в северной части сбросовой зоны Мексиа-Талко, на северном борту бассейна Тайлер. Залежь находится на глубине около 1220 *м* в песчаниках пэйлакси (группа тринити серии команч, нижний мел), приведенных по плоскости сброса в контакт с глинами группы уошита (нижний мел). Длина залежи по простиранию сброса около 19,5 *км*, ширина 1220—2440 *м*. Природный резервуар представляет ряд взаимосообщающихся крупных линз песчаников, обладающих общим водо-нефтяным контактом. Месторождения того же типа расположены в западной, средней и восточной частях Внутренней зоны разломов.

Месторождения гомоклиналей, связанные с зонами выклинивания и несогласий, распространены в двух областях: на гомоклинальных бортах

Таблица 234

Сводный литолого-стратиграфический разрез осадочных отложений центральной области Голф Коста

Система, отдел	Отдел, группа, серия, *свита* (местное деление)	Литологический состав	Мощность, м
Четвертичная		Аллювиальные, дельтовые и прибрежно-морские пески и глины. В нижней части и вверх по восстанию слоев породы обычно грубеют и в них преобладают пески с гравием	⩽1500
Плиоцен	Локальное расчленение	Вверх по восстанию слоев речные и дельтовые песчано-глинистые породы; вниз по падению слоев переход к морским глинистым и глинисто-мергельным породам с подчиненными прослоями песков. В низах миоцена в ряде мест рифовые известняки	>1000
Миоцен			500—>6000
Олигоцен		В восточной и центральной частях преимущественно морские известковистые глины и алевролиты с прослоями песка, а в нижней части также известняков и мергелей. В западной части преобладают континентальные, часто туфогенные песчано-алевритовые породы. Местами развиты рифовые известняки	300—3700
Эоцен	*Джексон*		200—280
	Клэйборн	В нижней и средней частях глауконитовые и известковистые пески и песчаники с прослоями алевролитов и глин и тонкими прослоями известняков. В верхней части речные и дельтовые пески и глины с лигнитизированными прослоями. Встречается бентонитовый материал	300—1200
	Уилкокс	Дельтовые и прибрежно-морские пески, глины и алевриты. Часто присутствуют лигнитизированные прослои и бентонитовые пески. В основании толщи песчанистые мергели	230—>2500
Палеоцен	*Мидуэй* Местные перерывы и угловые несогласия		170—>300
Мел верхний	Серия Голф: *Наварро*	Глины, мергель, прослои мела, песка и песчаника	180—360
	Серия Голф: *Тэйлор*	Вверху мел и мергели, внизу пески и песчаники с прослоями глин	250—400

Продолжение табл. 234

Система, отдел	Отдел, группа, серия, *свита* (местное деление)		Литологический состав	Мощность, м
Мел верхний	Серия Голф	*Аустин*	Мел, мергель, глины с невыдержанными по мощности песчаными горизонтами, прослоями лигнитов и гравия	70—330
		Игльфорд	Глины с прослоями песка и песчаников	30—70
		Вудбайн (тускалуза)	Пески и песчаники с прослоями глин	80—>200
		Местные угловые несогласия		
Мел нижний	Команчский отдел	*Уошита*	Известняки, глины, алевриты и глинистые сланцы	80—650
		Фредериксбург	Глинистые сланцы и глины с прослоями известняков и мергелей	60—>500
		Тринити	Глинистые сланцы с рядом горизонтов песчаников и слабо уплотненных песков. В средней части 80-метровая пачка ангидритов	>330
	Группа каухайл		Глинистые сланцы и песчаники с прослоями известняков, мергелей и ангидритов. В основании толщи грубозернистые песчаники и конгломераты	860
	Местные перерывы и угловые несогласия			
Юра верхняя	*Коттон-валли*		Красные, зеленые, серые глины с прослоями песчаников и реже маломощных известняков	770—>1400
	Группа лоуарк	*Хэйнсвилл (бакнер)*	Красноцветные глинистые сланцы с прослоями ангидритов, доломитов и известняков и песчаников	80—170
		Смаковер	Известняки, преимущественно оолитовые	230
		Норфлет	Красноцветные глинистые сланцы	120
Пермь — юра ?	*Лоуанн*		Каменная соль, прослои ангидритов	>220
	Вернер		Ангидриты, прослои песчаников и глинистых сланцев	>30
	Морхауз-игл-миллс		Песчаники и глинистые сланцы	>330

Таблица 235

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе бассейна Голф-Кост

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, *м*	Мощность отдельных пластов, *м*	Свойства коллекторов		Плотность нефти, *г/см³*
					пористость, %	проницаемость, *мд*	
Четвертичные		Пески	—	—	—	—	—
Плиоцен—миоцен		Песчаники и пески	>6000	1,5—40	Средн. 28	Средн. 650	0,75—0,95
Миоцен	Флеминг, лагарто	То же	>400	1—20	—	—	0,74—0,94
Олигоцен	Кэйтэйхоула, слои с *Discorbis*, слои с *Heterostegina*, слои с *Marginulina*, фрайо, виксбург	»	>300	1—20	—	—	0,78—0,90
Эоцен	Коулсэнд		25	—	—	—	—
	Говернмент-уэллс, ломановиа, мирандо	»	65	2—25	—	—	0,74—0,95
	Кокфилд	—	90				
	Спарта		110				
	Иегуа		115				
	Кук-маунтин		45				
Палеоцен—эоцен	Уилкокс	Песчаники и пески	700	2—13	—	—	0,74—0,82
Верхний мел—палеоцен	Джексон	Известняки	135	—	—	—	0,80—0,87

Продолжение табл. 235

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, *м*	Мощность отдельных пластов, *м*	Свойства коллекторов		Плотность нефти, *г/см³*
					пористость, %	проницаемость, *мд*	
Верхний мел	Накаточ	Песчаники	45				
	Саратога	Известняки	35				
	Аннона	»	30	1—8	Средн. 22	Средн. 400	0,72—0,87
	Озан	Песчаники	35				
	Бакрэндж	» Серпентиниты	30				
	Ютоу	Известняки, песчаники	70				
	Токайо	Песчаники	35	1—6			
	Вудбайн	»	>200	2—30	24—27, средн. 25	Средн. 450, макс. 21 000	—
Нижний мел	Эдвардс	Известняки	70				
	Пэйлакси	Песчаники	100				
	Родесса	Песчаники, известняки	60				
	Джемс	Известняки	20				
	Пайн-айленд	Песчаники	35	1—40	Средн. 18—26	Средн. 400—600	0,72—0,86
	Глойд	Известняки	30				
	Петтет	Известняки, песчаники	35				
	Хосстон	Песчаники	90				
Верхняя юра	Бодкау	Песчаники	170	2—60	12—22	50—2000	0,73—0,82
	Смаковер	Известняки	230				
Пермь—юра	—	Известняки и доломиты кепроков соляных куполов	До 50	—	20—35	—	0,82—0,87

поднятий Сэбин и Монро, в западной и средней частях Внутренней зоны Голф-Коста и в западной и средней частях Внешней зоны Голф-Коста. В первой области примером может служить одно из крупнейших нефтяных месторождений земного шара Ист-Техсас, расположенное на западном борту поднятия Сэбин (рис. 363). Колоссальные пластовые залежи нефти в песчаниках вудбайн (низы серии голф, верхний мел) стратиграфически экранированы поверхностью несогласия, по которой песчаники вудбайн срезаны и перекрыты мелоподобными известняками аустин и глинистыми сланцами игл-форд (средняя часть серии голф, верхний мел). Длина скопления по простиранию гомоклинали достигает 68 *км*, средняя ширина 7,7 *км*. Добыча производится с глубины 915—1070 *м*. Общая мощность продуктивной толщи, возрастая вниз по падению, достигает у западного края месторождения около 100 *м*. В ее составе присутствует ряд нефтеносных выдержанных пластов и взаимообщающихся линзообразных тел

песчаников, иногда переходящих в мелкогалечные конгломераты [1]; средняя мощность отдельных пластов около 10 *м*, максимальная 25 *м*. Средняя пористость 25%, средняя проницаемость 1500 *мд*, максимальная проницаемость 4600 *мд*.

В западной и средней частях Внешней зоны Голф-Коста ряд месторождений связан с различно выклинивающимися песчаными горизонтами кайнозойской толщи вверх по их восстанию на гомоклинали. Для место-

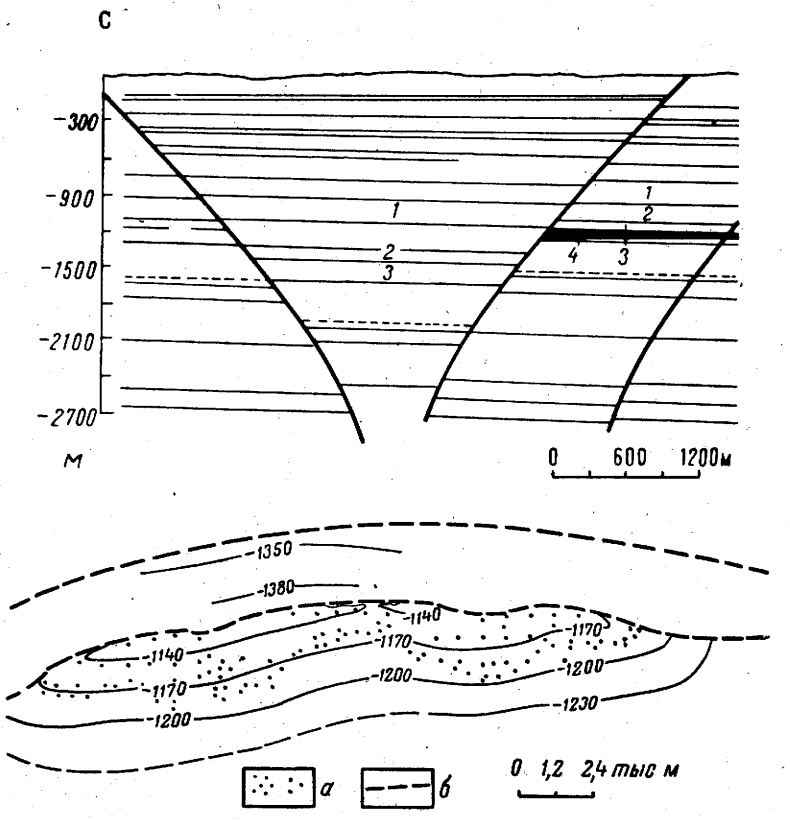


Рис. 362. Структурная карта подошвы известняка гузлэнд (нижний мел) и схематический поперечный разрез месторождения Талко.

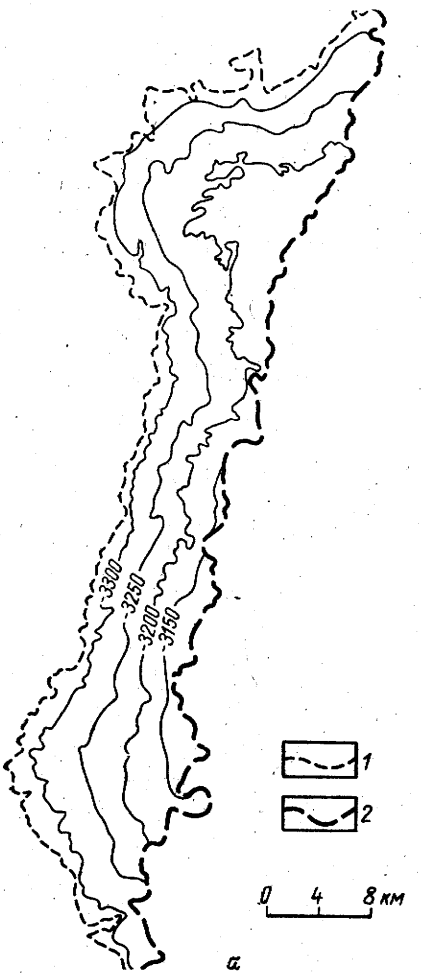
1 — вудбайн; *2* — фредриксбург; *3* — пэйлакси; *4* — нефть. *а* — продуктивные скважины; *б* — сброс.

рождений характерны литологически экранированные залежи в выклинивающихся горизонтах. Примерами таких месторождений могут служить Говернмент-Уэллс и Армстронг (рис. 364, 365), на которых залежи находятся в выклинивающихся песчаных горизонтах эоцена. В связи со сводообразными структурными изгибами небольшой амплитуды встречаются и пластовые сводовые залежи. Примером может служить месторождение Пикетт-Ридж (рис. 366), где в олигоценовой толще можно различить по крайней мере две литологически экранированные и две пластовые сводовые залежи.

Месторождения, связанные с возрожденными и погребенными платформенными поднятиями куполовидно-брахиантиклинального типа, могут быть подразделены на три подгруппы. Месторождения, связанные

[1] На рис. 363 скопление изображено упрощенно в виде единой залежи.

локальными куполовидно-брахиантиклинальными поднятиями, осложняют такие крупные погребенные поднятия, как Сэбин и Монро. Обычно приурочены к бортам, реже к сводовым частям региональных поднятий. Примером первых может служить месторождение Беллвю, расположенное на восточном борту поднятия Сэбин. Пологий купол, отделенный от основного массива поднятия Сэбин структурным седлом, обладает по кровле продуктивного горизонта амплитудой около 250 *м*. Купол нарушен несколькими сбросами. Одни из них, с незначительной амплитудой, не повлияли на нефтенакопление. Другие, с амплитудой, превышающей 250 *м*, разбили пластовую сводовую залежь нефти в песчаниках накаточ (свита наварро, серия голф, верхний мел) на отдельные блоки. Добыча ведется с глубины 90—120 *м*. Примером месторождений, связанных с локальными куполовидными поднятиями, расположенными в сводовой части поднятия Сэбин, является одно из крупнейших Каддо (рис. 367). В толще выше поверхности крупного несогласия, в песчаниках накаточ содержались ныне выработанные газовые залежи, а в известняках саратога, марлбрук и аннона и в песчаниках озан (свиты наварро и тейлор, серия голф, верхний мел) — залежи нефти, по-видимому, пластового сводового типа. В песчаниках же вудбайн, ниже поверхности несогласия, содержатся пластовые, стратиграфически экранированные по этой поверхности залежи-



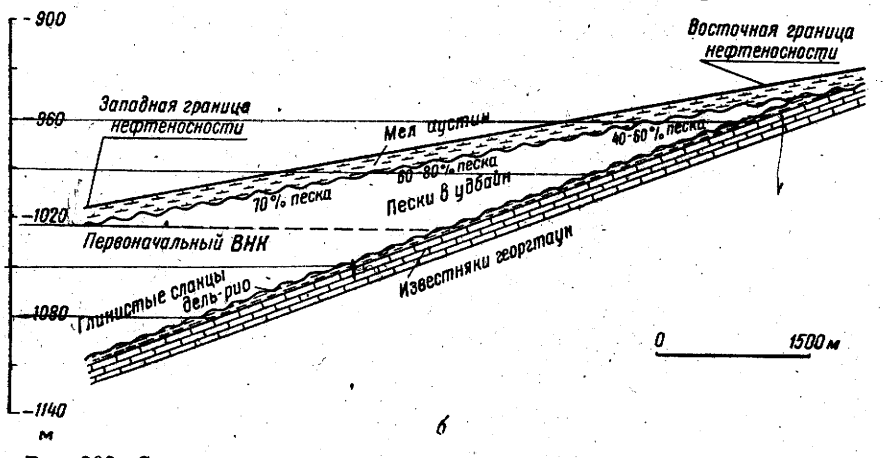


Рис. 363. Структурная карта эрозионной поверхности свиты вудбайн (*а*) и геологический разрез (*б*) месторождения Ист-Техас.

1 — контур нефтеносности; *2* — граница распространения песчаников вудбайн вверх по восстанию пластов.

К месторождениям платформенных возрожденных и погребенных поднятий относятся месторождения, связанные с локальными куполами и брахиантиклиналями, приуроченными главным образом к южной, Внешней, зоне флексур и разломов Голф-Коста. Они встречаются и в северной, внутренней, зоне разломов. Локальные поднятия, как правило, расположены на опущенном по сбросу или флексуре более южном блоке. Примером может служить месторождение Вэст-Тэпэтэйт в сбросовой зоне Батон-Руж. Пологая погребенная брахиантиклиналь выявлена в результате геофизиче-

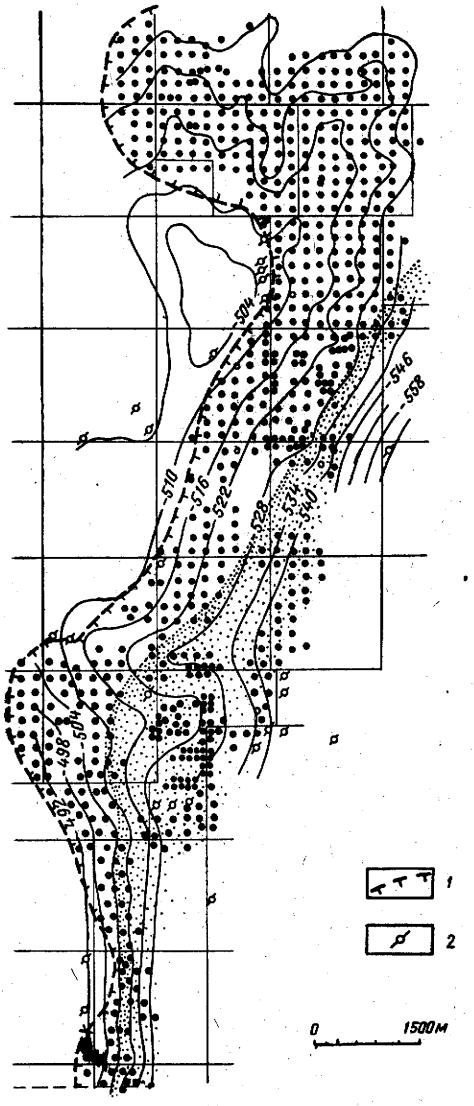


Рис. 364. Структурная карта кровли песчаного коллекторского горизонта верхний говернмент-уэллс месторождения Говернмент-Уэллс.

1 — примерная граница распространения продуктивного песчаника; *2* — непродуктивные скважины.

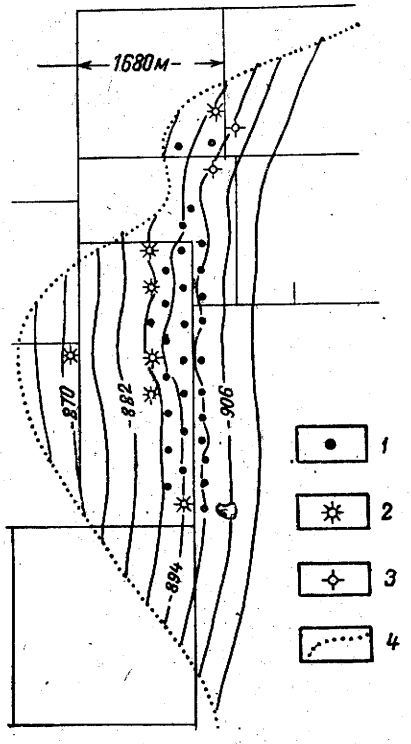


Рис. 365. Структурная карта кровли песчаного коллекторского горизонта верхний петтус месторождения Армстронг.

1—3 — скважины: *1* — нефтяные, *2* — газовые, *3* — непродуктивные; *4* — береговая линия Верхний Петтус.

ских методов исследования. Расположена на опущенном крыле крупного сброса с амплитудой смещения до 180 *м*. Нефтегазонакопление приурочено к брахиантиклинальной ловушке. Месторождение многопластовое: с 12 ненарушенными пластовыми сводовыми залежами в песчаных горизонтах среднего и верхнего миоцена. Общая мощность продуктивной толщи 760—915 *м*, мощность отдельных горизонтов 3—10,7 *м*. Добыча ведется с глубины 2300—3000 *м*. Общая площадь месторождения 5,6 *км*^{2}.

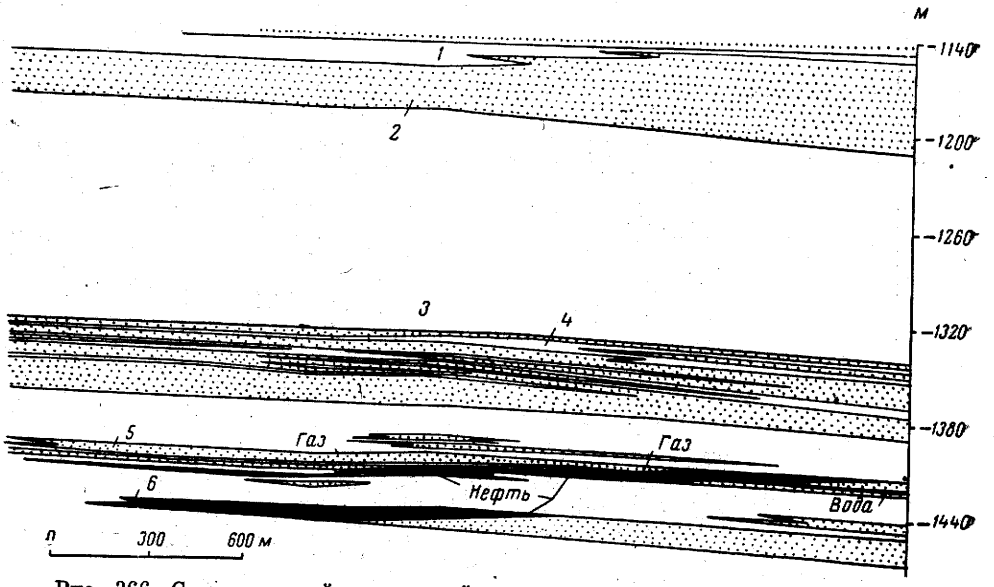


Рис. 366. Схематический поперечный разрез месторождения Пиккет-Ридж.

1 — миоцен; *2* — базальные миоценовые пески; *3* — олигоцен; *4* — свита фрайо; *5* — I песчаный горизонт; *6* — II песчаный горизонт.

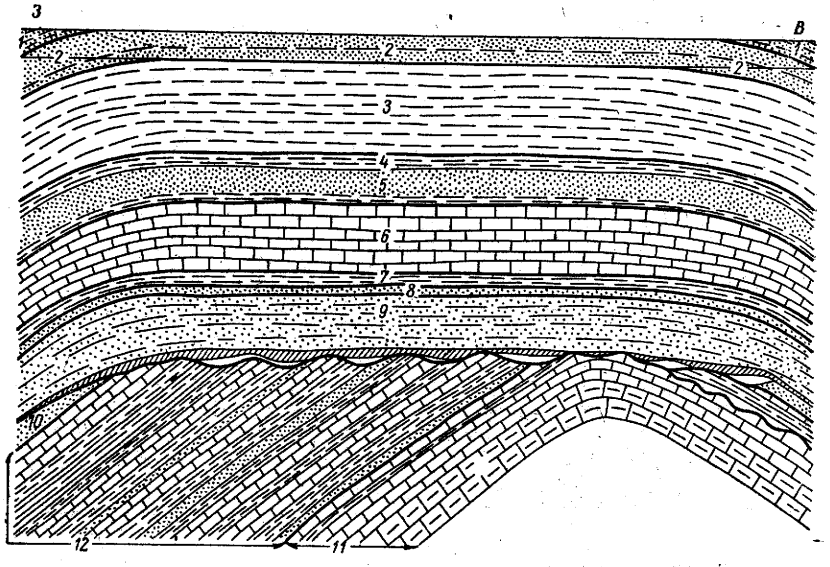


Рис. 367. Схематический поперечный разрез месторождения Каддо.

1 — клэйборн; *2* — уилькокс; *3* — мидуэй; *4* — глины аркадельфия; *5* — газоносные отложения накаточ; *6* — саратога, марлбрук, аннота; *7* — глины озан; *8* — бакрэндж (блоссом); *9* — броуистраун и токайо; *10* — вудбайн; *11* — гленроз; *12* — уошита и фредриксбург.

Куполовидные поднятия, не связанные с разломами, но явно или предположительно связанные с глубоко погребенными соляными ядрами, встречаются как во внешней, так и во внутренней частях Голф-Коста.

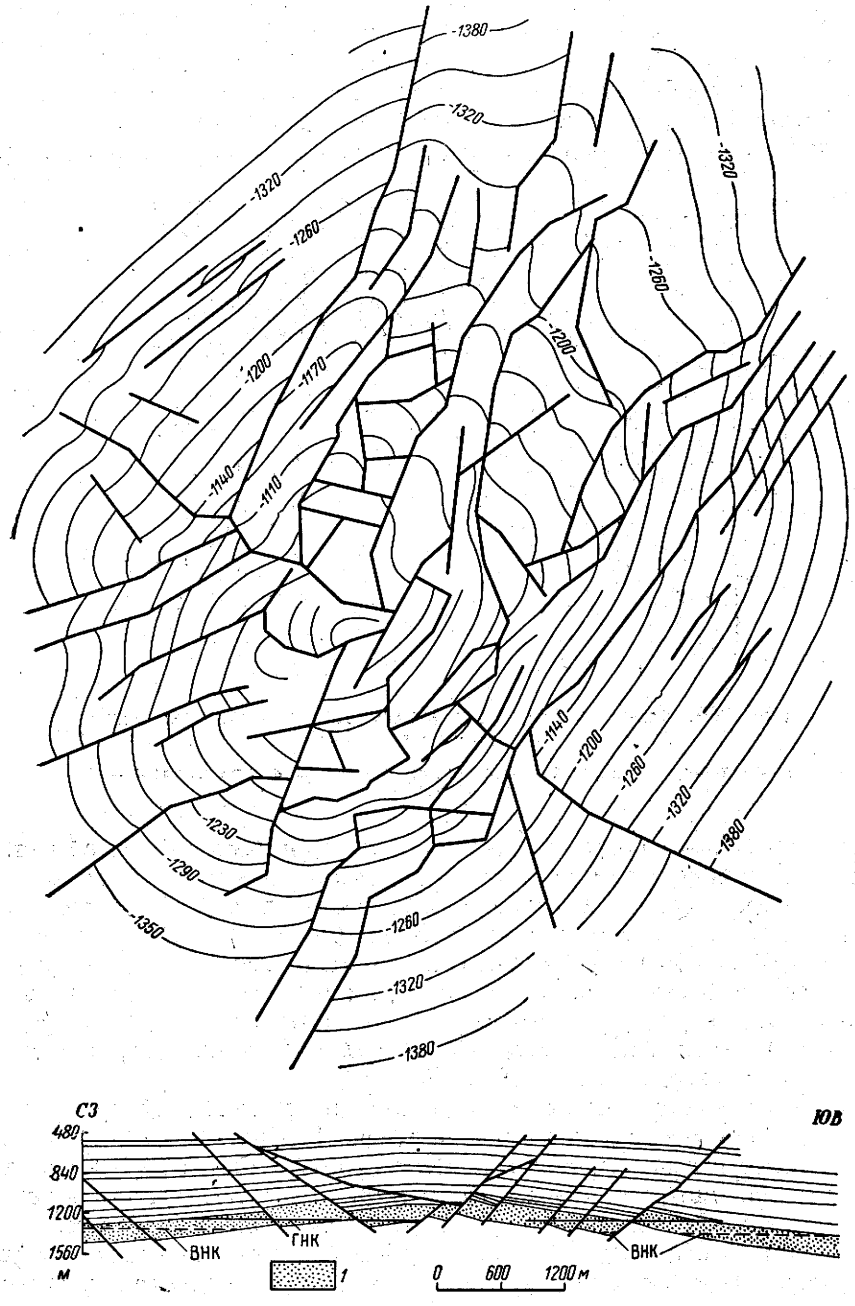


Рис. 368. Структурная карта кровли свиты вудбайн (*1*) и схематический поперечный разрез месторождения Хаукинс.

Наличие соляного ядра на глубине обычно устанавливается лишь на основании гравиметрических минимумов, иногда доказано бурением или предполагается по аналогии. Поднятия представляют куполообразные изгибы

слоев без признаков диапиризма в пределах разбуренной продуктивной части, но обычно нарушенные многочисленными радиальными и тангенциальными разрывами, характерными для солянокупольных структурных форм. Примером может служить крупнейшее месторождение Хаукинс (рис. 368), расположенное в средней части впадины Тайлер. Общая площадь месторождения 3,4 *км*². Продуктивны песчаники свиты вудбайн, в которых содержатся пластовые сводовые залежи на глубине порядка 1400 *м*. Структурная амплитуда купола по кровле свиты вудбайн составляет около 360 *м*. В типичном случае, изображенном на схематическом раз-

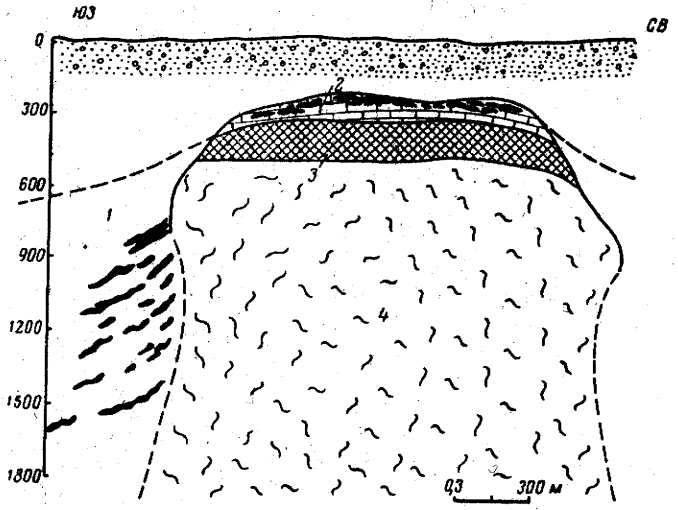


Рис. 369. Схематический поперечный разрез месторождения Спиндлтоп.

1 — миоцен; *2* — пористые известняки; *3* — гипсы и ангидриты; *4* — соль.

резе рис. 368, залежи нарушены несколькими разрывами небольшой амплитуды с общими водо-нефтяным и газо-нефтяным контактами по различным сторонам от разрывов. На месторождении, однако, имеется одна пластовая сводовая залежь, разбитая разрывом на два блока. При общей мощности свиты вудбайн до 210 *м* в ней содержится не менее четырех отдельных нефтяных залежей с газовыми шапками. Средняя мощность продуктивных пластов 33 *м*. В верхней части свиты вудбайн средняя пористость продуктивных песчаников 24,6%, средняя проницаемость 450 *мд*; в нижней части свиты соответственно 27,4% и 3000 *мд*.

Месторождения диапировых солянокупольных поднятий распространены в основном в западной и средней частях Внешней зоны Голф-Коста. Они переходят и в шельфовую зону Мексиканского залива. В восточной части Внешней зоны, а также во всей Внутренней зоне известен ряд соляных куполов данного типа, продуктивны лишь единичные из них.

На солянокупольных поднятиях Голф-Коста имеются пластовые сводовые залежи в слоях, сводообразно изогнутых над соляными штоками, и тектонически, стратиграфически и литологически экранированные залежи по периферии соляного штока в слоях, прорванных им, а также литологически ограниченные со всех сторон залежи. Залежи последнего типа известны и в кепроках соляных штоков.

Площадь месторождения Спиндлтоп составляет 1,72 *км*². Литологически ограниченные со всех сторон залежи содержатся на глубине порядка 300 *м* в пористых (33% и более) известняках, слагающих самую верхнюю

часть кэпрока соляного ядра. У периферии последнего в песчаниках толщи олигоцен-миоцена на глубине 820—1680 *м* в выклинивающихся у соляного штока песчаных горизонтах содержатся литологически экранированные и литологически ограниченные со всех сторон залежи. Общая мощность продуктивной толщи достигает 1220 *м*, мощность отдельных нефтесодержащих пластов 3—70 *м* (рис. 369).

Месторождение Дженнингс — крупное солянокупольное. Расположено в средней части Внешней зоны Голф-Коста. В песчаниках зоны с *Mar-*

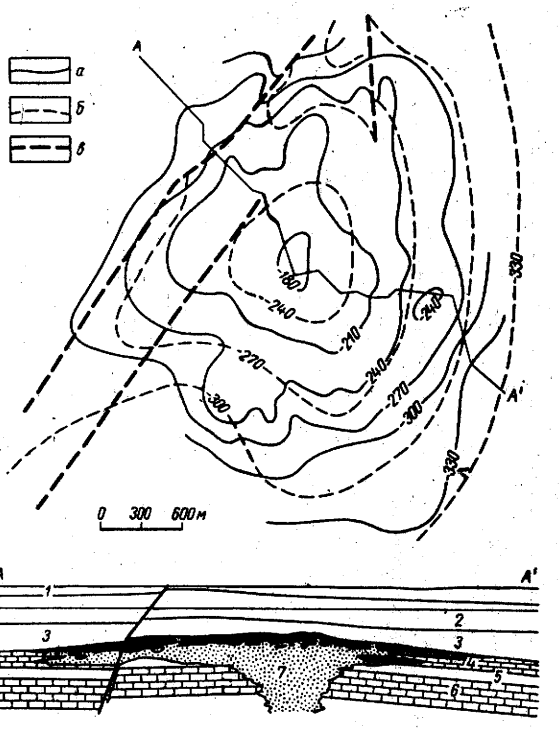


Рис. 370. Структурная карта и схематический разрез месторождения Литтон-Спрингс.

а, *б* — изогипсы кровли: *а* — серпентинитов, *б* — свиты аустин; *1* — мидуэй; *2* — наварро; *3* — тэйлор; *4* — аустин; *5* — баладжорджтаун; *6* — эдвардс *7* — серпентиниты.

ginulina (верхний олигоцен) на глубине 1980—2600 *м* по периферии соляного штока различаются несколько стратиграфически и тектонически экранированных залежей. Стратиграфическое экранирование происходит по поверхности несогласия, срезающей отложения зоны с *Marginulina*. Тектоническое экранирование достигается по поверхностям отдельных более мелких разрывов и по тектоническому контакту с соляным штоком. В миоолигоценовых слоях, слабо изогнутых над соляным штоком, присутствуют (ныне в основном выработанные) пластовые сводовые залежи газа.

Месторождения, связанные с куполообразными поднятиями, осложненными интрузиями изверженных пород, имеют второстепенное значение. Расположены в северо-западной части Внутренней зоны разломов. Примером может служить Литтон-Спрингс (рис. 370). Литологически ограниченные со всех сторон залежи нефти содержатся в верхней сводообразно изогнутой части базальтового лакколита. Эта часть лакколита подверглась серпентинизации, и в ней развились вторичная пористость

Таблица 236

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа в Голф-Косте

Структурные формы месторождений		Типы залежей: более характерные	Типы залежей: менее характерные	Примеры месторождений
Гомоклинали, связанные с зонами разломов		Тектонически экранированные	—	Талко
Гомоклинали, связанные с зонами выклинивания и несогласий		Литологически и стратиграфически экранированные	Сводовые	Ист-Техас, Говернмент-Уэллс, Армстронг, Пикет-Ридж
Возрожденные и погребенные платформенные куполовидные и брахиантиклинальные поднятия	Связанные с региональными погребенными поднятиями	Сводовые ненарушенные	Сводовые, разбитые на отдельные блоки; стратиграфически и литологически экранированные	Беллвю, Каддо
	Связанные с региональными зонами разломов			Уэст Тэпэтэйт
	Предположительно или доказанно связанные с глубоко погребенными соляными ядрами			Хаукинс
Диапировые солянокупольные поднятия		Тектонически, литологически и стратиграфически экранированные	Сводовые	Спиндлтоп, Дженнингс
			Литологически ограниченные со всех сторон	
Куполовидные поднятия, осложненные интрузией изверженных пород		Литологически ограниченные со всех сторон		Литтон-Спрингс

и проницаемость, достаточные, чтобы превратить серпентинит в коллектор нефти.

Основные формы нефтяных и газовых месторождений Голф-Коста и типы их залежей приведены в табл. 236.

ЛИТЕРАТУРА

Бакиров А. А. Нефтегазоносные области Америки. Гостоптехиздат, 1959.

Распространение нефти. Симпозиум амер. ассоц. геологов-нефтяников (под ред. Л. Г. Уикса, пер. с англ. под ред. И. О. Брода и В. Б. Оленина). Гостоптехиздат, 1961.

Успенская Н. Ю. Нефтегазоносность палеозоя Североамериканской платформы. Гостоптехиздат, 1950.

Herald F. A. Occurence of Oil and Gas in West Texas. The University of Texas, 1957.

Symposium Geology of natural Gas. Amer. Ass. of Petrol. Geol., 1935.

Symposium Stratigraphic tipe Oil fields. Amer. Ass. of Petrol. Geol., 1941.

Symposium Structures of tipical American Oil fields, v. I, II. Amer. Ass. of Petrol. Geol., 1929.

Ver Viebe W. Oil and Gas in United States. Sciense of Petrol., v. I, 1938.

§ 3. МЕКСИКА

Нефтяные и газовые месторождения находятся на востоке и юге страны в полосе, примыкающей к Мексиканскому заливу. Эта территория входит в состав весьма обширного нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива, основная часть которого расположена севернее, в пределах США (см. § 2, «Голф-Кост»). Исторически сложилось и принято следующее нефтегеологическое районирование Мексики (рис. 371) с севера на юг: 1) Северо-Восточная область, или бассейн Бургос; 2) Северная область, или бассейн Тампико-Тукспан, в котором выделяются: на севере — район Пануко-Эбано, на юге — районы Старого и Нового Золотого Пояса и район Поса-Рика; 3) область (бассейн) Веракрус; 4) Южная область, объединяющая обычно на западе район (бассейн) Салина-дель-Истмо, или Техуантепек, на востоке район (бассейн) Макуспана-Кампече, или Табаско-Кампече. Возраст продуктивных отложений: нижний мел — верхний миоцен; в меловых отложениях преобладают карбонатные коллекторы, в кайнозойских — песчаные.

Выходы нефти и газа известны еще до испанского завоевания. В 1863 г. проведены поисковые работы и сделаны первые попытки промышленной добычи нефти на юге страны, в штате Табаско. Сколько-нибудь значительная промышленная добыча впервые началась севернее в 1904 г. в районе Эбано на площади, разбуривание которой производилось по указанию мексиканского геолога Эзекиеля Ордонец. Бурное развитие нефтедобывающей промышленности началось в 1908 г., когда зафонтанировала доведенная до меловых известняков скважина-первооткрывательница в нефтеносном районе, получившем название Фахо-де-Оро (в переводе с испанского — Золотой Пояс; этот район известен также под американским названием Голден Лэйн). Длительное время разведочные работы проводили непосредственно у многочисленных выходов асфальта или нефти («чапопотерас»). Локализацию перспективных поднятий на основании геологической съемки в сколько-нибудь значительных масштабах начали проводить лишь с середины первого десятилетия текущего века. С 1923 г. все большее значение приобретают геофизические методы — сейсмо- и гравиразведка. В последние годы применяется подводная сейсморазведка

в мелководной шельфовой зоне залива. В 1938 г. частично, а в 1958 г. полностью нефтяная промышленность была национализирована. В стране насчитывается около 200 нефтяных и нефтегазовых и около 40 газовых месторождений.

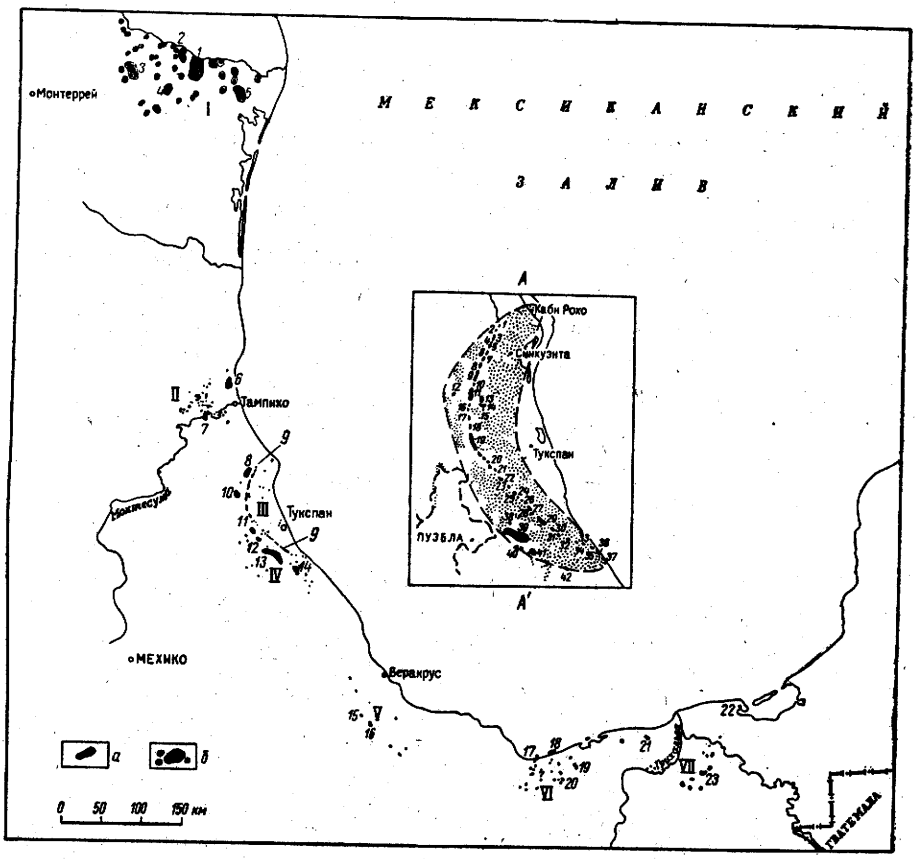


Рис. 371. Карта расположения нефтяных и газовых месторождений Мексики.

а — нефтяные и нефтегазовые месторождения и площади; *б* — газовые месторождения и газоносные площади. *I—VII* — нефтегазоносные районы и области: *I* — Северо-Восточная область; *II* — район Пануко-Эбано; *III* — район Золотого Пояса; *IV* — район Поса-Рика; *V* — район Веракрус; *VI* — район Салина-дель-Истмо; *VII* — район Макуспана-Кампече. *1—23* — нефтяные и газовые месторождения: *1* — Рейноса Мехикано; *2* — Ломитас-Гарон; *3* — Гулебра; *4* — Комитас; *5* — де-Марзо; *6* — Тамаулипас-Конституционес; *7* — Эбано-Пануко; *8* — Трес-Германос; *9* — нефтяные месторождения Золотого Пояса; *10* — Мралильо; *11* — Микуетла; *12* и *39* — Поса-Рика; *13* — Джилиапа; *14* — Сан-Андре; *15* — Каса Бланка; *16* — Ангостура; *17* — Рабон-Гранде; *18* — Сант-Анна; *19* — Огарио; *20* — Эль-План; *21* — Некоакам; *22* — Ксикаланго; *23* — Хосе-Коломо. *AA'* — нефтяные месторождения Золотого Пояса (с залежами в меловых отложениях): *1* — Сан-Диего; *2* — Сан-Херонимо; *3* — Сан-Мигель; *4* — Чиконсимо; *5* — Тепетате; *6* — Чинампа-Норте; *7* — Чинампа-Сур; *8* — Аматлан-Норте; *9* — Аматлан-Сур; *10* — Сакамикстле; *11* — Тиуатлан; *12* — Сан-Филипе; *13* — Солис; *14* — Тьерра-Амарилья; *15* — Темапаче; *16* — Аласан; *17* — Потрео-Орконе; *18* — Серро-Вьехо; *19* — Тьерра-Бланка-Чипопоте; *20* — Аламо-Сан-Исидро; *21* — Лак-Каньяс; *22* — Оркон; *23* — Ксакотла; *24* — Охотепек; *25* — Чичимантла; *26* — Меса Серрада; *27* — Акуатемпа; *28* — Мокутла; *29* — Санта-Агеда; *30* — Эскиль-Ордоньес; *31* — Галеана; *32* — Бокаос-Лима; *33* — Саморра; *34* — Герреро; *35* — Мал. Идальго; *36* — Теколутла; *37* — Альенде; *38* — Прогрессо-Норте; *40* — Тахин; *41* — Пуэнте-Алеман; *42* — Сан-Андре.

Схематические сводные стратиграфические разрезы и нефтегазоносность различных областей Мексики охарактеризованы в табл. 237.

Северо-Восточная область структурно представляет гомоклиналь, наклоненную к востоку, к Мексиканскому заливу, осложненную сбросами, флексурами, пологими куполообразными поднятиями и террасовидными формами. Моноклиналь сложена погружающимися к востоку толщами неогена и палеогена, в соответствии с чем с запада на восток выделяются три продуктивные зоны: эоценовая, олигоценовая (имеет основное значе-

Таблица 237

Схематический сводный литолого-стратиграфический разрез отложений и нефтегазоносность различных областей и районов Мексики

Система, отдел	Серия, свита (местная номенклатура)	Литологический состав. Нефтегазоносность	Мощность, м
Северо-Восточная область (бассейн Бургос)			
Четвертичная	Лисси, бомонт	Аллювиальные галечники, пески и глины	До 300
Плиоцен	Голиад	Континентальные пески и глины	15—35
Миоцен	Лагарто, оквилл	Озерные пески, песчаники и глины. Незначительная нефтегазоносность	20—1800
Олигоцен	Катаоула	Глины и пески, обогащенные туфовым материалом	80—120
	Анагуак	Глины и пески. Нефтегазоносность	150—160 (возрастает к востоку)
	Фрайо (фрио)	Глины, бентонитовые глины с прослоями песков. Нефтеносность, основная газоносность	50—4000 (возрастает к востоку)
	Виксбург	Глины и пески с вулканическими пеплами. Нефтегазоносность	До 1000
Эоцен	Джексон	Пески и песчаники с прослоями глин. Нефтегазоносность	300—2000
	Клейборн	Пески, песчаники, глины. Нефтегазоносность	900—3100
	Уилкокс	Чередующиеся алевриты и глинистые песчаники	800—1300
Палеоцен	—	Мергели, известняки, алевролиты, песчаники	1050—2800
Северная область (бассейн Тампико-Тукспан)			
Четвертичная—плиоцен	—	Прибрежные и аллювиальные песчано-глинистые и пирокластические породы	10—60
Миоцен	Энканто, тукспан	Песчаники, известняки, глины. Незначительная нефтеносность	250—1070
Олигоцен	Эсколин, коасинтла, месон, аласан	Мергели с прослоями глин и песчаников. Незначительная нефтеносность	390—2400
	Пальма-реаль	Глины с прослоями песчаников, мергелей. Незначительная нефтеносность	140—690

Продолжение табл. 237

Система, отдел	Серия, свита (местная номенклатура)	Литологический состав. Нефтегазоносность	Мощность, м
Олигоцен	Орконес	Глины, мергели, кварцевые песчаники. Незначительная нефтеносность	60—470
Эоцен	Чапопотетантоюка	Глубоководная фация: глины и мергели; молассовая фация: песчаники и конгломераты. Незначительная нефтеносность	50—1000
	Гуаябал	Глины с прослоями песчаников. Незначительная нефтеносность	30—1200
	Верхний чиконтепек, средний чиконтепек	Чередующиеся песчаники и глины, прослои мергелей. Незначительная нефтеносность	40—700
Палеоцен	Нижний чиконтепек, веласко	Глины, мергели, известковистые песчаники	70—1300
Мел верхний	Мендес	Мергели. Незначительная нефтеносность	20—700
	Сан-фелипе	Известняки тонкоплитчатые, в верхах толщи с прослоями глин. Нефть плотностью 0,93—0,98 $г/см^3$	20—550
	Агуа-нуэва	Темноцветные известняки и битуминозные глины. Незначительная нефтеносность	10—180
Мел средний	Эль-абра	Рифовые известняки. Основная нефтеносность, плотность нефти 0,92—0,96 $г/см^3$	>2500
	Тамабра	Известняки, рифовые известняки. Основная нефтеносность, плотность нефти 0,85—0,92 $г/см^3$	170—400
	Верхняя тамаулипас	Известняки, прослои мергелей. Нефть плотностью 0,86—0,96 $г/см^3$	60—200
Мел нижний	Отатес	Глинистые известняки и алевролиты	6—20
	Нижняя тамаулипас	Известняки. Незначительная нефтеносность	50—400
Юра верхняя	Пимьента	Темноцветные известняки и песчаники. Незначительная нефтеносность	150—250
	Таман	Известняки	250—300
	Уисачал	Красноцветные глины, песчаники и конгломераты	110—1000

Продолжение табл. 237

Система, отдел	Серия, свита (местная номенклатура)	Литологический состав. Нефтегазоносность	Мощность, м
Юра нижняя	Уалкокотла	Глинистые сланцы с прослоями песчаников	400
		Область Веракрус	
Четвертичная		Пирокластические и аллювиальные породы	60
Миоцен	Филисола	Пески и песчанистые глины	150—200
	Верхняя консепсьон	Песчанистые алевролиты	350—550
	Нижняя консепсьон	Глины	100—230
	Энканто	Глины, в низах толщи прослои песчаников, брекчии. Незначительная нефтеносность	250—700
Олигоцен	Депозито	Глины. Локально развитые конгломераты, известняки и эффузивы	2500
	Ла-лаха	Глины, в низах толщи с песками и песчаниками	
Эоцен	—	Глины с прослоями песка, песчаника и известняка	1570
Мел верхний	Мендес	Мергели, известняковая брекчия, известняки. Нефть плотностью 0,81—0,95 $г/см^3$	180
	Эскамела	Известняки. Плотность нефти 0,81—0,95 $г/см^3$	>1200
		Южная область. Район Салина-дель-Истмо	
Четвертичная		Аллювиальные и прибрежные пески	2—40
Плиоцен	Акалапа	Конгломераты, песчаники, пески и глины	150
Миоцен	Парахе-соло	Пески пресноводные и солоноватоводные; алевролиты и галька с гравием. Незначительная нефтеносность	600
	Филисола	Морские пески	400
	Верхняя консепсьон	Морские алевролиты, пески и песчаники. Незначительная нефтеносность	250
	Нижняя консепсьон	Алевролиты и пески. Незначительная нефтеносность	300

Продолжение табл. 237

Система, отдел	Серия, свита (местная номенклатура)	Литологический состав. Нефтегазоносность	Мощность, м
Миоцен	Энканто	То же. Основная нефтеносность, плотность нефти 0,84—0,90 г/см³. Газоносность	500—800
Олигоцен	Депозито	Алевролиты, песчаники и туфы	2000
	Нанчитал	Конгломерат (развит локально)	500
	Ла-лаха	Алевролиты и мергели с песками и туфами. Незначительная нефтеносность	1400
Палеоцен—эоцен	Нанчитал, успанап	Алевролиты и конгломераты	500—900
Мел верхний	Мендес	Мергели	600—900
Мел средний	Известняки сьерра-мадре	Известняки	1600
Юра — нижний мел	Известняки чинамека	Известняки тонкослоистые, битуминозные	300
Триас — юра? и триас — пермь?	Салина	Конгломераты, песчаники, соль и ангидриты	>900
Южная область. Район Макуспана-Кампече			
Четвертичная	—	Аллювиальные и прибрежные пески	30—40
Плиоцен	Трес-пуэнтес	Дельтовые и болотные песчано-глинистые образования	250
Миоцен	Верхняя белем	Солоноватоводные глинисто-песчаные породы	390
	Нижняя белем	То же	
	Саргасал	Пески и алевролиты. Незначительная нефтеносность	430
	Энкахонадо (развита местно)	Пески и алевролиты	900
	Верхняя амате	Алевролиты и пески. Основная нефтеносность. Нефть плотностью 0,79—0,86 г/см³	600—800
	Нижняя амате	То же. Незначительная нефтеносность	900
Олигоцен	Макуспана	Известняки	400—500
	Мисопа	Алевролиты	400—800
Палеоцен—эоцен	Канделария	»	2000

ние) и миоценовая. Преобладают газовые месторождения, которых насчитывается до 35. Месторождения структурно связаны с упомянутыми куполообразными поднятиями, в отдельных случаях — с полузамкнутыми формами; нарушены обычно слабо, углы падения от 3—6 до 15°. Преимущественно развиты пластовые сводовые залежи, встречаются и пластовые, литологически экранированные в связи с уменьшением мощности до выклинивания пластовых природных резервуаров на крыльях структурных осложнений моноклинали.

Месторождение Рейноса Мехикано — одно из типичных и крупнейших. Расположено на севере области, у границы с США, в пределах которых продолжается данное поднятие (рис. 372). Ось поднятия прослежена субмеридионально на 22 *км*. На территории Мексики эксплуатируемая площадь составляет около 16 *км*^{2}. Поднятие симметрично и пологого, углы падения пластов 5—15°, с глубиной несколько возрастают, а ось поднятия смещается к востоку. Сводовая часть и западное крыло осложнены небольшими сбросами. Залежи, содержащиеся в олигоценовой свите фрио, пластовые сводовые и литологически экранированные; последние расположены на крыльях, и появление их обусловлено фациальным переходом слабо сцементированных песчаников в плотные известковистые песчаники или глины. Выделяются до 15 газовых и 2 нефтяные залежи на глубине от 700 до 2500 *м*. Мощность продуктивных песчаных горизонтов колеблется от 2—6 до 18—25 *м*, пористость — от 8,4 до 27,7%, проницаемость — от 85 до 2000 *мд*.

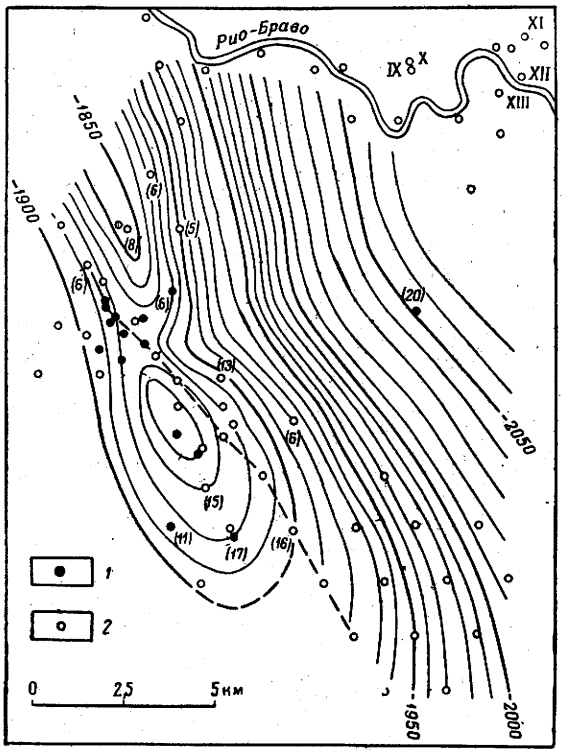


Рис. 372. Структурная карта кровли продуктивного песчаного горизонта меските месторождения Рейноса Мехикано (по Л. Бенавидес, 1959).

1 — скважины продуктивные: *2* — непродуктивные (цифры в скобках — мощность горизонта в *м*; римские цифры — номера горизонтов).

В районе Пануко-Эбано десятки большей частью мелких нефтяных месторождений связаны с локальными осложнениями южного погружения регионального поднятия, так называемого антиклинория Тамаулипас. Нефтеносны в основном меловые известняки тамаулипас и сан-фелипе. Известняки плотные, коллекторские свойства их обусловлены вторичным растрескиванием, чему в некоторой степени способствовало внедрение многочисленных даек изверженных пород. Массивные залежи в структурных и эрозионных выступах расположены на глубине 500—2300 *м*. На одном из крупнейших месторождений района Тамаулипас высота залежи достигает 70 *м*. Преобладающая плотность добываемой нефти 0,93—0,98 *г/см*^{3}.

Район Золотого Пояса связан с рифовой зоной среднемеловых известняков эль-абра, протягивающейся на расстояние до 200 *км*; ширина полосы от 300 *м* до 3 *км* (рис. 373). Зона асимметрична: более крутое (до 30—45°) — западное крыло, пологое (2—5°) — восточное. С отдельными выступами зоны, разделенными седловинами и поперечными депрессиями, связано более 30 месторождений с массивными залежами в известняках эль-абра. Мощность известняков, не пройденных до конца бурением, колеблется от 500—700 до 2500 *м* и более. Залежи расположены на глубине 350—2500 *м*. Пористость известняков первичная и вторичная. Преобладающая плотность нефти 0,92—0,96 *г/см*³. Месторождения частично выработаны.

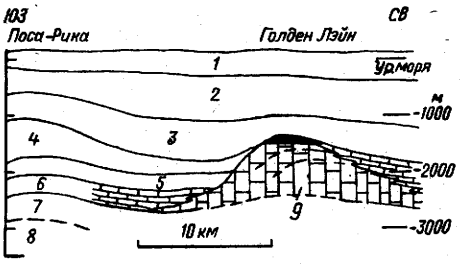


Рис. 373. Схематический разрез месторождения Поса-Рика и зоны Фахо-де-Оро (Голден Лэйн) (по А. И. Леворсену, 1958).

1 — миоцен; *2*, *3* — олигоцен: *2* — верхний, *3* — нижний; *4* — нижний эоцен; *5*, *6* — мел: *5* — верхний, *6* — нижний; *7* — юра; *8* — лейас; *9* — свита эль-абра.

Юго-восточное продолжение Золотого Пояса носит название Нового Золотого Пояса. Разработка нефти началась здесь с 1952 г. В последние годы намечено подводной сейсморазведкой и частично подтверждено бурением и начало разрабатываться подводное продолжение рифовой зоны Золотого Пояса в Мексиканском заливе.

Район Поса-Рика расположен к юго-западу от зоны Золотого Пояса. Здесь известно более 15 месторождений антиклинального типа, большинство которых вытянуто цепочкой по простиранию складчатой зоны Сьерра-

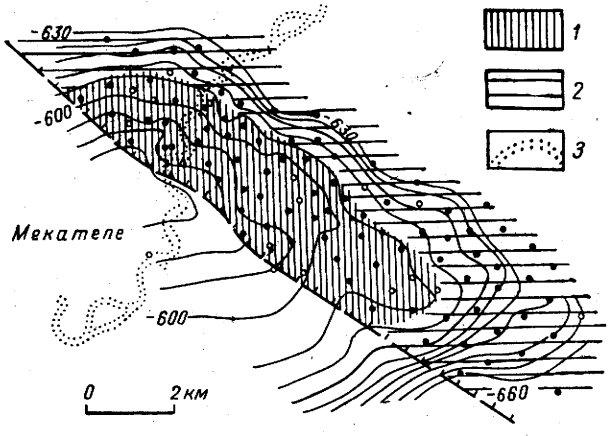


Рис. 374. Структурная карта кровли свиты тамабра месторождения Поса-Рика (по А. И. Леворсену, 1958).

1 — газовая шапка; *2* — нефть; *3* — граница распространения пористых и проницаемых известняков.

Мадре Ориенталь, ограничивающей с запада всю Северную нефтегазоносную область. Основная продуктивность связана со среднемеловыми известняками тамабра, представляющими чередующиеся массивные рифовые и тонкослоистые разности. Коллекторские свойства их, как и известняков эль-абра, обусловлены первичной и вторичной пористостью. Месторождение Поса-Рика — крупнейшее в районе и во всей Мексике. Связано с обширной пологой ненарушенной антиклиналью (рис. 374). Частично

доломитизированные известняки тамабра продуктивны на глубине от 250 до 2200 *м*, где их мощность составляет от 20 до 100 *м* и более. Структурно верхняя часть известняков содержит обширную газовую шапку. Известняки тамабра продуктивны лишь на северо-восточном крыле поднятия вследствие резкого ухудшения к юго-западу их коллекторских свойств. Плотность добываемой нефти колеблется от 0,85 до 0,92 *г/см*^{3}.

Весьма подчиненное значение в Северной области имеет нефтеносность кайнозойских отложений: эоценовых свит чиконтепек, гуаябал и

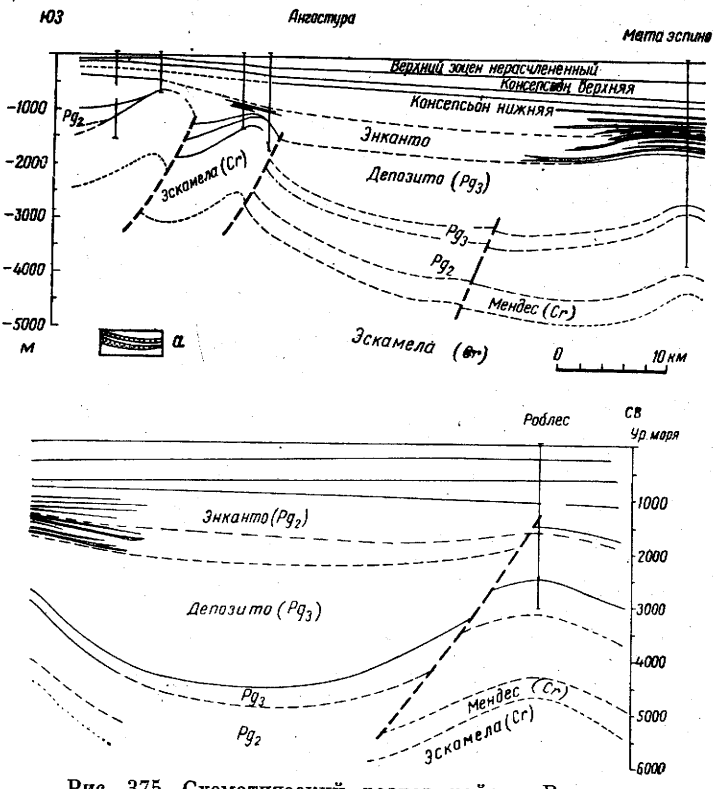


Рис. 375. Схематический разрез района Веракрус.

а — продуктивные пласты.

чапопоте-тантоюка, олигоценовой свиты эсколин и миоценовой тукспан. Коллекторы песчаного типа. Мощность их колеблется от 2—3 до 18—20 *м*, пористость — от 10—15 до 26%. Месторождения с продуктивными кайнозойскими отложениями расположены в районе Поса-Рика, реже — в зоне Золотого Пояса и на отдельных участках к востоку и северо-западу от него. Имеются указания, что на месторождениях Пилграна и Компалес, расположенных к востоку и северо-западу от Поса-Рика, присутствуют литологически ограниченные со всех сторон залежи.

В районе Веракрус, к востоку, в сторону Мексиканского залива наблюдаются региональное погружение осадочных комплексов и увеличение мощности кайнозойской толщи, в составе которой появляются кластические олигоценовые отложения (депозито и ла-лаха) мощностью более 2500 *м*. Региональная структура области представляет моноклиналь, наклоненную к востоку, осложненную на глубине обширными погребенными поднятиями и круто падающими сбросами. На самом западе области развиты передовые складки Сьерры-Мадре Ориенталь, разбитые продольными надвигами на крупные блоки (рис. 375). Немногочисленные месторождения

антиклинальные, приурочены к крутым сжатым и нарушенным, обычно асимметричным, до опрокидывания к востоку, брахиантиклиналям зоны передовой складчатости. Нефтеносны верхнемеловые свиты мендос и эскамела. Коллекторы карбонатные, представлены брекчированными и трещиноватыми известняками и мергелями. Залежи массивные и пластовые сводовые, осложненные тектоническим экранированием.

На месторождении Ангостура — первом, открытом в области, нефть добывается с глубины 1200—1400 *м*. Выделяются две продуктивные зоны: верхняя — в свите мендес и нижняя — в свите эскамела (рис. 376). Пер-

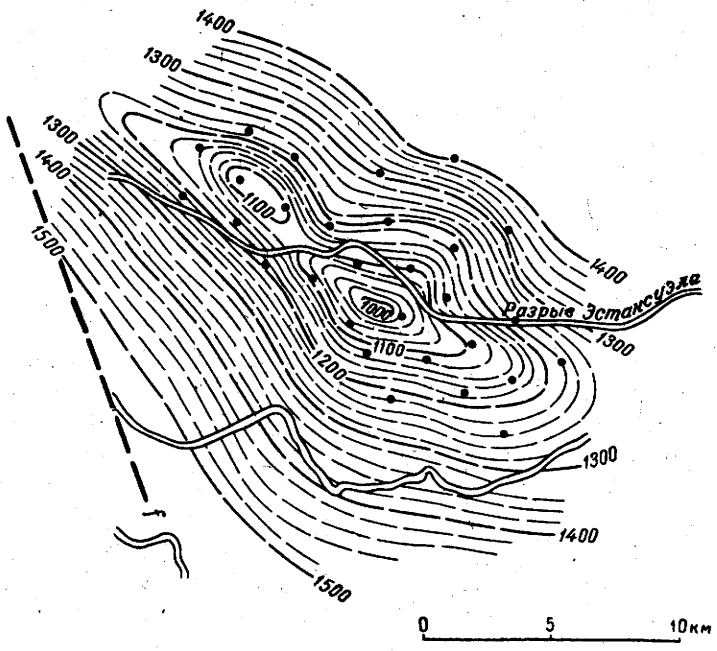


Рис. 376. Структурные карты кровли свиты мендеса месторождения Ангостура.

f — разрывы.

вая содержит до трех продуктивных горизонтов известняковой брекчии с мергелистым цементом мощностью от 5 до 20 *м*, вторая слагается сильно трещиноватыми известняками. Плотность нефти, добываемой в области Веракрус, колеблется между 0,81—0,95 *г/см*^{3}.

Южная область тектонически изучена слабо. В кайнозойской толще западной части области (район Салина-дель-Истмо) установлен ряд погребенных соляных поднятий, однако часто не носящих характера типичных соляных диапиров, а более близких к соляным антиклиналям. На востоке области (район Макуспана-Кампече) также предполагается присутствие соленосной толщи. Нефтеносны миоценовые отложения. Коллекторы песчаного типа, отличаются невыдержанностью и линзообразностью. Весьма подчиненное значение как коллекторы имеют породы кэпрока соляных куполов. Месторождения связаны с указанными поднятиями, чаще всего соляными. Залежи пластовые, литологически экранированные и литологически ограниченные со всех сторон, а также тектонически экранированные на бортах поднятий и пластовые сводовые в верхних горизонтах, сводообразно изогнутых над соляным ядром. В области насчитывается до 50 месторождений, несколько из них расположено в мелководном шельфе Мек-

сиканского залива. Наиболее приближаются по своей структуре к обычным соляным куполам месторождения Эль-План и Рабон-Гранде в районе Салина-дель-Истмо.

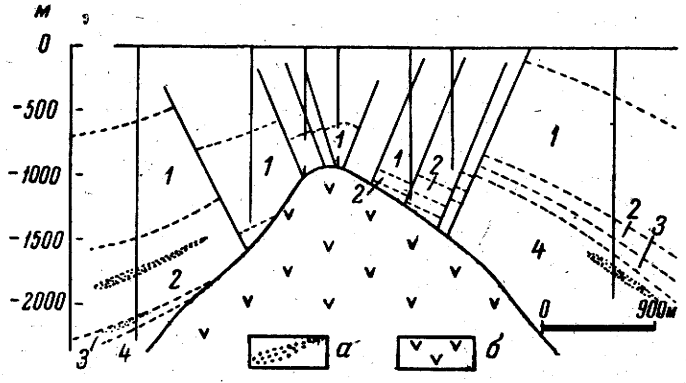


Рис. 377. Поперечный разрез южной части месторождения Эль-План.

1 — лигнитовый горизонт и свита филисола; *2* — свита верхняя консепсьон; *3* — свита нижняя консепсьон; *4* — свита энканто; *а* — нефтеносные песчаные горизонты; *б* — соль.

Месторождение Эль-План — крупнейшее в районе Салина-дель-Истмо (рис. 377). Размеры купола 6 × 4 *км*. Углы падения пластов на крыльях 35—45°. Сводовая часть поднятия разбита многочисленными сбросами, проникающими до соляного ядра. На различных блоках нефтеносны разные свиты миоцена, в основном энканто. Средне- и мелкозернистые песчаные линзообразные резервуары имеют мощность от 5 до 15 *м*, залегают на глубине от 700 до 2100 *м*. Плотность нефти в среднем 0,89 *г/см*³, наблюдается уменьшение ее сверху вниз по стратиграфическому разрезу.

Месторождение Рабон-Гранде частично расположено под водами Мексиканского залива (рис. 378). Подводная часть разрабатывается с суши направленными скважинами. Крылья купола нарушены двумя крупными сбросами. Нефтеносны шесть песчаных горизонтов миоценовой свиты энканто на глубине 670—1000 *м*. Два главных горизонта А и В представляют пластовые резервуары, остальные — линзообразные. Мощность их колеблется от 4—8 до 14—25 *м*. Плотность нефти в среднем 0,85 *г/см*³.

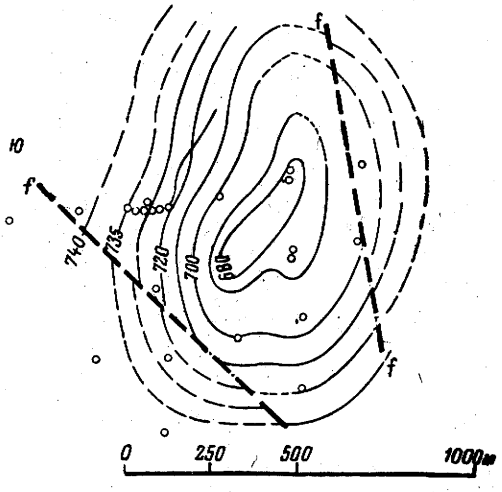


Рис. 378. Структурная карта кровли песчаников А свиты энканто месторождения Рабон-Гранде.

Месторождение Хосе-Коломо является одним из крупнейших нефтегазовых в районе Макуспана-Кампече. Структурно оно представляет симметричную брахиантиклиналь длиной около 7,5, шириной 5 *км*, с амплитудой до 330 *м*. Крылья ее нарушены рядом продольных сбросов, амплитуда которых увеличивается к своду, вследствие чего последний носит грабенообразный характер. Нефтеносны пять песчаных горизонтов миоценовой

свиты верхняя амате на глубине 1400—2200 *м*. Мощность их колеблется от 30 до 180 *м*. Пески мелкозернистые, в различной степени глинистые. Пористость песков 18—31%, проницаемость 74—3000 *мд*. Плотность нефти в среднем 0,79 *г/см*^{3}.

Месторождение Ксикаланго газовое. Расположено в районе Макуспана-Кампече. Связано с антиклиналью длиной около 8 *км* и шириной около 3 *км*, амплитуда которой на глубине 1300 *м* достигает около 180 *м*. Газоносный песчаный горизонт в свите верхняя амате залегает в сводовой части поднятия на глубине 1370—1550 *м* и разбит сбросом на два блока. Добываемый газ содержит 99,5% метана.

Характеристика основных структурных форм месторождений и типов залежей приведена в табл. 238.

Таблица 238

Основные структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Мексики

Структурные формы месторождений	Основные типы залежей		Районы развития и примеры месторождений
Пологие куполообразные поднятия симметричные, слабо нарушенные и ненарушенные	Пластовые	Сводовые, в меньшей степени литологически экранированные	Рейноса Мехикано (Северо-Восточная область) и Поса-Рика (Северная область)
Резко выраженные брахиантиклинали асимметричные, часто интенсивно нарушенные		Сводовые и тектонически экранированные	Ангостура (область Веракрус)
Соляные купола		Сводовые, литологически экранированные	Эль-План, Рабон-Гранде (Южная область)
		Литологически ограниченные	
Рифовые массивы	Массивные		Месторождения зоны Золотого Пояса (Северная область)

ЛИТЕРАТУРА

Бенавидес Л. О нефтяной геологии Мексики. XX Международный геологический конгресс. Гостоптехиздат, 1959.

Alvarez Ir. M. New Oil development in Mexico in relation to regional geologic setting. Comptes rendus de la dix — neuvieme session du Congress geol. internat. Section XIV. Fascicule XVI. Alger, 1953.

Murray Grover E. Geology of the Atlantic and Gulf Coastal province of North America. New-York, 1961.

§ 4. КУБА

На территории Кубинской Республики известен ряд небольших месторождений нефти, сосредоточенных в Северо-Кубинском и Южно-Кубинском осадочных бассейнах, разделенных ларамийским складчатым сооружением — Центральной Кордильерой (рис. 379).

Северо-Кубинский бассейн раскрывается в сторону Багамской банки и по существу представляет южную краевую часть Багамской платформы. Последняя характеризуется складчатым фундаментом предположительно палеозойского возраста и осадочным чехлом, начинающимся снизу верхнеюрскими отложениями. Мезо-кайнозойские образования осадочного чехла представлены преимущественно карбонатными породами суммарной мощ-

ностью более 4000 *м* (табл. 239). Южно-Кубинский бассейн открывается в сторону Юкатанской впадины Карибского моря и сложен в основном кайнозойскими осадками мощностью более 1500 *м*.

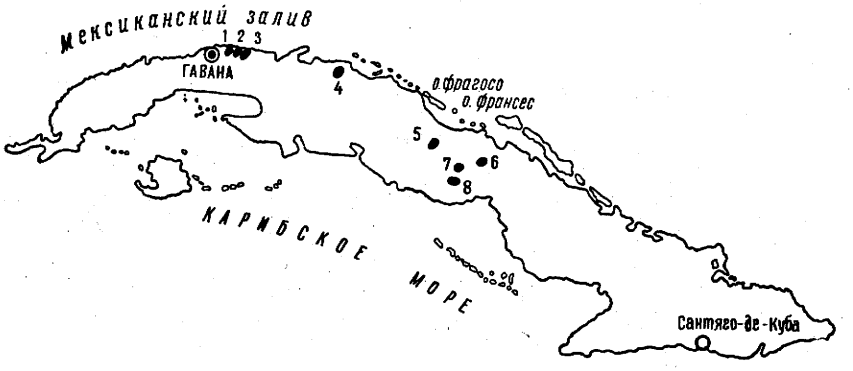


Рис. 379. Обзорная карта размещения нефтяных месторождений Кубы.

1 — Санта-Мария; *2* — Бакуранао-Крус-Верде; *3* — Гуанабо; *4* — Мотембо; *5* — Ярахуека; *6* — Кристалс; *7* — Ятибонико; *8* — Каталина.

Таблица 23

Схематический сводный литолого-стратиграфический разрез отложений кубинских бассейнов

Система, отдел	Краткий литологический состав	Мощность, *м*
Миоцен	Известняки толстослоистые, весьма пористые, иногда с мощными прослоями конгломератов. В верхах толщи бывают гипсы	До 500
Палеоген	Мергели белые и желтоватые, известняки, известковистые пески, иногда писчий мел	До 1500
Мел	Известняки кристаллические, прослои мергелей, песчаники и пирокластические породы	~300
	Брекчии известняка и серпентинитовоовая галька, сцементированная плотным белым известковистым цементом	~200
	Известняки органогенные, пронизанные тонкими прожилками кальцита, часто пропитаны нефтью	~900
Юра верхняя	Известняки массивные, синие, с обильными следами нефти, иногда перекрываемые известняковыми конгломератами мощностью до 60 *м*	>660
	Изверженные и метаморфические породы фундамента	—

Залежи нефти и асфальта известны с середины XIX в. Первое нефтяное месторождение Бакуранао открыто в 1864 г., а с 1881 г. началось его промышленное освоение. В этом же году близ Карденаса на площади Мотембо с глубины 90 и 250 *м* получена нефть; в последующие годы здесь вскрыто еще несколько продуктивных горизонтов. Однако поиски новых месторождений до 1954 г. проводились в ограниченном масштабе и лишь после того, как было открыто месторождение Ятибонико, резко усилились. Это позволило выявить ряд новых месторождений: Каталина, Санта-Мария (1955) *, Кристалс (1956) *, Гуанабо (1957) * и др. После революции

поисково-разведочные работы на нефть стали проводиться Гаванским институтом нефти. В результате открыто несколько благоприятных для залежей нефти структур, на которых ведется разведочное бурение. С 1963 г. бурение ведется на островах Фрагосо и Франсес.

Основными продуктивными горизонтами, содержащими подавляющую часть залежей, являются постэоценовые серпентиниты, контактирующие с меловыми, палеогеновыми и неогеновыми отложениями. В районе Ятибонико несколько продуктивных горизонтов связано с вулканогенными породами верхнего мела.

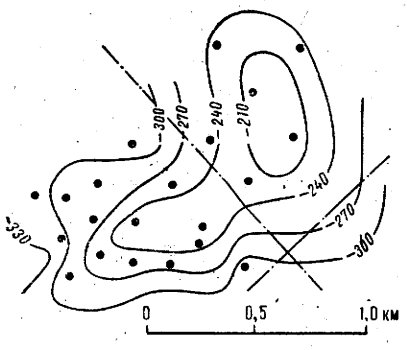


Рис. 380. Схематическая структурная карта кровли нефтяного горизонта месторождения Ятибонико (по G. A. Seiglie).

Месторождение Ятибонико (рис. 380) расположено в центральной части страны, в провинции Камагуэй. Открыто в 1954 г. Приурочено к сравнительно просто построенной брахиантиклинали. Продуктивны вулканогенные породы мелового возраста, залегающие на глубине 330—390 *м*. Плотность нефти 0,959—0,964 *г/см*³. Начальные дебиты нефти в первое время разработки месторождения достигали 100—120 *т/сутки*.

Месторождение Мотембо расположено на моноклинали, нарушенной внедренным серпентинитовым телом. Залежь нефти связана с этими серпентинитами, ограниченными мергелями палеогенового возраста.

Месторождение Бакуранао находится несколько северо-восточнее Гаваны и также связано с моноклиналью. Нефть добывается с глубины 120—360 *м* из серпентинитов, контактирующих с меловыми отложениями. В 1964 г. на месторождении пробурена глубокая скважина, прошедшая серпентинитовое тело. Скважина вошла в песчаники и конгломераты мела с обильными нефтепроявлениями.

Сведения по основным нефтяным месторождениям Кубы приведены в табл. 240.

Таблица 240

Характеристика основных нефтяных месторождений Кубы

Месторождение	Год открытия	Количество пробуренных скважин	Глубина залегания продуктивных горизонтов, *м*	Наименование продуктивного горизонта	Плотность нефти, *г/см*³	Добыча за 1964 г., *т*
Мотембо	1881	1000	120—510	Серпентиниты	0,731—0,738	313
Бакуранао-Крус-Верде	1864	50	120—360	»	0,887	3 657
Ярахуека	1943	50	150—900	»	0,834—0,825	1 203
Ятибонико	1954	43	330—390	Вулканогенные породы мела	0,964—0,959	12 486
Крус-Верде	1955	20	300—390	Серпентиниты	0,887	391
Санта-Мария	1955	6	660—1800	»	0,887—0,959	771
Пинас Алтас	1956	6	—	»	—	172
Кристалс	1956	49	—	Конгломераты мела	—	20 225
Суммарная	—	1224	—	—	—	39 218

ЛИТЕРАТУРА

Whithney J. Lewis Geology of Cuba. Bull. Amer. Ass. of Petrol, Geol., No 6, 1932.

§ 5. ДОМИНИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

На территории Доминиканской Республики имеется ряд небольших осадочных бассейнов, перспективных для обнаружения залежей нефти. Однако промышленных скоплений, несмотря на обильные нефтепроявления и притоки нефти в скважинах, не обнаружено. Бассейны сложены осадочными толщами кайнозойского возраста предполагаемой мощностью до 7000 *м* и разделяются выступами изверженных и метаморфических пород Центральной Кордильеры или ее ветвей.

Основные нефтепоисковые работы проводились в бассейне Асуа, расположенном на юге страны. В районе Игерито в 1904 г. непосредственно вблизи выходов нефти на поверхность пробурена скважина, пересекшая нефтяной пласт на глубине около 300 *м*. До 1907 г. из пробуренных восьми скважин здесь извлечено несколько сотен тонн нефти. В 1920, 1927—1928, 1943 гг. объем бурения превышал 1000 *м*, однако промышленные притоки не были отмечены. На соседнем поднятии Малено нефтепоисковые работы ведутся с 1920 г. Здесь получено небольшое количество нефти и газа из линз песчаников, залегающих в толще нижнего миоцена на незначительной глубине.

ЛИТЕРАТУРА

Пеньья Ф. Г. Основные седиментационные бассейны Доминиканской Республики и перспективы их нефтеносности. XX Международный геологический конгресс, т. III. Гостоптехиздат, 1959.

Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, No 7, 1965—1966.

§ 6. КОСТА-РИКА

На территории Коста-Рика известно небольшое месторождение нефти Коколес, выявленное в 1956 г. Оно приурочено к осадочному бассейну, открывающемуся в Карибское море и с юго-запада ограниченному мезокайнозойскими сооружениями Анд Центральной Америки. Бассейн сложен кайнозойскими отложениями мощностью более 3000 *м*. Нефть получена с глубины около 1700 *м* из известняков олигоцена при дебите 154 *т/сутки*.

ЛИТЕРАТУРА

Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, No. 7, 1966.

ЛИТЕРАТУРА К ГЛ. VI

Бакиров А. А. Нефтегазоносные области Америки. Гостоптехиздат, 1959.

Брод И. О., Васильев В. Г. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. Изд-во «Недра», 1965.

Вер-Вибе В. А. Как находят нефть. Гостоптехиздат, 1959.

XX Международный геологический конгресс. Материалы по геологии нефти, т. III. Гостоптехиздат, 1959.

Леворсен А. И. Геология нефти. Гостоптехиздат, 1958.

V Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1961.

Радченко О. А. Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. Гостоптехиздат, 1965.

Распространение нефти. Симпозиум амер. ассоц. геологов-нефтяников. Под ред. Л. Г. Уикса, пер. с англ. под ред. И. О. Брода и В. Б. Оленина. Гостоптехиздат, 1961.

Успенская Н. Ю. Нефтегазоносность палеозоя Североамериканской платформы. Гостоптехиздат, 1950.

Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, No 7, 1965—1966.

ГЛАВА VII

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНОЙ АМЕРИКИ

Бóльшая часть (около 70%) Южно-Американского материка занята докембрийской платформой с крупными щитами, обрамленной на западе молодым краевым Предандийским прогибом, а на востоке местами окраинно-материковыми грабенами. В средней части платформы в широтном направлении протягивается крупная Амазонская синеклиза, на юго-востоке — крупная Паранская синеклиза.

Значительная часть нефтяных и газовых месторождений связана с Предандийским прогибом, протягивающимся от Тринидада и Восточной Венесуэлы на севере материка через Восточную Колумбию, Перу, Боливию, Аргентину и Чили до южной оконечности континента. Ряд поперечных поднятий различной тектонической природы и степени выраженности расчленяют прогиб на несколько впадин, содержащих нефтяные и газовые месторождения. Наиболее крупными являются Восточно-Венесуэльский (Оринокский) и Центрально-Предандийский бассейны, расположенные на территории главным образом Боливии и Аргентины.

На севере материка в Андах выделяется межгорный Маракаибский бассейн, западнее — внутригорный бассейн долины р. Магдалены (Западная Колумбия), в прибрежной тихоокеанской части Перу и Эквадора — небольшой Гуаякильский нефтегазоносный бассейн.

В пределах платформенной части материка наибольшее количество месторождений (свыше 20) открыто в окраинно-материковом грабене штата Баийя Бразилии (бассейн Реконкаво), четыре месторождения известно в грабене Сержипе Алагоас, расположенном южнее.

В пределах Амазонской синеклизы имеется два нефтяных месторождения.

§ 1. ВЕНЕСУЭЛА

Венесуэла — одна из наиболее крупных нефтедобывающих стран мира (рис. 381).

Выходы асфальта в районе оз. Маракаибо разрабатывались давно. Первое промышленное предприятие по добыче тяжелой нефти организовано в 1878 г. в штате Тачира. Промышленная добыча в больших масштабах начата в 1917 г. на месторождении Мене-Гранде, открытом в 1914 г. Интенсивная добыча нефти поддерживается довольно большим по объему и разнообразным по содержанию комплексом поисково-разведочных работ.

В пределах страны выделяются три нефтегазоносных бассейна: Маракаибо, Ориноко (Льяноса) и Апуре (Баринас). Северо-восточнее бассейна Маракаибо может быть выделен небольшой бассейн Фалькон, или Токуйо. Площадь бассейна Маракаибо 67 тыс. *км*^{2}, бассейна Фалькон 38 тыс. *км*^{2}, Ориноко 144 тыс. *км*^{2}, Апуре 87 тыс. *км*^{2}.

Всего в Венесуэле известно более 150 месторождений, преимущественно нефтяных.

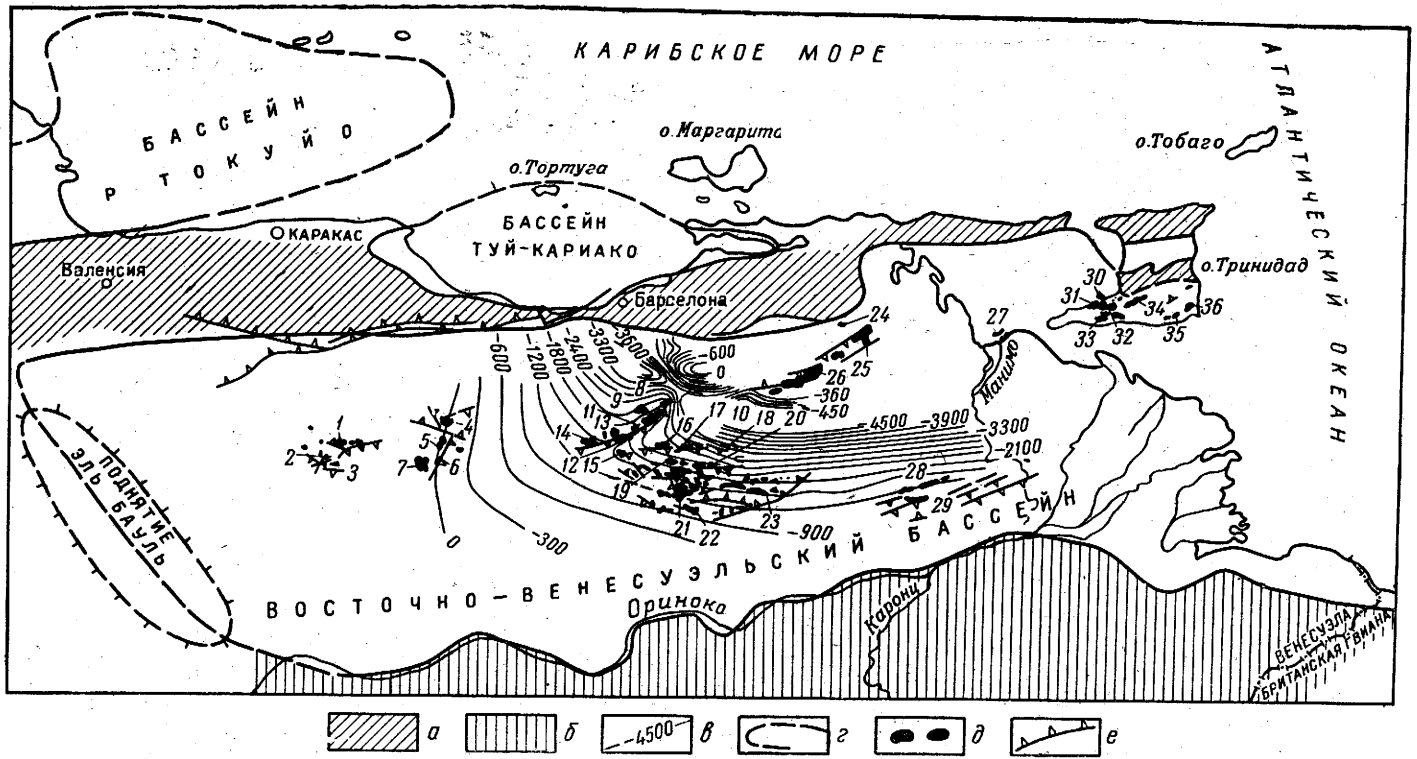


Рис. 381. Карта размещения основных нефтяных месторождений Венесуэлы и Тринидада.

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. *1—36* — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади: *1* — Лас-Мерседес, *2* — Гуавинита, *3* — Паласьо, *4* — Тукупита, *5* — Сабан, *6* — Бельявиста, *7* — Руис; *8* — Санта-Роса, *9* — Эль-Робле, *10* — Гуарио, *11* — Сан-Хоакин, *12* — Копоро, *13* — Санта-Анна-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* — Гуайягуайяре.

БАССЕЙН МАРАКАИБО

Бассейн расположен в северо-западной части Венесуэлы; южная его окраина (районы Кукута и Барко) распространяется в пределах Колумбии. Обрамляется бассейн складчатыми сооружениями, выраженными на поверхности горными хребтами и грядами. Складчатое обрамление образовано Восточной Кордильерой, Сьерой-де-Периха, Андами Мерида, поднятием Трухильо. Восточная Кордильера сложена гранитами и мощными толщами палеозоя и мезозоя; простирание Кордильер в пределах Колумбии северо-северо-восточное, у границы с Венесуэлой резко меняется на северо-северо-западное. У северной оконечности Восточной Кордильеры от нее ответвляется хребет Сьерра-де-Периха, простирающийся в северо-восточном направлении. С юго-востока бассейн обрамлен Андами Мерида, сложенными породами палеозойского и мезозойского возраста; на севере Анды Мерида без перерыва переходят в береговой хребет Северной Венесуэлы. Поднятие Трухильо ответвляется от Анд Мерида и ограничивает бассейн с востока; сложено сильно дислоцированными отложениями эоцен-олигоцена. За северную оконечность Маракаибского бассейна условно может быть принята зона широтного разлома Ока; по разлому опущено северное крыло, амплитуда опускания не установлена. В северной части бассейна выделяется поперечное поднятие — свод Тотумо (Маракаибская платформа, по Ганселес де Хуану и Понте Родригу, 1951); поднятие сложено меловыми отложениями, срезанными эрозией. Строение Маракаибского бассейна асимметричное, самая погруженная часть расположена у подножья Анд Мерида; складки и разрывы в основном сохраняют простирание ближайших тектонических зон, обрамляющих бассейн.

Наиболее крупные нефтяные месторождения протягиваются широким поясом вдоль побережья оз. Маракаибо — с юго-востока на северо-запад от месторождения Мототан на юго-востоке до месторождения Амана на северо-западе. Нефтяные месторождения известны также к юго-западу от оз. Маракаибо и в бассейне Фалькон (несколько мелких месторождений).

Многочисленные выходы нефти и асфальта с давних времен известны вдоль бортов бассейна. В западной части его выходы нефти связаны с песчаниками палеоцена и эоцена, в восточной — с песчаниками эоцена и олигоцен-миоцена. Проявления нефти в меловых отложениях довольно редки. Открытие ряда месторождений, например Мене-Гранде, Ла-Роса, Ла-Пас, Тотумо, Эль-Менито, Рио-де-Оро, Тарфе и др., обусловлено бурением на месте выходов нефти. Первые попытки бурения на нефть, как уже было сказано, относятся к 1878 г. Однако практически промышленная добыча нефти начата лишь в 1917 г. на месторождении Мене-Гранде. Разведка одного из крупнейших месторождений Венесуэлы Боливар началась в 1917 г.; в 1922 г. был получен фонтан нефти с суточным дебитом 15 тыс. *т*. Принципиальное значение для развития района имело открытие промышленной нефти в 1944 г. в меловых известняках на месторождении Ла-Пас (табл. 241). В 1962 г. промышленный приток нефти из меловых отложений получен также на оз. Маракаибо с глубины около 4400 *м*.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Стратиграфия и литологическая характеристика пород, развитых в бассейне, приведены в табл. 242. Распределение нефтегазоносности по разрезу охарактеризовано в табл. 243.

Залежи нефти и газа известны в кайнозойских и мезозойских отложениях. Наиболее продуктивны свиты ла-гунилас и ла-роса — миоцена,

Таблица 241

Характеристика некоторых нефтяных месторождений Венесуэлы
(по О. Б. Миллеру, К. Л. Эдвардс и др. с добавлениями)

Месторождение, год открытия	Глубина скважины-первооткрывательницы, м	Основания для заложения скважин-первооткрывательниц	Возраст (наименование) нефтеносных отложений
Ла-Петролиа (Алкитрана), 1878	38	Выходы нефти	Свита мито-хуан
Мене-Гранде, 1914	133	То же	Олигоцен—миоцен
Тотумо, 1915	368	»	Породы фундамента
Рио-де-Оро, 1915	329	Геологическая съемка	Свита кататумбо
Тарра (Эль-Кубо—Лас-Крусес), 1916	263	То же	Песчанистые сланцы
Ла-Роса (Кабимас), 1917	701	Выходы газа	Свита ла-роса
Мисоа—Лос-Барросос, 1918	297	Выходы нефти	Эоцен
Ла-Пас (Гуасаре), 1923	226	Выходы нефти, геологическая съемка, структурное бурение	Свита гуасаре
Паухи, 1923	374	Выходы нефти	Олигоцен—миоцен
Консепсион, 1925	1041	Геоморфологические исследования; геологическая съемка	Олигоцен—миоцен (песчаники), рамилетте и пунта горда
Эль-Менито, 1925	917	Выходы нефти	Олигоцен—миоцен
Лагунильяс, 1926	1047	Общие наблюдения	То же
Мене-Гранде, 1926	544	Бурение	Эоцен
Лос-Мануэлес, 1927	1038	Геологическая съемка	Песчанистые сланцы
Амана, 1928	1255	То же	Свиты эль фаусто и орумо
Тиа Хуана, 1928	744	Общие наблюдения	Олигоцен—миоцен
Нетик, 1929	1727	Геологическая съемка, геофизические исследования	Эоцен
Бачакеро, 1930	1217	Общие наблюдения	Олигоцен—миоцен
Пуэбло Вьехо, 1939	1200	Гравиразведка, бурение	Эоцен
Озеро Маракаибо, 1939	1480	Бурение	»

Продолжение табл. 241

Месторождение, год открытия	Глубина скважины-первооткрывательницы, м	Основания для заложения скважин-первооткрывательниц	Возраст (наименование) нефтеносных отложений
Ла-Пас, 1944	1334	Геологическая съемка, бурение	Мел
Мара, 1945	1803	Геологическая съемка, структурное бурение, сейсморазведка	»
Энсенада, 1946	1951	Сейсморазведка	Эоцен
Боскан, 1946	2879	»	Песчаники боскан
Западная Тарра, 1947	2752	Сейсморазведка, геологическая съемка	Мел
Макоа, 1947	3462	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение	»
Сибукара, 1948	4035	То же	»
Консепсион, 1948	3626	»	»
Альтуритас, 1950	5112	Сейсморазведка	Свита ангостура
Сардината, 1950	2817	»	Мел
Западная Тарра, 1951	1442	Бурение	Свита кататумбо
Рио-де-Оро, 1951	2499	Геологическая съемка	Мел
Мара, 1952	1680	Бурение	Эоцен, формация гуасаре
Мотатан, 1952	2834	Сейсморазведка	Формация мисоа
Ла-Пас, 1953	2667	Бурение	Породы фундамента
Мара, 1953	3203	»	То же
Синко, 1953	2550	»	Эоцен, песчаник
Тигуоке, 1953	1020	—	Миоцен — олигоцен, песчаник
Ксута, 1956	2880	—	Эоцен, песчаник
Лана, 1961	—	Бурение	То же
Ламар, 1962		»	»
Сентро, 1962			

Таблица 242

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Маракайбо

Отдел	Серии, свиты, слои			Литологический состав	Мощность (ориентировочная), м
Плейстоцен	Эль-милагро			Пески с прослоями гравия	630
Миоцен	Ла-вила	Несогласие			
		Ла-пуэрта		Переслаивающиеся пески, глины и глинистые сланцы	660
		Ла-гунилас (ла-вила)		Чередующиеся пески, песчаники, мергели, глины и глинистые сланцы	300
Олигоцен	Ла-роса			Переслаивающиеся пески, песчаники и глины	180—600
	Икотеа			Песчаники и глинистые сланцы	140
	Несогласие				
Эоцен	Консепсион	Амбросио		Глинистые сланцы с прослоями песчаников	110—150
		Паухи	Лас-флорес	Чередующиеся глины, глинистые сланцы и песчаники	1290
			Потреритос	Глинистые сланцы, глины и песчаники	865
		Мисоа		Песчаники, глины, глинистые сланцы	1020—1500
	Несогласие				
Палеоцен	Гуасаре			Песчаники и известняки, переходящие книзу в глины	300
Мел верхний	Глины ла-пас	гвазаре		Глины плотные	210
		мито-хуан		Глины раскалывающиеся, трещиноватые	120—180
		колон			50—60
	Известняк колон			Известняк тонкокристаллический, глинистый	~30
	Глауконитовая зона			Известняк, богатый глауконитом и пиритом	4—6
	Известняк ла-луна			Известняк слоистый, черный, битуминозный, тонко- или среднезернистый с окремнелыми прослоями и остатками рыб	130

Продолжение табл. 242

Отдел	Серии, свиты, слои		Литологический состав	Мощность (ориентировочная), м
Мел средний	Известняк коголло	Верхний	Известняки тонкокристаллические, оолитовые и детритовые	112—130
		Средний	Известняки оолитовые, песчанистые, глинистые, в нижней части с прослоями доломитов	~225
		Нижний	Известняки тонкокристаллические, глинистые	~80
			Несогласие	
Мел нижний	Рио-негро		Песчаники грубозернистые, плотные, с обломками пород фундамента	30—300, местами до 1000

Таблица 243

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе Маракаибского бассейна

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, м	Свойства коллекторов		Примеры месторождений
				пористость, %	проницаемость, мд	
Мел	Коголло и ла-луна	Известняки трещинные	480—540	2—3	0,1	Мара, Ла-Пас, Консепсион, Сибонура
		Известняки и известковистые песчаники		5,5	10	Петралио
Палеоцен—эоцен	Гвазаре—Консепсион	Пески и песчаники	300—1200	18—22	—	Ла-Пас, Консепсион, Боскан
Олигоцен—миоцен	Икотеа—ларроса—лавила	То же	600—1200	25—26	—	Боливар и др.

мисоа эоцена, ла-луна и коголло мела. Известняки мела нефтегазоносны в районе Мара-Маракаибо. Легкая нефть добывается из трещиноватых известняков свит коголло и ла-луна. Мощность продуктивной части достигает 480—540 *м*, высота залежей 1800 *м* на месторождении Ла-Пас и 2100 *м* на месторождении Мара. Пористость нетрещиноватой части известняков в среднем колеблется около 2—3%, проницаемость порядка 0,1 *мд*. В районе Барко-Колон известняки более песчанистые с пористостью до 5,5% и проницаемостью до 10 *мд*. Незначительные залежи нефти и газа известны в свите мито-хуан. Палеоцен-эоценовый комплекс нефтеносен по всему бассейну. Мощность толщи изменяется от 310 *м* на месторождении Ла-Пас до 1200 *м* на месторождениях Консепсион, Боскан. Пористость коллекторов 18—22%. Олигоцен-миоценовая, в основном миоценовая, продуктивная толща представлена песчанисто-глинистыми отложениями. Мощность толщи достигает 1000 *м* и более. Коллекторами служат пески и слабо сцементированные песчаники пористостью 25—26% (см. табл. 243).

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На западном борту бассейна, в особенности в его северной и южной частях, и на восточном борту, на крайнем юге и северо-востоке месторождения связаны с отдельными брахиантиклиналями, входящими в состав краевых антиклинальных зон складчатого обрамления бассейна (табл. 244).

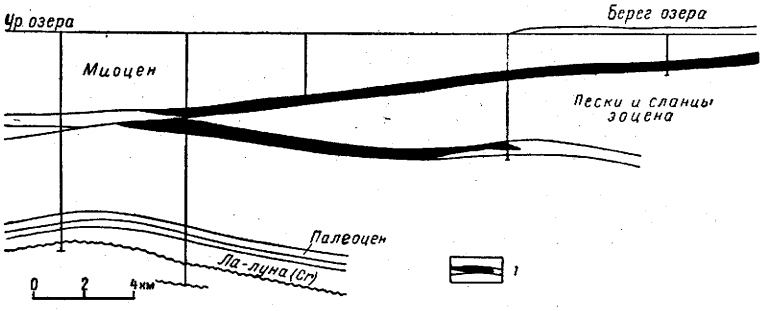


Рис. 382. Поперечный разрез месторождения Боливар-Коустал (по Е. Менчеру, 1953).

1 — залежи нефти.

Почти все брахиантиклинали в значительной степени нарушены разрывами. В северо-восточной части бассейна развиты нефтяные залежи стратиграфического типа. Они связаны: 1) частично или полностью с выклиниванием палеоцен-эоценовых коллекторов или с их срезанием поверхностью несогласия между породами эоцена и олигоцен-миоцена; 2) с выклиниванием олигоцен-миоценовых и миоценовых коллекторов.

Характеристика отдельных месторождений приведена в табл. 245.

В полосе развития наиболее крупных месторождений бассейна выделяются две площади: Боливар-Коустал у северо-восточной оконечности оз. Маракаибо и месторождения округов Маракаибо и Мара на северо-западе его.

Месторождение Боливар простирается полосой шириной примерно 70 *км*, значительная часть его находится под водами озера. Некоторые скважины на озере удалены от берега на 17—19 *км*. Месторождение при-

урочено к моноклинали. Надэоценовые отложения падают на юго-запад под углами 2—10°, местами разбиты сбросами. Эоценовые и кайнозойские пласты пород наклонены также в общем на юго-запад, несколько дислоцированы, образуют антиклинальные складки и нарушены разрывами (рис. 382). Стратиграфические перерывы, различная степень смятия толщ, многочисленные разрывы обусловливают на месторождении большое разнообразие типов залежей. В послеэоценовых отложениях наиболее развиты

Таблица 244

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Маракаибского бассейна

Структурные формы	Типы залежей	Типичные месторождения
Антиклиналь	Сводовые	Боливар, Мене-Гранде, Ла-Пас, Мара, Эль-Мене, Эль-Кубо, Ла-Консепсион, Кумаребо, Лос-Крусес
	Массивные	Ла-Пас, Тотумо, Мара
	Литологически экранированные	Боливар, Мене-Гранде, Эль-Мене, Босанеро
	Литологически со всех сторон ограниченные	Эль-Мене
	Стратиграфически экранированные	Боливар, Мене-Гранде, Эль-Мене, Боскан, Мене-Мауроа
Моноклиналь	Литологически выклинивающиеся	Боливар, Эль-Менито-Паухи
	Экранированные асфальтом	Мене-Гранде

литологически экранированные залежи. В породах эоцена встречаются сводовые, литологически, стратиграфически и тектонически экранированные залежи. Породы эоцена на фоне общего погружения к юго-западу образуют пологие складки; иногда залежи нефти в эоцене приурочены к крыльям этих складок, падающим на северо-восток. Залежь в разрезе эоцена находится в северо-восточном крыле складки и экранирована поверхностью несогласия. Залежь в миоцене относится к типу литологически выклинивающихся. Продуктивны отложения свит ла-пуэрта, ла-гунилас, ла-роса, икотеа. Промышленная добыча из свиты ла-пуэрта не ведется. В свите ла-гунилас коллекторами служат слабо сцементированные пески с эффективной пористостью до 25%. На разных участках месторождения в этой свите выделяется разное количество продуктивных зон: от двух до пяти. Плотность нефти меняется от 0,830 до 0,996 *г/см*^{3}, начальные давления составляли примерно 70 *кГ/см*^{2}. В свите ла-роса коллекторами служат пески с эффективной пористостью 25%. Выделяется около четырех продуктивных зон. Плотность нефти меняется от 0,899 до 0,996 *г/см*^{3}. Начальное давление составляет 127 *кГ/см*^{2}. Плотность нефти из песков свиты икотеа меняется от 0,920 до 0,940 *г/см*^{3}. Начальные пластовые давления равны примерно 74 *кГ/см*^{2}.

Месторождения Мене-Гранде приурочено к моноклинали, осложненной структурным носом по миоценовым отложениям, и к брахиантиклинали

Таблица 245

Характеристика нефтеносных районов Маракаибского бассейна
(по Дж. Б. Миллеру, К. Л. Эдвардсу, П. П. Уолкотту и др., 1958)

Месторождение и нефтеносная площадь	Типы структурных форм и ловушек	Возраст продуктивных отложений	Плотность нефти, г/см³; характер основания нефти	Характеристика коллекторов
Восточная часть штата Сулия				
Прибрежная зона Боливар, включая подводные площади на оз. Маракаибо	В послеэоценовых отложениях стратиграфические ловушки на гомоклинали, осложненной разрывами. В эоценовых отложениях площади Пуэбло-Вьехо и подводных площадей разрывы и складки	Послеэоценовые и эоценовые	0,88—1,00; асфальтовое	Песчаники, обычно с высокой пористостью и проницаемостью
Мене-Гранде	Нарушенная антиклиналь	То же	0,85—0,94; асфальтовое	В послеэоценовых отложениях континентальные песчаники, в эоценовых песчаники с изменчивой пористостью и проницаемостью от высокой до низкой
Эль-Менито — Паухи	Линзы песчаников на нарушенном крыле антиклинали	Эоцен	0,89—0,91; асфальтовое	Проницаемость коллекторов низкая; продуктивность связана в основном с трещиноватостью
Лос-Барросос — Мисоа	Стратиграфические ловушки; замкнутые структурные формы отсутствуют	»	0,93—0,96; асфальтовое	То же
Мотатан	Нарушенная антиклиналь	»	0,86	»
Мара-Маракаибо				
Амана	Залежи, экранированные разрывом	Эоцен	0,89	Песчаники, ограниченно распространенные
Нетик	Узкая присводовая часть антиклинали, входящей в антиклинальную зону Ла-Пас	»	0,89	То же
Ла-Консепсион	Нарушенная антиклиналь	Эоцен, мел	0,84—0,86; парафиновое	Песчаники с высокой пористостью и проницаемостью; трещиноватые известняки

Продолжение табл. 245

Месторождение и нефтеносная площадь	Типы структурных форм и ловушек	Возраст продуктивных отложений	Плотность нефти, г/см³; характер основания нефти	Характеристика коллекторов
Мара-ла-Пас	Брахиантиклиналь, осложняющая крупную асимметричную нарушенную антиклиналь	Палеоцен	0,87—0,97; смешанное	Песчаники и трещиноватые известняки
		Мел и породы фундамента	0,86	Трещиноватые известняки и породы фундамента
Сибукара	Нарушенное разрывами структурное поднятие	Мел	0,83; парафиновое	Трещиноватые известняки
Урданета-Периха				
Боскан	Стратиграфические и экранированные разрывами ловушки	Эоцен	0,97—1,00; асфальтовое	Песчаники с высокой и очень высокой пористостью и проницаемостью
Сен-Хосе	Нарушенное куполообразное поднятие	»	0,97	То же
Энсенада	Нарушенная антиклиналь	»	0,74; конденсат	Песчаники с низкой проницаемостью
Альтуритас	Нарушенное куполообразное поднятие	Палеоцен	0,93; асфальтовое	Песчаники с высокой пористостью и проницаемостью
Макоа	Структурный нос, осложняющий нарушенную антиклиналь	Мел	0,86—0,98; асфальтовое	Трещиноватые известняки
Тотумо	Срезанная эрозией и перекрытая относительно молодыми отложениями сводовая часть структурного поднятия	Породы фундамента	0,93; асфальтовое	Трещиноватые породы фундамента
Барко-Колон				
Лос-Мануэлес, Эль-Кубо — Лас-Крусэс	Отдельные скопления, приуроченные к антиклинальной зоне, осложненной надвигом: плоскость последнего падает к западу	Эоцен и палеоцен	0,87 смешанное	Многочисленные горизонты песчаников с высокой и чрезвычайно высокой пористостью и проницаемостью

с серией разрывов в эоценовых отложениях. В породах миоцена залежи экранированы асфальтом на выходах этих свит на поверхность. В породах верхнего эоцена залежь нефти стратиграфически экранированная, в свите мисоа нижнего эоцена залежь пластовая сводовая, разбита (возможно, экранированная) разрывами. В разрезе миоцена коллекторами служат пески свит ла-вила и ла-роса. В свите ла-вила выделяются пески тар, содержащие нефть плотностью около 1,0 *г/см*³. В свите ла-роса имеется пять продуктивных пластов общей мощностью до 165 *м*, пористость изме-

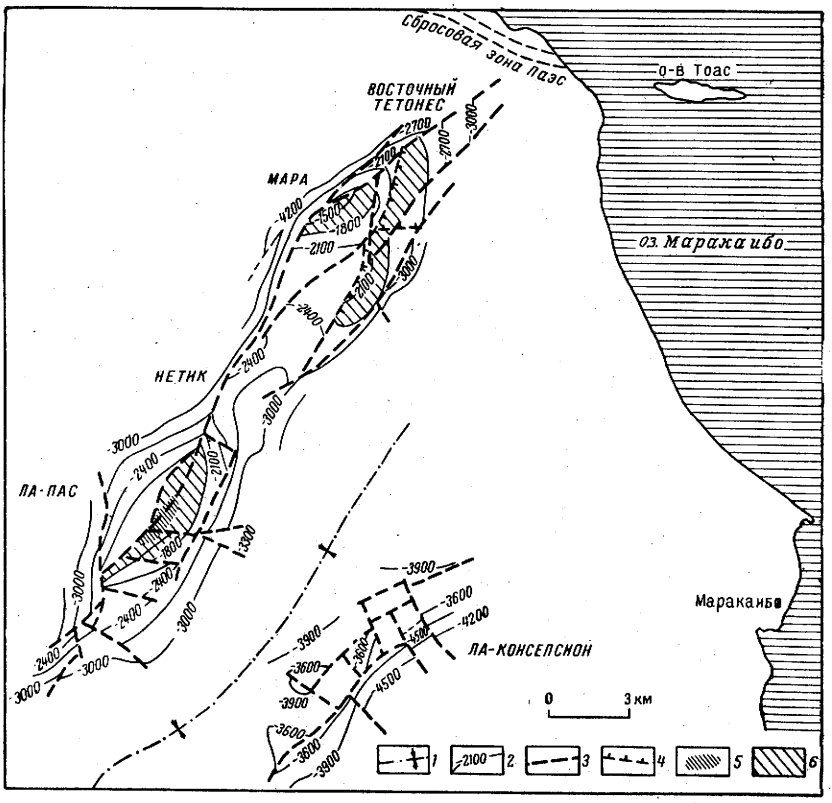


Рис. 383. Структурная карта кровли известняка колон месторождений Ла-Пас и Мара (по Смиту, 1951).

1 — ось синклинали; *2* — изогипсы кровли известняка колон; *3* — тектонические нарушения; *4* — зоны выклинивания коллекторов, *5* — первоначальная газовая шапка; *6* — газовая шапка через 6 лет.

няется от 27 до 31%, плотность нефти колеблется в пределах от 0,924 до 1 *г/см*³. Начальные пластовые давления составляют около 77 *кГ/см*². В разрезе эоцена коллекторами служат пески и песчаники свит мисора и пауджи. Всего в нем известно пять продуктивных пластов. Плотность нефти колеблется от 0,87 до 0,914 *г/см*³.

Месторождения округов Маракаибо и Мера располагаются на западном берегу оз. Маракаибо. Важную роль в развитии этого района сыграло открытие легкой нефти в известняковых свитах ла-луна верхнего мела и когогло нижнего мела. Наиболее крупными являются месторождения Ла-Пас, Мара, Боскан и Консепсион.

Месторождения Ла-Пас и Мара приурочены к резко выраженной антиклинали, вытянутой с северо-северо-запада на юго-юго-восток параллельно

горной цепи Периха (рис. 383, 384). Основные продуктивные горизонты — трещиноватые известняки верхнего и нижнего мела. Кроме того, нефть получают из песчаников эоцена и палеоцена. Начальные дебиты по скважинам в меловых известняках достигали 1200 *т/сутки*. Нефть из кайно-

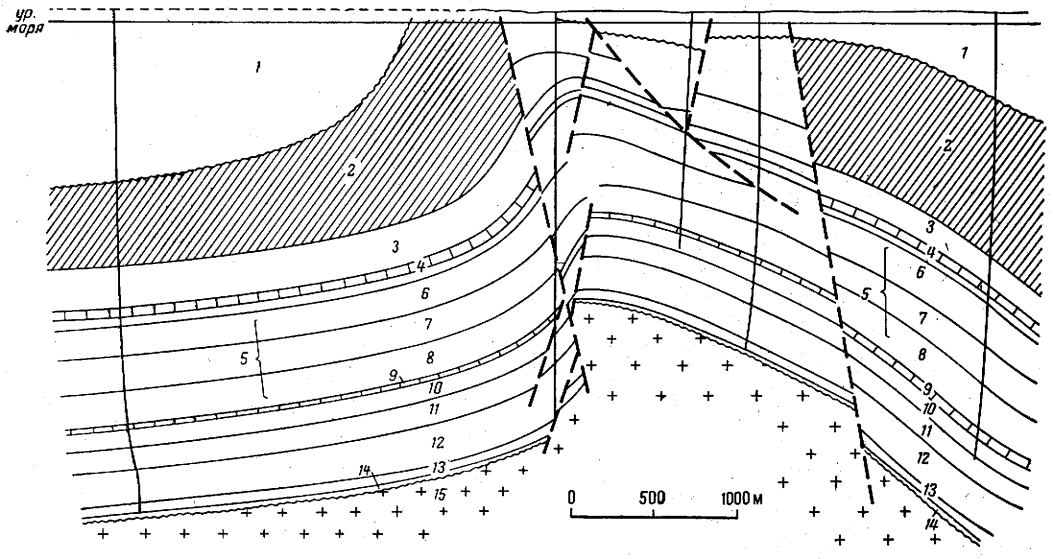


Рис. 384. Разрез месторождения Ла-Пас (по Смиту, 1951).

1 — кайнозойские отложения; *2* — эоцен; *3* — гуасаре; *4* — известняк гуасаре; *5* — глины ла-пас, *6* — гуасаре, *7* — митохуан; *8* — колон; *9* — известняк колон; *10* — известняк ла-луна; *11—13* — когогло: *11* — верхний, *12* — средний, *13* — нижний; *14* — базальный песчаник; *15* — породы фундамента.

зойских отложений тяжелая плотностью 0,88—0,98 *г/см*³. Залежи в меловых известняках содержат легкую нефть плотностью 0,857 *г/см*³. В 1953—1954 гг. получены промышленные притоки нефти из трещиноватых метаморфических пород фундамента. Добыча нефти из пород фундамента на месторождении Ла-Пас в 1955 г. достигала 10,6 тыс. *т/сутки*.

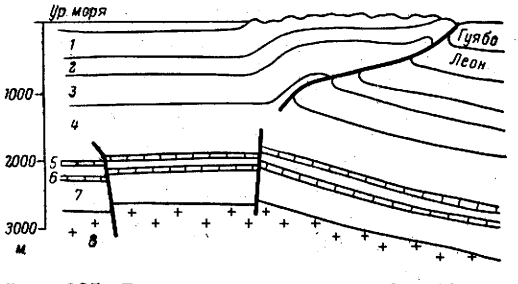


Рис. 385. Разрез месторождения Лас-Крусес (по Е. Менчеру и др., 1953).

1 — карбонера; *2* — мирадор; *3* — ангостура; *4* — тарра; *5* — ла-луна; *6* — когогло; *7* — урибанте; *8* — породы фундамента.

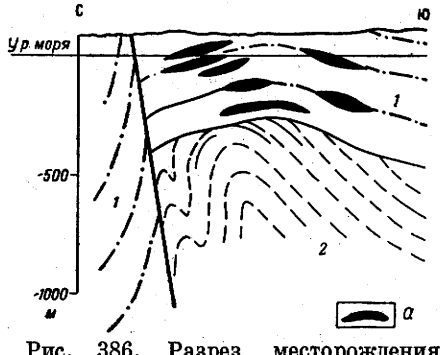


Рис. 386. Разрез месторождения Эль-Мене-де-Моуроа (по Е. Менчеру и др., 1953).

1 — ла-пуэрта; *2* — агуа-клара. *а* — нефть.

В районе, расположенном к юго-западу от о. Маракаибо (Тарра), месторождения приурочены к антиклиналям, осложненным сбросами и надвигами (рис. 385). Залежи небольшие; в добыче по стране эти районы играют второстепенную роль. Плотность нефти 0,857—0,946 *г/см*³.

БАССЕЙН ФАЛЬКОН

Бассейн заключает несколько небольших разрабатываемых месторождений. Нефтеносны свиты ла-пуэрта миоцена и агуа-клара олигоцена. Между этими свитами наблюдается резкое несогласие. Отложения олигоцена дислоцированы значительно интенсивнее миоценовых. Резко выраженные в отложениях олигоцена складки отражаются в миоценовых лишь слабыми изгибами пород. На месторождении Эль-Мене залежи в породах олигоцена приурочены к своду складки и экранированы поверхностью несогласия. Залежи в отложениях миоцена находятся в линзах песка и относятся к типу литологических, со всех сторон ограниченных (рис. 386).

БАССЕЙН ОРИНОКО

Бассейн приурочен к Предандийской предгорной впадине, имеющей здесь близкое к широтному простирание. На юге ограничен (почти по широтному течению р. Ориноко) Гвианским щитом, на западе — подземным выступом Эль-Бауль, на севере — складчатым хребтом Серраньй-дель-Интериор, к востоку наблюдается погружение в сторону Атлантического океана. Впадина выполнена мезозойскими и кайнозойскими отложениями общей мощностью более 10 тыс. *м*; асимметрична. Южный борт, обращенный к платформе (Гвианскому щиту), пологий; северный, обращенный к береговому хребту, крутой. Оба борта впадины осложнены серией разломов. Кайнозойские и мезозойские отложения смяты в многочисленные складки, часто приуроченные к зонам разломов, протягивающимся вдоль бортов впадины. В средней части бассейна на платформенном борту в районе Бол. Анако известен крупный выступ северо-восточного простирания. Выступ осложнен продольным надвигом. Восточная часть бассейна — район Матурин — отделяется этим выступом от западной — района Гуарико.

В 1890 г. пробурена первая мелкая скважина у выхода нефти в районе Ла-Бреа. Многочисленные выходы нефти известны вблизи гор в Кирикире. В 1910 г. началась промышленная разработка асфальтового оз. Гуанако. Промышленная добыча тяжелой нефти (плотность около 1,0 *г/см*^{3}) начата из скважин в этом же районе в 1911 г. Бурение вблизи выходов нефти в районе Кирикире около 10 лет не давало результатов. Месторождение Кирикире было открыто лишь в 1928 г. В 30-е годы стали широко применяться геофизические методы работ. В результате притоки нефти были получены более чем на 100 различных площадях (табл. 246).

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Геологический разрез отложений, участвующих в строении бассейна, различен для отдельных структурных элементов его и имеет различные местные подразделения (табл. 247).

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности приведен в табл. 248. Свойства нефтей бассейна изменяются в весьма широких пределах: плотность наиболее легких разностей порядка 0,74 *г/см*^{3}, наиболее тяжелых асфальтовых — более 1 *г/см*^{3}. Содержание парафинов меняется от долей процента до 15%, серы — от нуля до 2,5% и более. Ж. Дюфур и другие отмечают зональность в изменении свойств нефтей по бассейну. К центральной части бассейна приурочены более легкие разности, в направлении к бортам плотность нефтей возрастает, по периферии бассейна размещаются тяжелые асфальтовые нефти и асфальты.

Таблица 246

Годы открытия некоторых месторождений в Оринокском бассейне

Год открытия	Месторождение	Основание для разведочных работ	Возраст (наименование) нефтеносных толщ
1912	Гуаноко	Выходы нефти	Кайнозойские
1928	Кирикире	Бурение на выходах нефти	Кирикире, санта-анна
1933	Офисина	Магнито- и сейсморазведка	Офисина
	Педерналес	—	Ла-пика
1936	Тембладор	Геофизическая разведка	Офисина
	Санта-Анна	Геологическая съемка	Офисина, мерекуре
1937	Мерей	—	Офисина
1938	Санта-Барбара	Бурение	»
	Хусепин	»	Офисина, ла-пика
	Леона	Геофизическая разведка	Офисина, мерекуре
1939	Сан-Джоакин	Геологическая съемка	Офисина, мерекуре
1940	Гуарио	То же	То же
1941	Мулата	Бурение	Ла-пика
	Санта-Роза	Геофизическая разведка	Офисина, мерекуре
1942	Лас-Мерседес	Геофизическая разведка	Ла-паскуа, тембладор, ла-круц, инфанта
	Мури	Бурение	Офисина
	Гуара	Геофизическая разведка	Офисина, мерекуре
1945	Тукупидо	То же	Офисина
	Нипа	—	»
1946	Гуарико	—	»
1947	Сабан •	—	Плиоцен, олигоцен
1948	Чимир	Геофизическая разведка	Офисина
1949	Сото	—	»
	Фцис	—	Плиоцен, олигоцен
1951	Дачион	—	Офисина
1954	Оритупано	—	»
	Сете	—	»
1955	Агуасей	—	Офисина, тембладор
1960	Запатое	Бурение	—
1961	Джабо	»	—

Таблица 247

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Ориноко

(из кн. «Нефтегазоносные бассейны земного шара». Изд-во «Недра», 1965)

Система, отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, м
1	2	3	4
	Район Бол. Мерседес (западная часть платформенного борта бассейна)		
Олигоцен	Чагуарамас	Частично морская, частично континентальная толща: пески, глины, лигниты	305—427
	Роблесито	Глины, алевролиты	427—610
	Ла-паскуа	Пески, алевролиты, глины	100—152
	Несогласие		
Мел верхний	Гуавинита	Пески, алевролиты, глины	0—111
	Инфанте	Известняки	0—18
	Ла-крус	Известковистые и глауконитовые песчаники и глины с подчиненными им прослоями известняков	0—305
	Несогласие		
	Район Офисина (средняя часть платформенного борта бассейна)		
Плейстоцен	Меса	Песчаники континентальные с подчиненными им прослоями конгломератов	0—76
Плиоцен — миоцен верхний	Альгаррабо, лас-пиедрас	Алевролиты, переслаивающиеся с известковистыми и слюдистыми песчаниками	122—1220
Миоцен средний и нижний	Фрейтес	Верхняя часть: алевролиты серо-зеленоватые с подчиненными им глинистыми песчаниками, иногда тонкозернистыми. Средняя часть: алевролиты серо-зеленые с фораминиферами. Нижняя часть: алевролиты серо-зеленоватые с несколькими пластами среднезернистых песчаников	330—1100
Олигоцен	Офисина	Алевролиты серые и коричневые с подчиненными им прослоями лигнитов и черных тонкозернистых песчаников. Толща нефтеносна	610—1524
	Несогласие		

Продолжение табл. 247

Система, отдел	Свита	Литологический состав	Мощность, *м*
1	2	3	4
Мел	Тембладор	Верхняя часть: песчаники тонкозернистые и глины серо-зеленоватые, песчаники рыхлые, алевролиты известковистые, темные с подчиненными им плотными доломитами и доломитовыми песчаниками. Нижняя часть: пестроцветные песчаники, глины и алевролиты	163—610
		Породы фундамента	
		Район Тембладор (восточная часть платформенного борта бассейна)	
Плейстоцен	Месса	Глины темно-серые, иногда светлые; пески пестроцветные и серые, разнозернистые, глинистые	—
		Несогласие	
Плиоцен — верхний миоцен	Лас-Пьедрас	Алевролиты светло-серые; пески глинистые, тонкозернистые, слюдистые, известковистые. Ряд прослоев лигнитов	—
Миоцен	Фрейтес	Аргиллиты и глины зеленые, песчанистые с подчиненными им песками крупно- и среднезернистыми, серыми, глауконитовыми, с редкими прослоями плотных песчаников. В основании темноцветные аргиллиты, иногда газоносные	400—580
Олигоцен	Офисина	Верхняя часть; глины и аргиллиты серые до черных с песчанистыми линзами, переслаивающиеся с разнозернистыми песками. В основании иногда пласты угля. Нижняя часть: грубозернистые песчаники	240—300
		Несогласие	
Мел	Тембладор	Пестроцветные песчаники, глины и аргиллиты	90—120
		Породы фундамента	
		Район Кирикире (восточная часть складчатого борта бассейна)	
Плиоцен — миоцен	Кирикире	Галечники, гравий, пески и глины	1394

Продолжение табл. 247

Система, отдел	Свита		Литологический состав	Мощность, м
1	2		3	4
	Несогласие			
Миоцен средний и нижний	Ла-пика		Песчаники темно-серые, конгломераты и аргиллиты серо-зеленые и черные	1127
	Несогласие			
Олигоцен	Карапита		Аргиллиты темно-серые	609
			Песчаники	152
			Аргиллиты темно-серые до черных; алевролиты светлые	1219
			Песчаники	137
	Несогласие			
Эоцен верхний	Мундо-нуэво		Песчаники, аргиллиты и орбитолиновые глауконитовые известняки	762
Палеоцен	Санта-анита		Песчаники, аргиллиты, известняки	762
Мел верхний	Серия гуай—юта	Сан-антонио	Песчаники, аргиллиты	365
		Керекуаль	Аргиллиты черные, плотные; известняки черные конкреционные	609
	Несогласие			
Мел нижний	Серия сукре		Известняки	609
			Песчаники и известковистые аргиллиты	2133

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Общая характеристика месторождений бассейна Ориноко по структурным формам и типам залежей приведена в табл. 249.

Структуры месторождений определяются их положением относительно основных элементов предгорного прогиба — складчатого и платформенного бортов: 1) месторождения северного борта восточной части бассейна (район Матурин); 2) месторождения южного, платформенного борта бассейна (район Матурин); 3) месторождения южного борта западной части бассейна (район Гуарико); 4) месторождения области поднятия Большой Анако (участок между реками Матурин и Гуарико).

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе бассейна Ориноко

(из кн. «Нефтегазоносные бассейны земного шара». Изд-во «Недра», 1965)

Возраст	Наименование *серия*, свита (местное расчленение)	Литологический состав	Мощность, *м*	Количество продуктивных горизонтов (мощность, *м*). Характер нефтегазоносности	Примеры месторождений
Плиоцен	Кирикире	Континентальная конгломератовая толща (ряд сливающихся конусов выноса?); песчаники конгломераты, глины, плохо отсортированные и не выдержанные по разрезу	600—1500	В низах свиты 3 главных горизонта песчаников общей мощностью 70 *м*: глубина залегания 300—1200 *м*. По всему разрезу ряд не выдержанных горизонтов. Изредка газ	Кирикире, восточная часть складчатого борта бассейна
Миоцен	Ла-пика	Глины слюдистые, алевритовые, лигнитизированные, обычно с тонкими прослоями мелкозернистых песчаников и алевритов; в низах толщи песчаники, часто грубозернистые с прослоями конгломератов	0—2400	В районе Бол. Хусепин в низах свиты 25 горизонтов песчаников (пласты и линзы). На месторождении Педерналес не менее 2 горизонтов песчаников; глубина залегания 300—1800 *м*	Бол. Хусепин, восточная часть складчатого борта бассейна. Педерналес, крайняя восточная часть геосинклинального борта бассейна
	Карапита	Алевролиты с линзами песчаников и конгломератов	—	Незначительная нефтеносность	Бол. Хусепин, восточная часть складчатого борта бассейна
	Чагуарамас, самые верхи переходят в нижний миоцен	Песчаники, глины, лигниты	—	Ряд пластов и линз песчаников мощностью 3,7—15 *м*: глубина залегания 250—2000 *м*. Ряд газовых шапок	Бол. Мерседес, западная часть платформенного борта бассейна

Продолжение табл. 248

Возраст	Наименование *серия*, свита (местное расчленение)	Литологический состав	Мощность, *м*	Количество продуктивных горизонтов (мощность, *м*). Характер нефтегазоносности	Примеры месторождений
Олигоцен средний и верхний	Офисина; самые верхи переходят в бурдигальский ярус нижнего миоцена	Серые глины с прослоями алевролитов, песчаников (до 30% разреза) и реже — маломощных известняков	180—3000 (район Тембладор 180; район Бол. Офисина 450—1800; район Бол. Анако 2200—3000)	В районе Бол. Офисина 100 горизонтов песчаников (пласты и шнурковые образования), по всему разрезу мощность 0,6—54 *м*; глубина залегания 240—3600 *м*. Обычны газ и газовые шапки	Бол. Анако, Бол. Офисина и Тембладор, центральная и восточная части платформенного борта бассейна
		—	—	В районе Бол. Анако 70 горизонтов песчаников (вместе со свитой перикито) в средней и нижней частях разреза мощностью 1,5—45 *м*; глубина залегания 1100—3000 *м*. Обычен газ. В районе Тембладор ряд горизонтов песчаников средней мощностью 13 *м*	—
Олигоцен средний и нижний	Перикито	Песчаники (50% разреза), иногда грубые, с галькой, переслаиваются с черными известковистыми глинами, аргиллитами и алевролитами	600	70 горизонтов песчаников (вместе со свитой офисина) мощностью 1,5—45 *м*; глубина залегания до 3000 *м*	Бол. Анако, центральная часть платформенного борта бассейна

Олигоцен нижний	Карапита	Чередующиеся известковистые песчаники, алевролиты и глины; прослои лигнитов	3700	6 горизонтов песчаников; глубины залегания 2000—2400 *м*	Квимаре, центральная часть складчатого борта бассейна
	Роблесито и ла-паскуа	Роблесито — глины с весьма выдержанными прослоями алевритов и подчиненными им по мощности песчаниками; ла-паскуа — песчаники	Роблесито 420—610	Ряд пластов и линз песчаников мощностью 3,7—15 *м*. Ряд газовых шапок. Глубина залегания 250—2000 *м*	Бол. Мерседес, западная часть платформенного борта бассейна
Мел, неоком — даний	*Санта-Анита, Гуайюта* и *сукре*	—		Изредка незначительная нефтеносность; плотность нефти 1,0 *г/см*^{3}	Восточная часть складчатого борта бассейна
Мел, альб — турон	Ла-крус	Песчаники, глинистые сланцы, известняки	0—300	Незначительная нефтеносность	Лас-Мерседес и Руис, западная часть платформенного борта бассейна
Мел, баррем — сантон	*Тембладор*	Внизу толщи континентальные песчаники, часто грубые и пестроцветные алевролиты и аргиллиты; сверху толщи глауконитовые песчаники, алевролиты, аргиллиты, доломиты и доломитизированные известняки	180	Неразрабатываемые значительные скопления смолистой нефти	Восточная часть отдаленного платформенного борта бассейна

Таблица 249

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа Оринокского бассейна

Структурные формы месторождений	Типы залежей	Примеры месторождений
Антиклинальные складки (передовые антиклинальные зоны)	Пластовые сводовые	Квимаре, Ла-Виеха, Кирикире
	Тектонически экранированные	Квимаре
Диапировые складки	Тектонически экранированные, литологически экранированные	Педерналес
Антиклинальные зоны, приуроченные к разрывам на платформенном борту бассейна	Пластовые сводовые	Санта-Анна, Ринкон-Ларго, Робле, Арагуа, Сан-Джоакин, Гуарио и др.
	Литологически экранированные	Сан-Джоакин, Санта-Роса
	Тектонически экранированные	Санта-Роса, Санта-Анна, Гуарио, Сан-Джоакин
Зоны выклинивания и несогласного перекрытия на геосинклинальном борту бассейна	Литологически экранированные	Кирикире, Мате-Гранде, Такат, Хузепин и др.
	Стратиграфически экранированные	Кирикире, Хусепин
Структурные отложения на моноклинали	Пластовые сводовые	Хусепин
Зоны разрывов на гомоклинали	Тектонически экранированные	Офисина, Лас-Мерседес, Пилон и др.
	Литологически экранированные	Лас-Мерседес
	Литологически со всех сторон ограниченные	Офисина

1. Среди месторождений северного борта восточной части бассейна выделяются Квимаре, Ла-Виеха, Такат, Мата-Гранде, Санта-Барбара, Мури-Травиесо, Мулата, Хусепин, Орокуал, Кирикире, Педерналес и др. Некоторые из них — Квимаре, Ла-Виеха — связаны с антиклиналями и иногда с диапировыми структурами — Педерналес; но бо́льшая часть месторождений приурочена к зоне выклинивания свит: миоценовой свиты ла-пика и олигоценовой карапита.

Месторождение Квимаре приурочено к антиклинали Рио-Арагуа длиной около 20 *км*, вытянутой в широтном направлении и нарушенной рядом продольных разрывов. Нефть плотностью 0,81—0,86 *г/см*^{3} добывается из шести песчаных горизонтов свиты капирикуаль.

Месторождение Хусепин (рис. 387) приурочено к зоне выклинивания на моноклинали свиты ла-пика и несогласно перекрывающей ее свиты ласпьедрас. В районе месторождения моноклиналь осложнена небольшой вторичной антиклиналью. Наличие складки обусловило появление пластовых сводовых залежей.

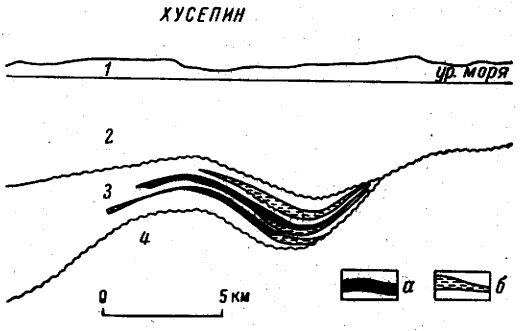


Рис. 387. Разрез месторождения Хусепин (по Е. Менчеру, 1953).

1 — формация меза; *2* — формация лас-пьедрас; *3* — формация ла-пика; *4* — олигоцен. *а* — нефть; *б* — вода.

Месторождение Кирикире — одно из наиболее крупных. За все время оно дало около $^1/_3$ добычи бассейна. Основные продуктивные горизонты приурочены к свите Кирикире, падающей моноклинально на юго-восток под углом 15° и с резким несогласием перекрывающей подстилающие отложения миоцен — олигоцена. Отложения миоцен — олигоцена смяты в систему складок, осложненных разрывами. Содержащиеся в них залежи относятся к пластовым сводовым, стратиграфически и тектонически экранированным. Свита кирикире содержит более пяти продуктивных горизонтов, обозначаемых буквами греческого алфавита; наиболее продуктивны пласты зета, эта и тета. Коллекторами служат пески и песчаники со средней пористостью 20% и проницаемостью, изменяющейся от 100 до 11 000 *мд*. Максимальная мощность продуктивных песков достигает 210 *м*. Плотность нефти изменяется от 0,89 *г/см*^{3} до значений, бо́льших единицы. В отложениях миоцена встречены непромышленные притоки нефти. В породах олигоцена из песчаников получена нефть плотностью 0,966—0,876 *г/см*^{3}. Плотные песчаники и известняки эоцена дают слабые притоки нефти плотностью 0,994—0,881 *г/см*^{3}. Из меловых песчаников получен приток тяжелой нефти плотностью 0,972—0,898 *г/см*^{3}.

Месторождение Педерналес, самое восточное в бассейне, приурочено к диапировой складке. Простирание складки восток-северо-восточное, амплитуда более 1800 *м*. В осевой зоне складки имеются грязевой вулкан и многочисленные выходы нефти, газа и асфальта. Залежи нефти расположены на северном крыле складки, в горизонтах педерналес и амакуро свиты ла-пика. В горизонте педерналес плотность нефти 0,92—0,94 *г/см*^{3}, она содержит до 2,7% серы. В горизонте амакуро плотность нефти 0,86—0,89 *г/см*^{3}. Площадь нефтегазоносности 7 тыс. *м*^{2}. Средняя глубина залегания продуктивных горизонтов около 2000 *м*.

2. К месторождениям южного, платформенного борта бассейна (район Матурин) относятся Одисика, Карирос, Чимимре, Восточная и Западная

Гуара, Нипа и др., к месторождениям восточной части бассейна — Тембладор, Пилон и др. Все эти месторождения приурочены к моноклинали, падающей на север под углом 1°, разбитой рядом региональных сбросов. Простирание наиболее крупных сбросов почти широтное, падение на север или на юг; углы падения сбросов изменяются от 30 до 60°, амплитуда их от 12 до 110 *м*, протяженность — до 90 *км*. Вторая система сбросов, более мелкая, ориентирована в северо-западном, а иногда в северо-восточном направлении. Самая распространенная форма ловушек — структурные носы, усеченные разрывами. Типичные залежи тектонически экранированные, хотя встречаются и литологически экранированные. Продуктивны пески и песчаники свит фрейтес миоцена, офисина миоцен-олигоцена и тембладор мела. Наиболее крупные месторождения приурочены к западной части зоны, это группа месторождений района Офисина; на востоке — месторождения Тембладор, Пилон, Каритос и др. (см. рис. 381).

Месторождение Офисина является типичным. Начало его разработки относится к 1933 г. Разведка начата по данным магнито- и сейсмометрии (КМПВ), позволившим обнаружить структурное осложнение на фоне моноклинали. Тектонически экранированные залежи встречаются на северных, обращенных к прогибу крыльях сбросов. Нефтеносны песчаные породы свиты офисина. Число продуктивных пропластков достигает 100. Мощность отдельных прослоев около 30 *м*. Пористость пород изменяется от 20 до 30%, проницаемость — от 300 до 1000 *мд*. Почти все залежи имеют газовую шапку, встречаются и чисто газовые залежи. Плотность нефти колеблется от 0,751 до 1,014 *г/см*^{3}, содержание серы иногда достигает 2,3%.

3. Среди месторождений южного борта западной части бассейна (район Гуарико) известны Лас-Мерседес, Тукупита, Гуавинита, Паласьо, Сабан, Руис, Белла Васта и др. Зона этих месторождений расположена к западу от описанной выше и имеет аналогичное с ней геологическое строение. Наиболее крупные Лас-Мерседес, Тукупита и Гуавинита. Основная добыча ведется из песков и песчаников свит ла-паскуа, роблесито и чагуарамас. Из меловых отложений нефть получена на месторождениях Лас-Мерседес и Руис. Плотность нефти 0,875—0,858 *г/см*^{3}, иногда 1,02 *г/см*^{3}.

4. Месторождениями области поднятия Большой Анако являются Санта-Анна, Ринкон-Ларго, Сан-Джоакин, Гуарио, Сант-Роса, Робле, Арагуа. Они связаны с зоной антиклиналей, вытянутых вдоль надвига Анако. Плоскость надвига Анако падает на северо-запад под углом 45°, амплитуда разрыва достигает 600 *м*. Основные нефтегазоносные горизонты связаны с песчаниками свит офисина и перикито. Число продуктивных горизонтов достигает 70. Мощность их изменяется от 1,5 до 45 *м*.

Месторождение Сан-Джоакин — типичное для данного района. Приурочено к одному из трех куполов, осложняющих большую брахиантиклиналь. Углы падения северо-западного крыла структуры около 10°, северо-восточного — 15°. Последние с глубиной резко увеличиваются. В разрезе месторождения встречены 23 песчаных пласта в толщах наранджа, верде, амаргилло и колорадо свиты офисина. Самый продуктивный пласт Зета в толще наранджа. Мощность продуктивных пластов изменяется от 1 до 30 *м*, пористость составляет 15—30%, проницаемость, как правило, низкая, но иногда достигает 1*д*. Залежи относятся к типу пластовых сводовых с газовой шапкой. Подчиненное значение имеют литологически экранированные залежи. Нефти парафинистые, содержание парафина в среднем достигает 13%, средняя плотность нефти 0,811 *г/см*^{3}.

Характеристика отдельных месторождений бассейна приведена в табл. 250.

Таблица 250

Характеристика нефтяных месторождений бассейнов Ориноко и Апуре

Месторождение, год открытия	Основание для постановки поисковых работ	Возраст продуктивных отложений	Наименование продуктивных отложений	Типы залежей	Плотность нефти, г/см³	Тип коллектора; пористость, %	Мощность продуктивных отложений
Кирикире, 1928	Бурение на выходах асфальта и газа	Плиоцен—миоцен	Кирикире	Литологически экранированные; сводовые, тектонически и стратиграфически экранированные	0,986 до >1	Пески, песчаники 20	1000—1500
						Песчаники и сланцы	65—1500
		Олигоцен—эоцен, мел	Санта-Анна	То же	0,96	Песчаники	До 3500
					0,991	Песчаники и известняки	До 650
					0,970	Песчаники	600
Педерналес, 1933	—	Миоцен	Ла-пика	Структурные	0,921	»	65—1500
Офисина, 1933	Магнито- и сейсморазведка, бурение	Миоцен—олигоцен	Офисина	Тектонически экранированные	0,751—1,014	Песчаники: 20—30	900—1300
Санта-Анна, 1936	Геологическая съемка	То же	Офисина	Структурные	0,703	Песчаники	До 3500
		Олигоцен	Мерекуре				До 650
Тембладор, 1936	Геофизическая разведка	Миоцен—олигоцен	Офисина	Тектонически и литологически экранированные	0,946	Песчаники	150—700
		Верхний мел	Тембладор	Тектонически экранированные			180—210

Продолжение табл. 250

Месторождение, год открытия	Основание для постановки поисковых работ	Возраст продуктивных отложений	Наименование продуктивных отложений	Типы залежей	Плотность нефти, г/см³	Тип коллектора; пористость, %	Мощность продуктивных отложений
Хусепин, 1938	Бурение	Миоцен—олигоцен	Офисина	Стратиграфически экранированные	0,87	Песчаники	До 3500
		Миоцен	Ла-пика				65—1500
Санта-Барбара, 1938	»	Миоцен—олигоцен	Офисина	Стратиграфические и литологические	0,898—0,860	»	До 3500
Леона, 1938	Геофизическая разведка	Миоцен—олигоцен	Офисина	Стратиграфические и структурные	0,910—0,806	»	1300
		Олигоцен	Мерекуре				До 650
Сан-Джоакин, 1939	Геологическая съемка	Миоцен—олигоцен	Офисина	Сводовые, литологически экранированные	0,811	Песчаники; 15—30	2487
		Олигоцен	Мерекуре				>600
Гуарио, 1940	То же	Миоцен—олигоцен	Офисина	Тектонически экранированные	0,815—0,771	Песчаники	До 3000
		Олигоцен*	Мерекуре				630
Мулата, 1941	Бурение	Миоцен	Ла-пика	—	0,855	»	65—1500
Санта-Роса, 1941	Геофизическая	Миоцен—олигоцен	Офисина	—	0,8550	Песчаники	До 650

	разведка, бурение	Олигоцен	Мерекуре				
Мури, 1942	Бурение	Миоцен—олигоцен	Офисина	Стратиграфические и литологические	0,898—0,860	Песчаники	До 3500
Гуара, 1942	Геофизическая разведка, бурение	Миоцен—олигоцен	Офисина	Стратиграфические и структурные	0,910—0,806	Песчаники	1300
		Олигоцен	Мерекуре				До 650
Лас-Мерседес, 1942	То же	»	Ла-паскуа (роблесита)	Стратиграфические и литологические	0,876—0,85	Пески и песчаники	До 30
		Мел	Тембладор, ла-круц, инфанта	Тектонически экранированные	0,85; 0,87	Песчаники	
					0,91	Известняки	
Тукупита, 1945	Геофизическая разведка	Миоцен—олигоцен	Офисина	Тектонически экранированные	0,959	Песчаники	80
Сабан, 1947	Геофизическая разведка, бурение	Нижний олигоцен	Роблесита	Стратиграфические и структурные	0,839	—	—
Чимир, 1948	То же	Миоцен—олигоцен	Офисина	Стратиграфические и структурные	0,801	Песчаники	

БАССЕЙН АПУРЕ (БАРИНАС)

Бассейн приурочен к Предандийской предгорной впадине, вытянут с северо-востока на юго-запад. Северо-западным складчатым и горным обрамлением являются восточные ветви Анд, сложенные в осевой его части метаморфическими сланцами, гнейсами и кислыми интрузиями; краевые части выполняют меловые и кайнозойские породы, на юго-востоке он ограничен докембрийским Гвианским щитом. Бассейн выполнен меловыми отложениями свиты тембладор и несогласно перекрывающими их кайнозойскими осадками. Поисково-разведочные работы начаты в 1947 г. Открыты месторождения Сильвестр, Синкос и Сильван. Нефтегазоносны отложения эоцена и мела. Месторождение Сильвестр приурочено к платформенной части прогиба, осложненной разрывами.

ЛИТЕРАТУРА

Dufour J. Some Oil-geological characteristics of Venezuela. Fourth World Petrol. Congress, Rome, 1955, Proc, Seei 1/A, 1955.

Harrington H. J. Paleogeographic development of South America. 1962.

Hedberg H. G., Sass L. S., and Funkhouser H. J. Oil Filds of greater Oficina Area, Central anzoategui. Venezuela, BAAPg, v. 31, No 12, 1947.

Hedberg H. D. Cretaceous Limestone as Petroleum source Rock in North Western Venezuela. BAAPg, v. 15, 1931.

Uaylor J. C. M. The Oil geology of South America. Petrol., v. 21, No 3, p. 79—82, 1958.

Uopez V. M., Hedberg H. D., Kehrer Lovis. Venezuela, William F. Jenks, Handbook of South American, geology. An explanation of the geological Map of South. America. The geological society of America, 1956.

Mencher E., Fichter H. J. and oth. Geology of Venezuela and its. Oil Filds; BAAPg, v. 37, No 4, 1953.

Miller I. B., Edwards K. Z., Wolcatt P. P. and. oth. Habitat of Oil in the Maracaibo Basin. Venezuela, 1958.

Renz H. H., Abberding H., Dallmus K. F. and oth. The Eastern Venezuela basin, 1958.

Sutton F. A. The Geology of Maracaibo Basin Venezuela. BAAPg, v. 30, No 10, 1946.

Wheeler C. B. Oligocen and lauer Miocene stgatigraphy of westem and northeastem Falcon basin, Venezuela. Bull. of the AAPG, v. 47, No 1, January, 1963.

§ 2. ТРИНИДАД

Остров Тринидад пересекается тремя грядами холмов, носящих названия: Северный, Центральный и Южный хребты (рис. 388). Между Северным и Центральным хребтами располагается кайнозойский бассейн Карони. В строении Южного хребта принимают участие кайнозойские осадки, сильно дислоцированные и нарушенные многочисленными разрывами. Между Центральной и Южной грядами холмов располагается Южный кайнозойский бассейн, как и Северный, синклинального строения — синклиналь Сипариа. Северные и южные крылья этой синклинали осложнены рядом антиклиналей, вытянутых вдоль ее оси (рис. 389). Существенное значение в тектонике острова и его нефтегазоносности имеет сброс Лос-Баджос. Северное крыло заметно смещается по разрыву к юго-востоку относительно южного. На острове известно много нефтегазопроявлений, в южной его части расположено крупнейшее в мире асфальтовое озеро Ла-Бреа площадью около 0,42 $км^2$ с толщиной слоя асфальта порядка 50 $м$.

Первые попытки бурения на нефть относятся к 1866 г. Промышленная нефть получена лишь в 1902 г. на месторождении Гуаягуаре (Биг Финд), начавшем разрабатываться лишь в 1909 г. Годы открытия некото-

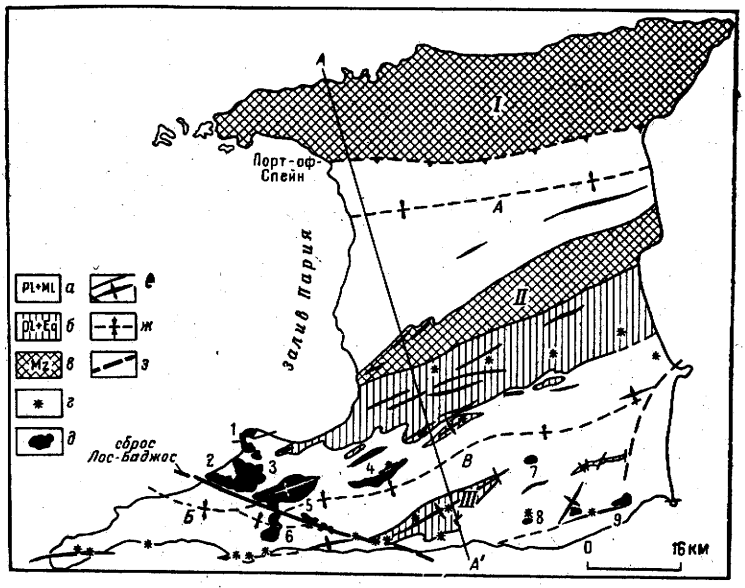


Рис. 388. Обзорная тектоническая схема о. Тринидад с нефтяными месторождениями (по Уиксу).

а — плиоцен и миоцен; *б* — эоцен-олигоцен; *в* — мезозой; *г* — грязевые вулканы; *д* — нефтяные месторождения; *е* — антиклинальные зоны; *ж* — синклинальные зоны; *з* — надвиги и сбросы. *I* — Северный хребет (мезозойский складчатый комплекс, метаморфические породы); *II* — Центральный хребет (мезозойские и нижнетретичные формации); *III* — Южный хребет (кайнозойские породы). *1—9* — месторождения: *1* — Ла-Бреа; *2* — Поинт-Фортин; *3* — Форест-Резерв; *4* — Баррэкпор; *5* — Пенал; *6* — Пало-Секо; *7* — Кэтс-Хилл; *8* — Моруга; *9* — Гуаягуаре. *А* — синклиналь Карони; *Б* — синклиналь Эрин; *В* — синклиналь Сипариа. Разрез *АА*¹ см. рис. 389.

рых нефтяных месторождений приведены в табл. 251. Всего известно более 45 месторождений; пять из них находятся в заливе Пария, в том числе месторождение Солдадо, на котором в 1964 г. получено наибольшее

Таблица 251

Годы открытия некоторых месторождений нефти и газа в Тринидаде

Месторождение	Год открытия	Месторождение	Год открытия
Гуаягуаре	1902	Диабло	1938
Поинт-фортин	1908	Балата	1949
Пенал-Уилсон	1908	Кэтс-Хилл	1953
Брайтон	1908	Моруга-восточный	1953
Периленде	1911	Бовалиус	1954
Гуано	1912	Солдадо	1955
Форест-Резерв	1913	Инис	1956
Крузе	1913	Моруга-северный	1956
Баррэкпор	1913	Тринити	1956
Лос-Баджос	1918	Сипариа	1957
Файзабад	1920	Моруга-западный	1957
Нью-Дом	1928	Марин-северный	1959
Пало-Секо	1929	Эрин	1963
Куинам	1936	Рок-Дом	1963
Кура-Куарри	1936	Коува	1963

количество нефти (2,3 млн. *т*). Второе место по добыче нефти в стране в 1964 г. занимало месторождение Форест-Резерв (0,7 млн. *т*), далее Пало-Секо (0,6), Брайтон (0,5). На месторождении Форест-Резерв к декабрю 1964 г. получено около 260 млн. *т* нефти.

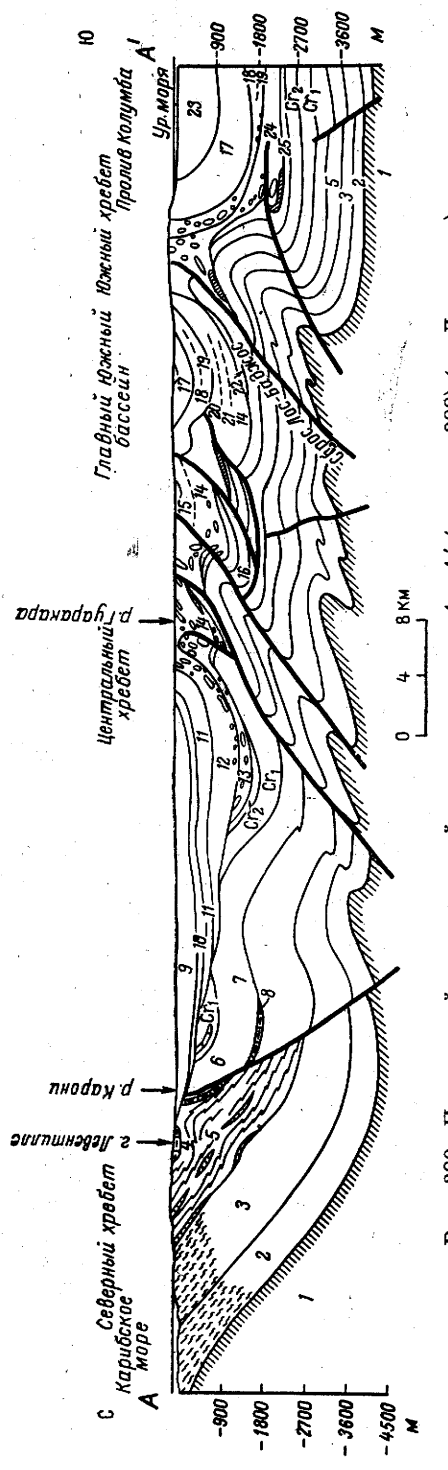


Рис. 389. Поперечный геологический разрез по линии *А—А'* (см. рис. 388) (по Джексону).

1 — допалеозойское основание; *2* — гнейс драгон; *3* — свита маракас; *4* — гипс; *5* — свита маравал; *6* — свита гранде ривьере; *7* — свита рио-секо; *8* — свита левентилле; *9* — свита талпаро; *10* — свита спрингвейл; *11* — свита брассо; *12* — свита нариба; *13* — чаудьере; *14* — нариба; *15* — песок ретренч; *16* — чаудьере и навет; *17* — форест; *18* — свита крузе; *19* — свита ленгуа; *20* — свита карамат; *21* — песок херрера; *22* — лизард и навет; *23* — свита талпаро; *24* — синеро; *25* — лизард и навет.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Основные нефтяные месторождения приурочены к юго-западной части Южного бассейна — Сипариа. Стратиграфия этого бассейна приведена в табл. 252.

Главные продуктивные горизонты связаны с песками миоцена, распространение которых определяет размещение месторождений. Песчанистость пород в общем увеличивается от свиты крузе (20%) и свиты форест (30%) к свите морн-л-апфер (50%). В свите крузе песчанистые породы развиты на юго-востоке бассейна, в месторождении Гуаягуаре. К югу, в направлении к зоне Южного хребта и к северу песчанистость быстро убывает, незначителен процент песчанистости в центральной части бассейна, и она вновь возрастает к западу. На площади Ла-Бреа породы крузе полностью выклиниваются. Литологическое выклинивание песчаников играет существенную роль в образовании ловушек в районах Форест-Резерв и Поинт-Фортин.

Песчанистые отложения свиты форест в пределах впадины Сипариа имеют две отчетливые зоны развития. Обе зоны вытянуты в восток-северо-восточном — запад-юго-западном направлении. Зона Кэтс-Хилл расположена к северо-западу от Гуаягуаре; здесь открыто одно небольшое месторождение. Зона Пенал протягивается по северному борту впадины; для

Таблица 252

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Южного бассейна о. Тринидад
(по П. Биттерли, 1958)

Система, отдел	Литологический состав: Серия, свита, горизонт. Мощность, м			Примеры месторождений
Четвертичная	Аллювиальные, болотные отложения, сопочная брекчия			
Плиоцен	Ла-Бреа — песок, алеврит с прослоями лигнита и порцелланита. 165			Лос-баджос, Ла-Бреа [2]
	Несогласие			
	Морн-л-апфер — мелкозернистый песок. 830—850	Песок пенал	Форест-клей — глинистые толщи	
		Верхний алеврит		
		Нижний алеврит	Морн-л-апфер	
	Форест — глина и пески [1]. 1000—2800			Пенал, Гуаягуаре, Форест-Резерв, Пойнт-Фортин, Кэтс-Хилл и др.
	Круз — глина с песками [1]. 1000	Верхний с песками; в кровле галечниково-глауконитовый горизонт	Моруга — дельтовые пески [1], песчаные толщи форест и верхний крузе	Форест-Резерв, Пойнт-Фортин, Пало-Секо, Пенал и др.
		Нижний в основном глинистый		Старый Баррэкпор
	Круз-ленгуа — переходная зона			
Миоцен	Ленгуа — глина. 330	Верхний		
		Нижний	Карамат — глинистый алеврит, песок, галька. 330—1300. Флиш	
	Сиперо — глины, мергели. 100 — ?			
Олигоцен			Херрера — песок, конгломерат сланец. 33—330	
	Более глубоководные фации		Гризон	
	Несогласие			Лизард-Спрингс
Эоцен	Навет — мергели. 400			
	Несогласие			
Палеоцен	Лизард-спрингс — сланцы и мергели		Марак — рифовый известняк	
	Несогласие			
Мел верхний	Готье, напарима-хилл — песок, аргиллит, конгломерат. 660.			

[1] Продуктивные.
[2] Непромышленные.

нее характерно развитие шкурковых залежей песчаников. В свите морн-л-апфер пески преобладают над глинами. Свита развита главным образом в синклинальных участках. Пески свиты нефтеносны вдоль зоны сброса Лос-Баджос и пропитаны нефтью (асфальтовые пески) на месторождении Ла-Бреа. Незначительные притоки нефти установлены из отложений олигоцена — месторождение Старый Баррэкпор и верхнего мела — месторождение Лизард-Спрингс.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения связаны с антиклиналями различного строения, с тектоническими нарушениями и экранированием у сброса Лос-Баджос и с линзовидными песками на крыльях антиклиналей и синклиналей.

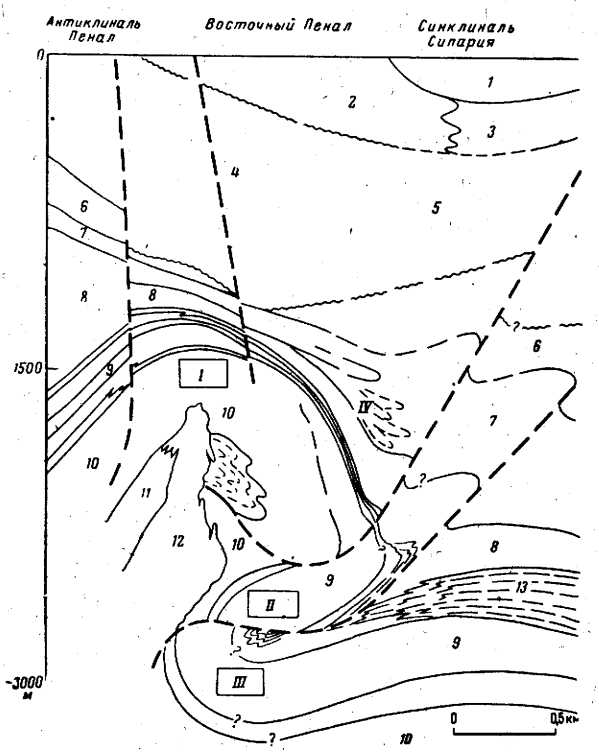


Рис. 390. Поперечный разрез месторождения Пенал (по П. Биттерли, 1958).

1 — морне; *2* — фации форест клей; *3* — энфер; *4* — пески моруга; *5* — форест; *6*, *7* — крузе; *6* — верхний, *7* — нижний; *8* — лангуа; *9* — харрера: *I* — складка взброс, *II* — опрокинутая складка, *III* — надвиг; *10* — сиперо; *11* — эоцен; *12* — диапировое ядро; *13* — карамат; *IV* — сползающий массив.

Месторождение Ла-Бреа приурочено к антиклинали, в строении которой установлено значительное стратиграфическое несогласие. Мощность пород нижнего миоцена резко уменьшается, и в пределах структуры свита форест залегает непосредственно на домиоценовых слоях. На поверхности расположено асфальтовое озеро Ла-Бреа. Основные продуктивные горизонты приурочены к свите форест.

Месторождение Форест-Резерв связано с одноименной антиклиналью на северном борту синклинали Сипариа. Складка хорошо выражена в миоценовых слоях, в то время как в домиоценовом комплексе породы лишь незначительно нарушены. Антиклиналь осложнена грязевым вул-

каном. Основные продуктивные горизонты приурочены к свитам форест и крузе.

На моноклинали к северу и к югу от месторождения Форест залежи связаны с выклиниванием песчанистых горизонтов. У сброса Лос-Баджос вдоль него, а также к северо-западу и к юго-востоку от него залежи тектонически экранированные (см. рис. 388).

Месторождение Пенал-Уйлсон приурочено к сложно построенной антиклинали с диапированным ядром (рис. 390). Шарнир складки в породах миоцена существенно смещен по отношению к своду сложно построенной погребенной антиклинали. Свита крузе значительно сокращена в мощности (за счет верхней части) над древним поднятием. Между этой свитой и перекрывающей ее свитой форест имеется четкий перерыв. Основные продуктивные горизонты находятся в свите форест.

Месторождения группы Баррэкпор-Уилсон приурочены к складчатому поясу Напорима, осложняющему северный борт синклинали Сипариа. Месторождение Баррэкпор связано с узкой диапировой складкой с крутыми крыльями и выходами пород миоцена в своде (рис. 391). Складка разбита многочисленными разрывами и осложнена в своде грязевыми вулканами. На месторождении Старый Баррэкпор нефтеносны пески вилсон свиты форест миоцена. Ограничение залежи сложное: по простиранию она экранирована сбросом, в сводовой части — глинами.

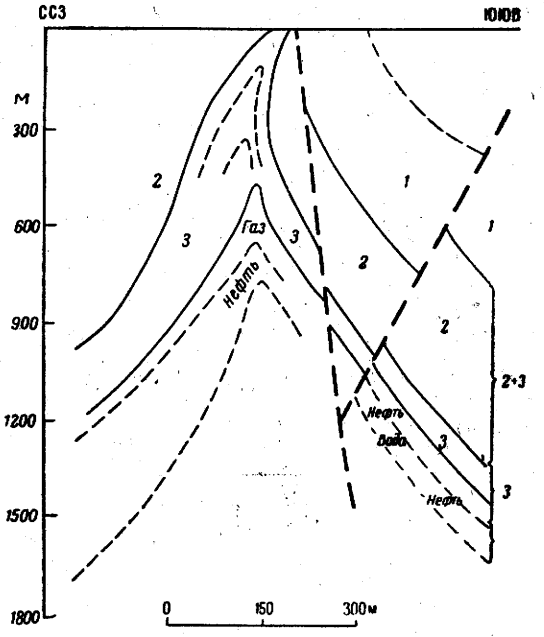


Рис. 391. Поперечный разрез месторождения Восточный Баррэкпор (по Хиггинсу, 1955).
1 — глина лоуэр форест; *2* — лоуэр крузе; *3* — ленгуа.

На месторождении Западный Баррэкпор-Уилсон, кроме миоценовых песков, значительное количество нефти содержится в песках херрера низов миоцена — олигоцена, отложенных в узкой полосе, по-видимому, береговыми течениями. Пористость продуктивных песков миоцена порядка 30%, пески часто несцементированы; в сцементированных разностях проницаемость достигает 600 *мд*. Пористость олигоценовых песков херрера в среднем составляет 25%, проницаемость 150—500 *мд*. Залежи обладают режимом растворенного газа. Нефти тяжелые, плотность нефти из пород миоцена 0,93—0,95 *г/см*^{3}, из пород олигоцена 0,85—0,92 *г/см*^{3}; содержание серы небольшое — порядка 0,67%.

Поднятия сложно построенного Южного хребта на востоке разветвляются на ряд антиклиналей; для антиклиналей типичны диапировое строение и грязевой вулканизм. С этой группой антиклиналей связано несколько небольших месторождений нефти и газа, наиболее крупное — Гуаягуаре-Биг. Месторождение Гуаягуаре-Биг приурочено к диапировой складке с более крутым северо-западным крылом и пологим юго-восточным. Складка осложнена грязевым вулканом и серией разрывов. Нефтеносны отложения свит крузе и форест, слагающих крылья складки (рис. 392).

Нефтяные залежи на острове весьма разнообразны. Иногда они связаны с антиклиналями и куполами, в других случаях осложнены грязевым вулканизмом и стратиграфически и тектонически экранированы и т. п. (табл. 253).

Нефти Тринидада довольно разнообразны. Плотность их колеблется от 0,780 до 1,0 *г/см*³; преобладают тяжелые разности с плотностью более 0,87 *г/см*³. Особенно тяжелые нефти (0,9—1,0 *г/см*³) известны в свите морн-л-апфер.

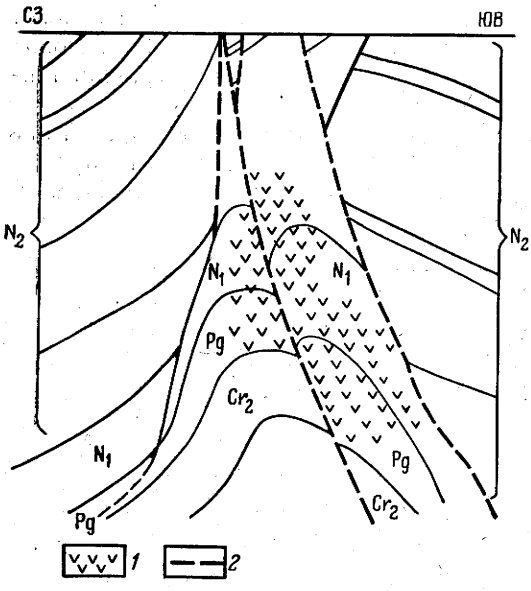


Рис. 392. Диапировая структура месторождения Гуаягуаре-Биг (по Х. Сутеру, 1951).

1 — грязевулканическая брекчия; *2* — тектонические нарушения.

Таблица 253

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти на о. Тринидад

Структурные формы месторождений	Типы залежей	Примеры месторождений
Антиклинальная складка (в том числе диапировая)	Пластовые сводовые, разбиты разрывами	Файзабад, Парриландс, Форест-Резерв, Брайтон, Поинт-Фортин, Ла-Бреа
	Стратиграфически экранированные	Крузе, Пало-Секо, Пенал
	Тектонически экранированные	Баррэкпор, Гуаягуаре, Моруга
	Литологически экранированные	Форест-Резерв, Файзабад, Кэтс-Хилл, Пало-Секо
	Линзовидные	Файзабад, Пало-Секо, Пенал
	Сложно ограниченные	Старый Баррэкпор, Лос-Баджос и др.
Дизъюнктивные нарушения (сброс)	Тектонически экранированные	Поинт-Фортин, Диабло, Куинам. Мелкие залежи вдоль сброса Лос-Баджос на его северном и южном крыльях
Борт синклинали	Литологически экранированные	Залежи на северном и южном крыльях синклинали Сипариа
	Линзовидные	Месторождение Кура-Куарри и др.

ЛИТЕРАТУРА

Barr K. W., Morton F., and Richards A. R. The Relationships Between Crude Oil Composition and Stratigraphy in the Forest Reserve Field of Southwest Trinidad. World Petrol. Cong., Sec. I, p. 345—58. The Hague, 1951.

Bitterli P. Herresa Subsusface Struefuge of Penal Fielcl. Trinidad. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 44, No 1, 1958.

Bower T. H. Mudflow Occurence in Trinidad, B. W. I. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 35, No 4, p. 908, 1951.

Hedberg H. D. Geology of the Eastern Venezuela basin. Bull. Geol. Soc. of America, v. 61, No 11, p. 1173—1216, 1950.

Higgins G. E. The Barracnpose-Wilson Oilfold of Trinidad. Yousn. Inst. Petrol., v. 41, No 376, 1955.

Jenus W. Hudbuon of Sonth American geology, an Explonation of the geologic map of Sonth America, 1956.

Kugler H. G. Jurassic to Recent Sedimentary Environments in Trinidad. Bull. Ass. Suisse des Geol. et Ing. du Petrole, v. 20, No 50, p. 27—60, 1953.

Suter H. H. The General and Economic Geology of Trinidad, B. W. I. Colonial Geology and Mineral Resources, v. 2, No 3, p. 177—217 and No 4, p. 271—307; v. 3, No 1, p. 3—51. London, 1951.

Taylor J. C. M. She Oil Geology of South American. Petrol., v. 21, No 3, 1958.

The Miocene-Oligocene Boundary in the Caribbean Region. Geol. Mag., v. 91, No 5, p. 410—144, 1954.

§ 3. КОЛУМБИЯ

Южноамериканские Анды в пределах Колумбии представляют ряд ветвей с межгорными впадинами между ними. С запада на восток выделяются: Береговой хребет, впадина Атрато, Кордильера Оксиденталь, впадина Кауна, Центральная Кордильера, впадина Магдалена, Восточная Кордильера, от которых вблизи границы с Венесуэлой отходит ветвь Венесуэльских Анд. Между северным продолжением Восточной Кордильеры (Сиерра-де-Периха) и Венесуэльскими Андами располагается Маракаибский бассейн (межгорная впадина), юго-западная часть которого находится на территории Колумбии. Перед Восточной Кордильерой проходит предгорный прогиб с платформенным бортом на Гвианском щите (бассейн

Таблица 254

Годы открытия некоторых месторождений нефти и газа в Колумбии

Год открытия	Месторождение	Год открытия	Месторождение
1918	Инфантас	1955	Лланито, Батурама, Тотумал, Яригви
1926	Ла-Сира	1956	Лебриджа, Кикуко, Чину, Палагва
1927	Колорадо	1957	Кампо Юка, Гуаландей, Лас-Гарзас, Эрмитанья, Кейрал
1933	Петролеа	1958	Зенон (Виоло), Сан-Силверстре, Пенас Бланкас, Сагамоса, Чукури, Пуэрто Барко, Боквилла, Агвас Кларас
1937	Рио-де-Оро		
1938	Карбонера		
1941	Сардината, Тибу		
1945	Галан, Флоресанте, Касабе	1959	Качир, Баул, Кристалина
1947	Кантагалло	1960	Сан-Альберто, Сантос, Гуавио
1948	Эл-Дифисил	1961	Боквете, Тока, Лимон, Магдалена
1949	Веласкес	1962	Рио-Зулиа, Суэска, Провинциа, Агвас Бланкас, Пейоа
1950	Сардината		
1952	Дина	1963	Орито, Корасон, Рио-Негро, Тескирама
1953	Ортега, Тетуан		
		1964	Мойада, Бонанца

Лланос). В Колумбии выделяются промышленно нефтеносные бассейны (рис. 393): бассейн среднего и верхнего течения р. Магдалена (основной по добыче нефти), Северный прибрежный бассейн, Маракаибский (Зулиа) бассейн (юго-западная часть) и Лланос (Апуре) в Венесуэле.

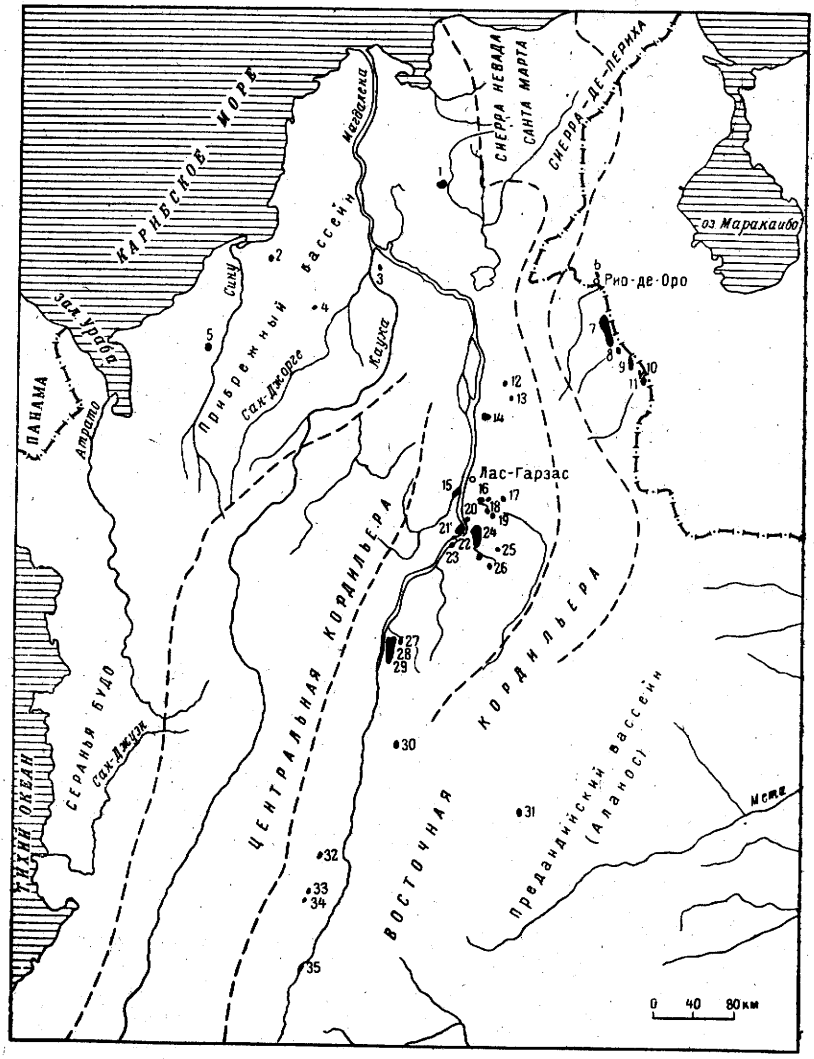


Рис. 393. Карта размещения месторождений Колумбии.

1 — Эл-Дифисил; *2* — Чину; *3* — Кикуа; *4* — Джоба-Таблон; *5* — Сину; *6* — Рио-де-Оро; *7* — Тибу; *8* — Сардината; *9* — Петролеа; *10* — Карбонера; *11* — Рио-Зулиа; *12* — Бутурама; *13* — Тотумал; *14* — Лебриджа; *15* — Кантагалло; *16* — Сагамоса; *17* — Ла-Салина; *18* — Пейоа-Сантос; *19* — Квебрада Роджа; *20* — Галан; *21* — Касабе; *22* — Пенас Бланкас; *23* — Чукури; *24* — Ла-Сира Инфантас; *25* — Сан-Луис; *26* — Ламугроса; *27* — Кайпал; *28* — Веласкес-Палагуа; *29* — Эрмитанья; *30* — Суэска; *31* — Гуавио; *32* — Галандей; *33* — Ортега; *34* — Тетуан; *35* — Дина.

Сведения о нефтяных источниках стали известны европейцам еще в 1541 г. Первые попытки бурения на нефть относятся к 1907 г., фактически же разведочные работы начались лишь в 1916 г., а промышленная разработка в 1921—1922 гг. на месторождении Инфантас. В 1962 г. добыча нефти велась на 44 месторождениях. В 1963 г. число открытых месторождений увеличилось до 50 (табл. 254). При поисках новых месторождений используется довольно разнообразный комплекс поисково-разведочных ра-

бот, включающий геологическую съемку, сейсмо-, грави- и магниторазведку, геохимические съемки, структурное и глубокое бурение. Особенно большое развитие получили геологическая съемка, сейсмо- и гравиразведка.

БАССЕЙН СРЕДНЕГО И ВЕРХНЕГО ТЕЧЕНИЯ р. МАГДАЛЕН

Межгорная впадина — бассейн р. Магдалена шириной 30—50 *км* — выполнена континентальными кайнозойскими осадками и морскими отложениями мелового возраста (табл. 255). Впадина представляет грабен, разбитый рядом сбросов. Западное крыло ее относительно пологое, на восточное крыло по крупному разрыву надвинута система Восточной Кордильеры (рис. 394). Характеристика нефтегазоносности бассейна приведена в табл. 256.

Таблица 255

Краткий литолого-стратиграфический разрез отложений среднего течения р. Магдалены

Система, отдел	Отдел, ярус	Серия	Свита, слои	Краткий литологический состав	Мощность, *м*
Четвертичная	Плейстоцен	Меса	Колорадо	Гравий, валуны, слоистые песчаники, конгломераты, пирокластический материал	150—575
Неоген	Плиоцен				
	Миоцен	Реал		Песчаники, аргиллиты, в основании конгломераты	400—3600
Палеоген	Олигоцен	Чуспас		Чередующиеся красноцветные глины и грубые песчаники	575—3200
			Мугроса	Глины с тонкими прослоями мелкозернистых песчаников	
	Эоцен	Чорро	Эсмеральда (торо)	Песчаники с прослоями алевролитов и глин, иногда угленосных	1225—2300
			Ла-пас	Массивные песчаники, местами глины	
	Палеоцен	Лисама		Чередующиеся глины, алевролиты, песчаники, угольные пласты	950—1225
Мел верхний	Даний—кампан	Умир	—	Алевролиты, глины, угленосные слои	1000
	Сантон—турон	Ла-луна	Галембо	Глины с тонкими прослоями известняков и роговиков	180—350
			Пухамана	Глины тонкослоистые	50—225
			Салада	Глины с прослоями известняков	50—110
	Сеноман	—	Сальто	Известняки	50—125

Продолжение табл. 255

Система, отдел	Отдел, ярус	Серия	Свита, слои	Краткий литологический состав	Мощность, м
Мел нижний	Альб	—	Симити	Глины тонкослоистые	250—650
	Апт—баррем	Базальная карбонатная	Табласо	Известняки, мергели	150—325
			Паха	Глины тонколистоватые	125—625
	Готерив		Роса бланка	Известняки, мергели	150—425
	Валанжин ?	Тамбор	—	Красноцветные алевролиты, песчаники, конгломераты	До 650
Юра	—	Гирон	—	Чередующиеся красноцветные и коричневые алевролиты, глины, песчаники	?

Таблица 256

Распределение продуктивных отложений о разрезе бассейна среднего и верхнего течения р. Магдалена

Возраст	Наименование	Литологический состав; характер коллекторов	Мощность, м	Примеры месторождений
Мел, готерив—апт	Базальная карбонатная серия	Известняки светлые и темно-серые с многочисленными пропластками глин. Коллекторские свойства обусловлены трещиноватостью и отчасти кавернозностью	150—625	Бутурама
Верхний мел	Ла-луна	Известковистые глины с прослоями глинистых известняков. Коллекторы трещинные	150—350	Тотумал
Сеноман	Сальто	Известняки глинистые, плотные, с прослоями черных тонкопелитовых глин. Коллекторы трещинные	50—125	»
Эоцен	Кантагалло	Песчаники разнозернистые, переслаиваются с аргиллитами и глинами. В глинах углистый материал	75—495	Кантагалло
»	Чорро (ла-пас)	Аргиллитовая толща с прослоями песчаника «С». Песчаники тонко- и грубозернистые с галькой (зона «С»)	180—360	Касабе, Ла-Сира, Инфантас, Веласкес
Олигоцен?	Мугроса (серия чуспас)	Песчаники, расслоенные аргиллитами (зона «В»)	430—600	Касабе, Ла-Сира, Инфантас

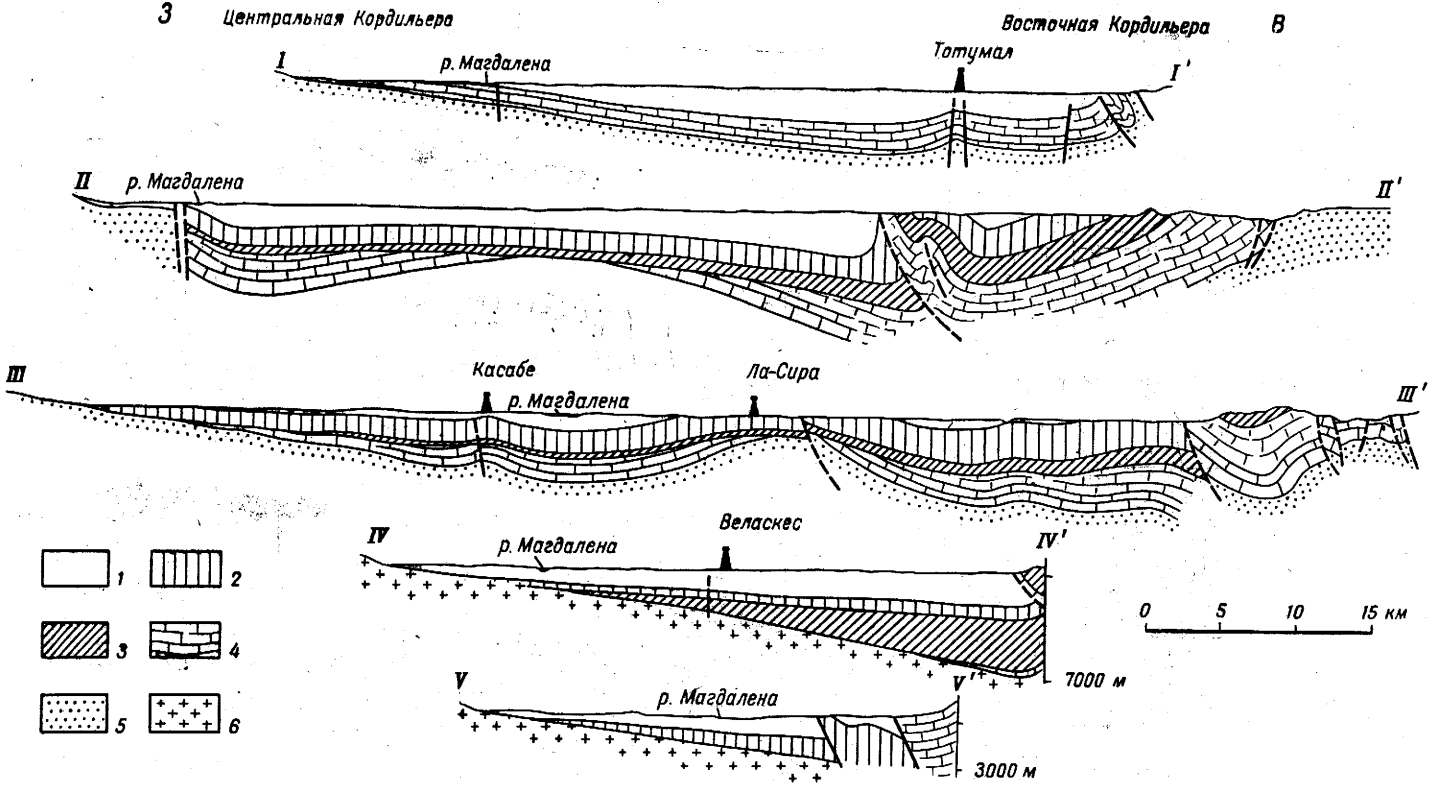


Рис. 394. Схематические геологические разрезы долины р. Средняя Магдалена (по Л. Г. Моралес).

1 — серия риаль (миоцен?); *2* — серия чуспас (олигоцен?); *3* — серия чорро (эоцен?); *4* — свита лисама (палеоцен) и мел; *5* — свита гирон (юра — триас); *6* — изверженные породы.

Нефтяные месторождения приурочены главным образом к антиклиналям, вытянутым в направлении простирания Колумбийских Кордильер (Центральной и Восточной); обычно они разорваны и асимметричны.

Месторождение Инфантас (рис. 395) приурочено к антиклинали, осложненной надвигом и многочисленными разрывами. Нефтеносны зоны «B» олигоцена и «C» эоцена. Основной нефтеносной зоной является «C»,

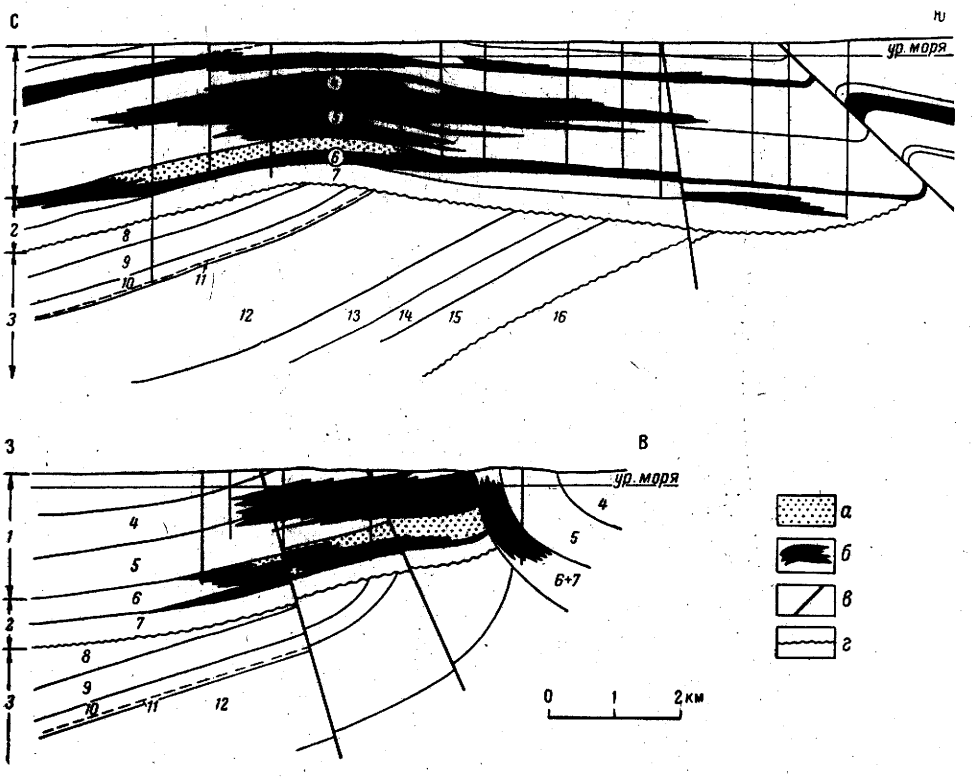


Рис. 395. Разрезы месторождения Ла-Сира — Инфантас (по Уиксу, 1954).

1 — серия чуспас; *2* — серия чорро; *3* — меловые отложения; *4* — зона «A»; *5* — зона «B»; *6* — зона «C»; *7* — зона «D»; *8* — пласт галембо; *9* — пласт пухамана; *10* — пласт салада; *17* — известняк сальто; *12* — сланец симити; *13* — известняк табласо; *14* — свита паха; *15* — свита рос-бланка; *16* — свита тамбор. *а* — газ; *б* — нефть; *в* — тектонические нарушения; *г* — стратиграфические несогласия.

сложенная средне- и мелкозернистым песком пористостью от 15 до 22%. Плотность нефти 0,934 *г/см*^{3}, содержание серы 0,9%.

Месторождение Касабé также приурочено к антиклинальной складке, осложненной многочисленными разрывами (рис. 396, 397). Нефтеносны отложения эоцена и олигоцена.

Нефтеносность карбонатных пород верхнего мела установлена на месторождениях Тотумал, Бутурама и Дина.

Ряд месторождений — Веласкес (рис. 398), Кантагалло и др. — содержит типичные тектонически экранированные залежи. Нефтеносны отложения миоцена, олигоцена — зона «B» свиты мугрос и зона «D» свиты колорадо, эоцена — зона «C» свиты чорро и мела. Наиболее продуктивна зона «C» свиты чорро эоцена. Характеристика месторождений по структурным формам и типам залежей приведена в табл. 257.

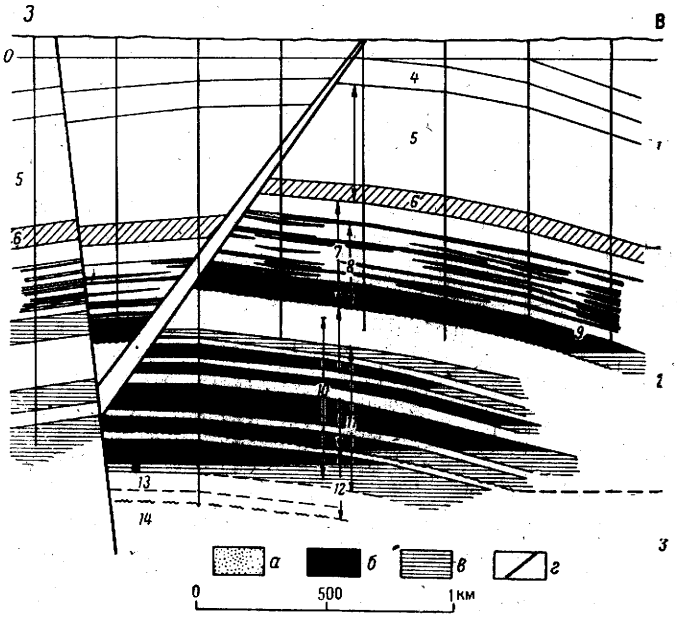


Рис. 396. Поперечный разрез месторождения Касабé (по Уиксу, 1954).

1 — миоцен? (риаль); *2* — олигоцен? (серия успас); *3* — эоцен (серия чорро); *4* — риаль; *5* — ла-сира; *6* — горизонт окаменелостей свиты ла-сира; *7* — колорадо; *8* — верхние пески; *9* — горизонтальный ярус; *10* — мугроса; *11* — нижние пески; *12* — торо — ла-пас; *13* — торо; *14* — мел. *а* — газ; *б* — нефть; *в* — вода; *г* — разломы.

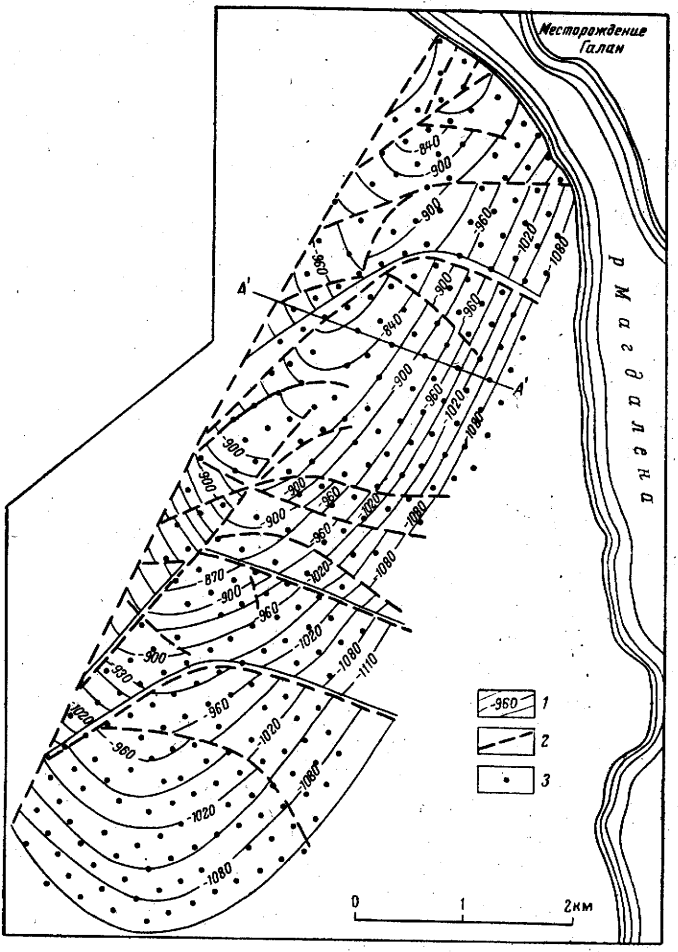


Рис. 397. Структурная карта кровли пласта верхний песчаник месторождения Касабé (по Уиксу, 1954).

1 — изогипсы кровли верхнего песчаника; *2* — тектонические нарушения; *3* — скважины.

Таблица 257

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа бассейна среднего и верхнего течения р. Магдалена

Структурные формы	Типы залежей	Примеры месторождений
Антиклинальные складки	Пластовые сводовые	Тотумал, Ла-Сира, Касабе, Инфантас, Бутурама
	Тектонически экранированные	Касабе, Тотумал
Моноклиналь	То же	Веласкес, Кантагалло
	Литологически со всех сторон ограниченные	Веласкес

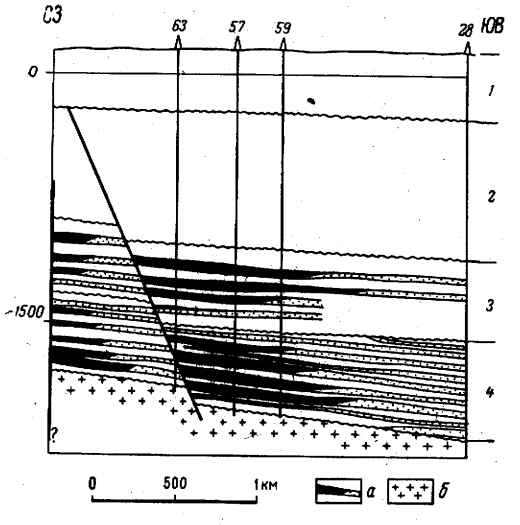


Рис. 398. Поперечный разрез месторождения Веласкес (по Уиксу, 1957).

1 — плиоцен?(серия меса); *2* — миоцен?(свита риаль); *3* — олигоцен? (серия чуспас); *4* — эоцен?(серия чорро); *а* — нефть; *б* — породы фундамента.

СЕВЕРНЫЙ ПРИБРЕЖНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн среднего и верхнего течения р. Магдалена непосредственно к северу переходит в Северный прибрежный бассейн, протягивающийся от нижнего течения Магдалены на юго-запад через г. Картахена до залива Ураба. В отличие от ранее описанного кайнозойского разреза отложения здесь представлены в морской фации, меловые имеются только в западной и юго-западной частях бассейна. Общая мощность осадочной толщи в бассейне порядка 5000 *м*.

Разрабатывается одно крупное месторождение Дифисил, приуроченное к антиклинали. Открыто в 1943 г. Нефть заключена в рифовых известняках толщи олигоцена, залегающей на кристаллических породах фундамента. Мощность продуктивной части известняков около 10 *м*. Плотность нефти 0,802 *г/см*^{3}. В месторождениях Кикуко и Флоресанте нефтеносны песчаные коллекторы миоцена; месторождение Чину газовое; Боквилла (1958) * и Джабо-Таблон — небольшие нефтяные.

МАРАКАИБСКИЙ БАССЕЙН

Колумбийская часть бассейна расположена юго-западней бассейна Маракаибо (см. § 1 «Венесуэла»), являясь продолжением района Тарра. Схема подразделений осадочной толщи, слагающей рассматриваемую часть бассейна, приведена в табл. 258. Основная добыча нефти ведется на месторождениях Тибу, где нефтеносны палеогеновые и меловые отложения, в Рио-де-Оро, а также Петролеа (Северный купол и Южный купол), Карбонера, Сардината, Рио-Зулиа (1962) *. Месторождение Северный купол Петролеа приурочено к асимметричной антиклинали, осложненной разры-

вами, с крутым западным крылом. Добыча ведется из свит ла-луна и урибанте. На месторождении Карбонера залежи связаны с зоной разлома. Характеристика месторождений нефтеносного района бассейна приведена в табл. 259.

Таблица 258

Схематический стратиграфический разрез кайнозойских и меловых отложений колумбийской части бассейна Маракаибо

(по Ноутштейну, 1944)

Отдел	Свита	Мощность, м
Плиоцен	Несесидад	—
Миоцен	Гуайябо	>800
Олигоцен	Леон	350—785
	Карбонера	410—720
Эоцен	Мирадор	160—450
	Лос-куэрвос	250—490
	Барко	75—275
Верхний мел	Кататумбо	100—270
	Мито-хуан	270—420
	Колон	210—450
	Ла-луна	45—85
Средний и нижний мел	Коголло	220—440
	Урибанте	420—500

Таблица 259

Характеристика нефтеносного района Барко-Колон Маракаибского бассейна

(по Дж. Б. Миллеру, К. Л. Эдвардсу, П. П. Уолкотту и др., 1958)

Месторождение и нефтеносная площадь	Структурные формы месторождений и типы залежей	Возраст нефтеносных отложений	Плотность нефти, г/см³; характер основания нефти	Характеристика коллекторов
Карбонера	Моноклиналь; экранированные разрывами и стратиграфические ловушки	—	0,93	—

Продолжение табл. 259

Месторождение и нефтеносная площадь	Структурные формы месторождений и типы залежей	Возраст нефтеносных отложений	Плотность нефти, г/см³ характер основания нефти	Характеристика коллекторов
Рио-де-Оро	Нарушенная антиклиналь	Палеоцен и мел	0,78—0,89	В плиоцене немногочисленные маломощные горизонты песчаников с очень высокой пористостью и проницаемостью; в мелу трещиноватые известняки и кварцевые песчаники
Тибу (Трес Бокас-Сокуаво)	Два нарушенных куполообразных поднятия, расположенных в пределах антиклинальной зоны кулисообразно по отношению друг к другу	То же	0,89; парафиновое	То же
Западная Тарра	Нарушенное куполообразное поднятие	»	0,81—0,83	»
Сардината	Антиклиналь	Мел	0,78	Трещиноватые известняки и кварцевые песчаники
Петролеа	Нарушенная брахиантиклиналь	»	0,80	То же

БАССЕЙН ЛЛАНОС

Колумбийская часть бассейна практически еще не изучена. В 1960 г. на площади Гуавио получен приток нефти из палеогеновых отложений. В 1963 г. в 40 *км* от границы с Эквадором открыто месторождение Орито, приуроченное к брахиантиклинали. Нефтеносны пласт эоценового песчаника, залегающего на глубине около 900 *м*, и два пласта альбских песчаников, вскрытых на глубине около 2000 *м*. Суммарная мощность продуктивных песчаников около 60 *м*. Нефть из меловых отложений имеет плотность 0,839 *г/см*³.

ЛИТЕРАТУРА

Моралес Л. Г. и др. Геологическое строение и нефтеносность долины среднего течения Магдалена в Колумбии. Распространение нефти. Под ред. Л. Г. Уикса. Пер. с англ. под ред. И. О. Брода и В. Б. Оленина. Гостоптехиздат, 1961.

§ 4. ЭКВАДОР

В Эквадоре естественные нефтегазопроявления на п-ове Санта-Элена известны со времен колонизации страны испанцами. Нефть добывалась из колодцев глубиной до 7 *м*. Поиски месторождений начаты в 1895 г.,

Таблица 260

Схематический стратиграфический разрез отложений, развитых на п-ове Санта-Элена (Эквадор)

Система, отдел	Серия, свита		Литологический состав	Мощность, м
	Табласос			
	Несогласие			
Эоцен	Анкон-пойнт		Пестрый состав: песчаники, тонколистоватые сланцы, известняки	?
	?===		?===	
	Сокорро	Сека	Глинистые сланцы, песчаники	420
		Сокорро	Серые глинистые сланцы, песчаники	200—400
		—	Бесструктурные песчанистые глины с галькой	600—700?
	Асукар		Песчаники, чередующиеся с конгломератами и с глинистыми сланцами	2300
Палеоцен	Санта-Роса		Слоистые песчаники с прослоями глин и конгломератов	>200
Мел	Санта-Элена (гуаякиль)		Кремнистые аргиллиты с пропластками черных глин. Интрузии изверженных пород	700?
	Кальо		Туфы, кремнистые породы и песчаники	3000—3200

но промышленные залежи выявлены лишь в 1917 г. В пределах Тихоокеанского побережья выделяются (с севера на юг) три осадочных бассейна: Барбон, Дауле, Прогресо. Промышленная нефтеносность установлена в бассейне Прогресо, охватывающем п-ов Санта-Элена (рис. 399). В Эквадоре известно восемь месторождений. В 1964 г. эксплуатационное бурение велось только на двух — Анкон и Санта-Паула.

Стратиграфия нефтеносного района Эквадора приведена в табл. 260.

Тектоническое строение бассейнов изучено слабо. Предполагается

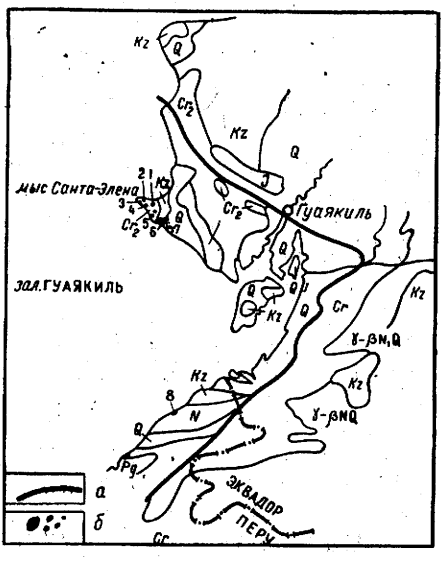


Рис. 399. Нефтяные месторождения Эквадора.

а — границы бассейна; *б* — нефтяные месторождения и площади: *1* — Каутиво, *2* — Петрополис, *3* — Каролина, *4* — Санта-Паула, *5* — Консепсион, *6* — Анкон-Тигре, *7* — Санта-Томас, *8* — Зоритос (Перу).

существование крупной антиклинали, вытянутой в восточном или юго-восточном направлении (В. К. Линк), однако не исключено наличие грабена. Характерно большое развитие дизъюнктивных нарушений — системы сбросов северо-северо-западного простирания, пересеченных сетью разрывов. Их взаимоотношение и приуроченность к определенному типу локальных структур остаются пока неясными. Наиболее распространены, по-видимому, залежи тектонически экранированные и, возможно, литологически со всех сторон ограниченные, а также сводовые, разбитые на блоки, и массивные залежи. В южной части полуострова нефтеносны пески и песчаники эоцена и подстилающих отложений. Наиболее крупные залежи связаны с месторождением Анкон.

Месторождение Анкон представляет пологую антиклиналь, осложненную разрывами и вторичной складчатостью. Ось поднятия погружена к северу, углы падения пород на крыльях около 15°. Добыча нефти ведется из песчаников сокорро, в меньшей степени — из подстилающей свиты глин с галькой. Ряд залежей нефти связан с песчаниками асукар.

В северной части полуострова среди сильно дислоцированных осадочных отложений широко развиты интрузии долеритов. Залежи приурочены к трещиноватым роговикам мела в контактовой зоне и к верхним эродированным частям интрузий.

ЛИТЕРАТУРА

Brown C., Barrington C. On a theory of gravitational sliding, applied to the Tertiary of Ancon, Ecuador, Q. J. C. S., XCIV, p. 359—370, 1938.

Brown C., Barrington C. and Baldry R. A. The Clay Pebble-bed of Ancon (Ecuador), Q. J. G. S. IXXXI, p. 454—459, 1925.

Jay G. Morks. Pacific Coast Geologic Province. Handbook of South American Geology. An explanation of the geologic map of South American. The Geol. Soc. of Amer., 1956.

Jenks W. F. Handbook of South American geology. An explanation of the geologic map of South American. The Geol. Soc. of Amer., 1956.

Sheppard G. Geology of Ecuador. Thos. Murby and Co. London, 1937.

Taylor J. C. M. The Oil geology of South America. Petroleum, v. 21, No 3, 1958.

Tshopp H. J. Oil Explorations in the Oriente of Ecuador, 1938—1950. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 37, No 10, 1953.

§ 5. ПЕРУ

Нефтяные и газовые месторождения группируются в трех областях: бассейна Прибрежной низменности, Предандийского прогиба (Монтаны) и Капакабаны (рис. 400). Основные месторождения располагаются в Прибрежной низменности, в самой северной части Перуанского побережья, от р. Чира на юге до границы с Эквадором на севере. Прибрежная низменность шириной 19—32 *км* образована отложениями мелового и третичного возраста, перекрытыми четвертичным аллювием. На востоке ограничена горным сооружением Амотапе, сложенным палеозойскими кристаллическими сланцами и кварцитами, на западе погружается под воды Тихого океана. В ее пределах обнаружено свыше 20 месторождений нефти и газа, бо́льшая часть которых находится в пределах нефтегазоносных площадей Пунта Лобитос и Ла-Бреа Паринас.

Вторая по значимости нефтегазоносная область располагается на границе с Колумбией, Бразилией и Боливией. Приурочена к Предандийскому предгорному прогибу (Верхнеамазонский нефтегазоносный бассейн), выполненному верхнепалеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отло-

жениями, и представляет слабо всхолмленную равнину «Перуанскую сельву». С запада Предандийский прогиб ограничивает Андийские Кордильеры, с востока — Бразильский щит. В пределах прогиба за последние годы обнаружено около 10 месторождений нефти и газа, группирующихся главным образом в бассейнах рек Укаяли и Урубамба.

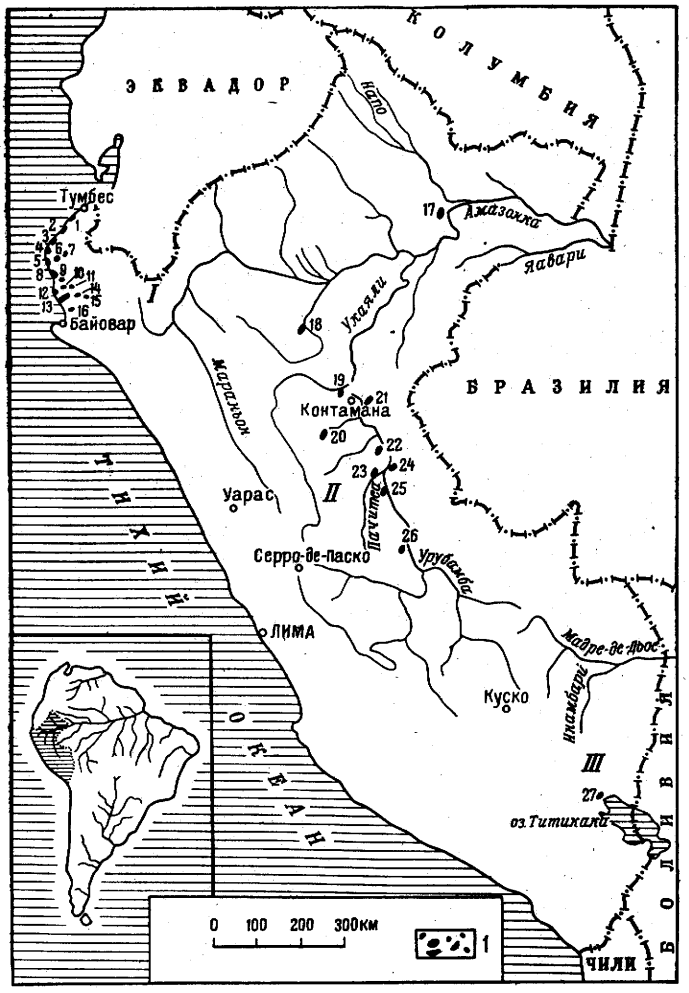


Рис. 400. Карта размещения месторождений нефти и газа и разведочных площадей в Перу.

1 — месторождения нефти и газа. *I* — Прибрежная низменность; месторождения: *1* — Зорритос *2* — Браво-Карритас, *3* — Лос-Органос, *4* — Кабо-Бланко, *5* — Рестин, *6* — Элалто, *7* — Нью-Шеллоу, *8* — Лобитос, *9* — Паринас, *10* — Талара, *11* — Майл-Сикс, *12* — Негритос, *13* — Вердан, *14* — Анча, *15* — Ла-Бреа, *16* — Портачуэло; *II* — Предандийский прогиб (Монтана): *17* — Икитос, *18* — Юримагуас, *19* — Контамана, *20* — Коминка, *21* — Моквиа, *22* — Пукалспа, *23* — Магуйя, *24* — Гансо Асуль, *25* — Агуайтиа, *26* — Чонта; *III* — Капакабана: *27* — Пирин.

Третья область Капакабана приурочена к межгорной впадине (район оз. Титикака у границы с Боливией).

Разработка нефтяных залежей в северной части Перуанского побережья в той или иной мере началась еще во времена империи инков (до 1532 г.). Однако первая скважина, заложенная на площади Зорритос в 120 *км* северо-восточнее г. Талара, была пробурена в 1864 г. С тех пор

в Прибрежной низменности Перу на площадях Ла-Бреа Паринас и Лобитос пробурено более 4600 скважин.

Подготовка структур для глубокого разведочного бурения осуществлялась главным образом при помощи геологической съемки, сейсмических исследований и структурного бурения. До 1940 г. основным районом нефтедобычи являлось северо-западное побережье, где был открыт ряд месторождений с наиболее крупными — Ла-Бреа, Зорритос, Лобитос, Элалто и др. Широкое развитие естественных нефтегазопроявлений, обнаруженных в процессе геологической съемки в пределах Предандийского прогиба, а также наличие благоприятных структурных форм послужили причиной проведения здесь значительного объема геологоразведочных работ на нефть и газ. Интересно, что нефтегазопроявления — запах нефти, выделения сернистого газа и метана, совместные выходы газа, нефти и сильно минерализованных вод, пропитывание пород легкой и тяжелой окисленной нефтью и мощные выходы нефти на дневную поверхность в виде отдельных источников — известны в породах большого стратиграфического диапазона: от верхнего палеозоя до верхов мела включительно. Однако основная масса нефтегазопроявлений связана с осадками мелового возраста. В кайнозойских и более молодых отложениях нефтепроявления практически не обнаружены.

Геологоразведочные работы, проводившиеся в пределах Предандийского предгорного прогиба, дали первые положительные результаты лишь в 1937 г., когда в бассейне р. Укаяли было открыто первое в восточных районах Перу нефтяное месторождение Гансо Асуль (иначе Агуа Калиенте). В последующие годы благодаря широкому применению аэрофотосъемки, сейсмических и магнитометрических работ в этих районах открыт ряд новых нефтяных месторождений, таких, как Моквиа, Контамана, Икитос, Магуйя и др. В 1959 г. в Предандийском прогибе открыто первое на данной территории газовое месторождение Агуайтиа. Из этого месторождения газ по газопроводу, который пересечет Анды на высоте 4800 *м*, будет поступать в столицу Перу г. Лима.

В бассейне Капакабана геологоразведочные работы начали проводиться с 1900 г. Первое открытие нефти сделано в 1905—1906 гг.: в районе оз. Титикака обнаружено небольшое нефтяное, единственное в мире высокогорное месторождение Пирин (на высоте 3900 *м* над уровнем моря). Геологопоисковые и геологоразведочные работы, проводившиеся в Титикакском бассейне и на границе с ним, долгое время не давали положительных результатов. Лишь в последние годы северо-восточнее области Капакабана на площади Каранда открыто еще одно нефтяное месторождение, на котором продуктивными оказались песчаники каджонес.

БАССЕЙН ПРИБРЕЖНОЙ НИЗМЕННОСТИ

В строении Прибрежной низменности принимают участие отложения неогена, палеогена и мела, залегающие на породах каменноугольного возраста. Характер стратиграфической последовательности, литологический облик пород и их мощность представлены в табл. 261.

Тектонически Прибрежная низменность представляет восточный складчатый борт предгорной впадины, ступенчато погружающийся по системе крупных тектонических нарушений под воды Тихого океана. Кроме региональных дизъюнктивных нарушений, установлена серия более мелких тектонических разрывов, обусловливающих блоковое строение. Сложное переплетение многочисленных разрывных дислокаций способствовало образованию ряда горстовых поднятий и грабенов или впадин (рис. 401).

Таблица 261

Стратиграфический разрез отложений Прибрежной низменности Перу

Система, отдел	Надъярус, ярус	Свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, м	Примечание
Плиоцен			Песчано-глинистые морские отложения с изменчивым фациальным составом	—	
Миоцен		Тумбес	Песчаники разнозернистые		
		Кардолитос	Глины темно-серые		
		Зорритос	Песчаники разнозернистые	—	Нефтеносны
Олигоцен		Коун-хилл	Сланцы морские	0—330	Имеются места высачивания нефти
		Миродор	То же	260—830	
Эоцен	Верхний	Чира	Сланцы, песчаники, конгломераты	260—330	—
		Вердан	Пески морские, сланцы песчанистые и сланцы глинистые	330—660	Нефтеносны
	Средний	Позо	Сланцы морские	215	—
		Талара	Песчаники морские	80	
			Сланцы морские, в основании с базальным конгломератом	330—660	
	Нижний	Чакра	Сланцы морские с железистыми включениями	330	
		Паринас	Пески разнозернистые с прослоями сланцев, характерные для прибрежных частей морских бассейнов	66—260	Регионально нефтеносны
		Пале греда	Пески мелководные, морские с прослоями сланцев	>990	Нефтеносны
		Салина	Сланцы морские с крупными линзами разнозернистого песка	>660	
		Негритос	Сланцы с маломощными прослоями песков	>150	

Продолжение табл. 261

Система, отдел	Надъярус, ярус	Свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, м	Примечание
Мел верхний	Дат	Балконес	Сланцы плотные, темные	>1980	—
		Меса	Сланцы плотные с крупными линзами грубозернистых песков, залегающие в серии мал пазо	50—330	
	Маастрихт	Петакас	Сланцы темные, песчанистые	330—830	
		Анча	Конгломераты с пластами песчаника	10—100	
	Сенон	Редондо, сандино	Переслаивающиеся сланцы, песчаники и конгломераты	260—900	
Мел нижний	Альб—апт	Муэрто	Известняк темный, трещиноватый, кремнистый	120	Запах нефти
		Пананга	Рифовые известняки развиты локально	30	—
Пенсильваний—палеозой	—	Амотапе	Аргиллиты, сланцы, кварциты и гранитные интрузии	—	Местами на контакте с вышележащими породами в трещинах содержится нефть

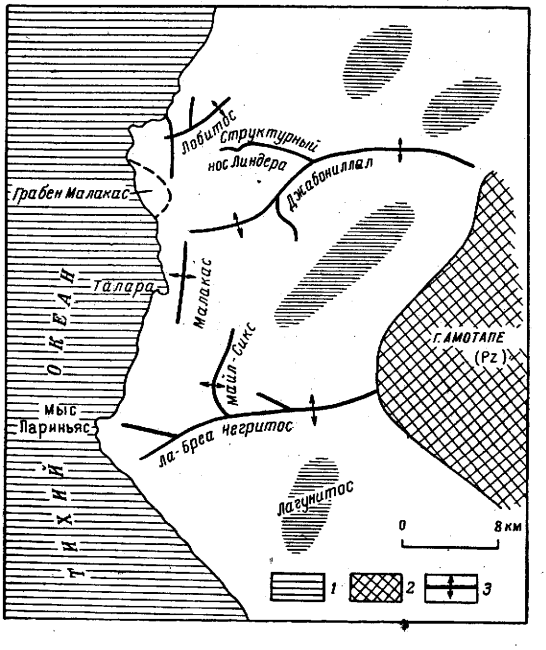


Рис. 401. Тектоническая схема основных структурных элементов нефтегазоносной площади Ла-Брея Паринас и смежных районов.

1 — впадина; *2* — горный массив; *3* — зоны поднятия.

Сбросы развиты почти повсеместно, взбросы и надвиги редки. Пликативные дислокации (складчатые формы) почти совершенно отсутствуют. Складки крайне невелики: амплитуда несколько метров. Основные поднятия и впадины ограничены крупными сбросами, прослеживающимися вплоть до фундамента, амплитуда которых с глубиной возрастает до десятков и сотен метров.

Все месторождения, кроме самых северных Зорритос и Лос-Органос, приурочены к крупным горстообразным поднятиям Кабо-Бланко, Пунта Лобитос и Пунта Паринас (Негритос) широтного пространства, прослеживающимся от побережья до гор Амотапе. Поднятия разделяются грабенами, фиксирующимися в современном рельефе. Наиболее высокое гипсометрическое положение занимает структура Ла-Бреа Негритос, являющаяся самой западной вершиной поднятия Пунта Паринас. С юга она ограничена самым крупным грабеном Лагунитос. В пределах некоторых локальных поднятий палеозойские породы часто залегают на глубине 270—300 *м*, а в грабене Лагунитос опущены на глубину 2500 *м* и более.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Наиболее распространены месторождения, связанные с отдельными тектоническими блоками (табл. 262).

Таблица 262

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа в Перу

Структурные формы месторождений		Типы залежей	Типичные и наиболее крупные месторождения
Тектонические блоки	Пластовые	Тектонически экранированные	Сантос, Майл-Сикс, Негритос, Паринас и др.
		Тектонически и стратиграфически экранированные	Рио-Браво, Майл-Сикс, Вердан, Ламитос и др.
Моноклиналь		Тектонически экранированные	Зорритос, Лос-Органос
Соляные купола (диапиры)		Сводовые, тектонически экранированные	Гансо Асуль и др.
Брахиантиклинали, разбитые сбросами		То же	Моквиа, Агуайтиа и др.

В пределах нефтегазоносной площади Ла-Бреа Паринас (рис. 402) типичными являются месторождения Ла-Бреа, Паринас, Негритос и др. Эти месторождения приурочены к отдельным тектоническим выступам, ограниченным сбросами. Продуктивные горизонты связаны с породами эоцена и залегают на глубине от 150 до 1500 *м*. В пределах нефтегазоносной площади Пунта Лобитос наиболее характерны месторождения Лобитос, Элалто, Рестин, Кабо-Бланко, Нью-Шеллоу и др. Они также имеют сбросовую структуру и приурочены к отдельным тектоническим блокам. Продуктивные горизонты содержатся главным образом в породах эоцена и залегают на глубине от 450 до 2000 *м*.

Месторождения, связанные с моноклиналью, имеют локальное развитие. К ним относятся Зорритос, Лос-Органос и другие месторождения, располагающиеся в северной части Перуанского побережья. Залежи возникли в условиях моноклинального залегания пород у тектонических

экранов, образованных сбросами и другими разрывными нарушениями. Продуктивные горизонты находятся на глубине от 90 до 450 *м* и связаны с миоценовыми песчаниками свиты зорритос и нижнемиоценовыми песчаниками свиты лос-органос.

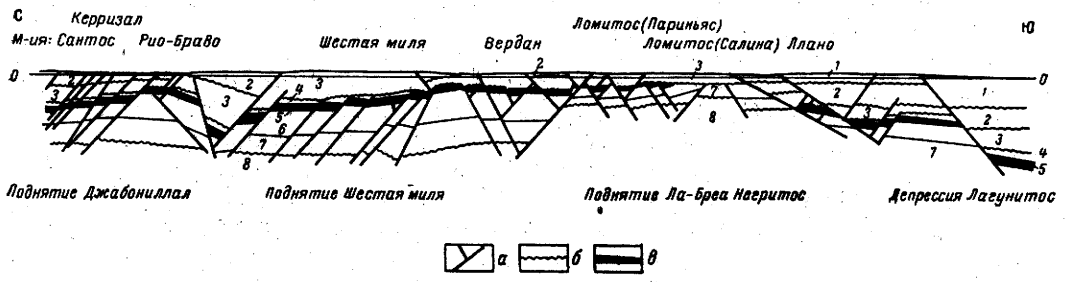


Рис. 402. Разрезы месторождений площади Ла-Бреа Паринас.

1—8 — свиты: *1* — чира, *2* — вердан (Pg_3^2), *3* — талара (Pg_2^2), *4* — чакра, *5* — паринас, *6* — пейлгреда, *7* — салина негритос (Pg_2^1), *8* — меловые отложения (Cr_1). *а* — тектонические нарушения; *б* — трансгрессивное залегание пород; *в* — нефть.

Наиболее распространенным типом нефтяных и газовых скоплений являются пластовые, тектонически и стратиграфически экранированные залежи в песчаниках паринас, например нефтяные скопления на место-

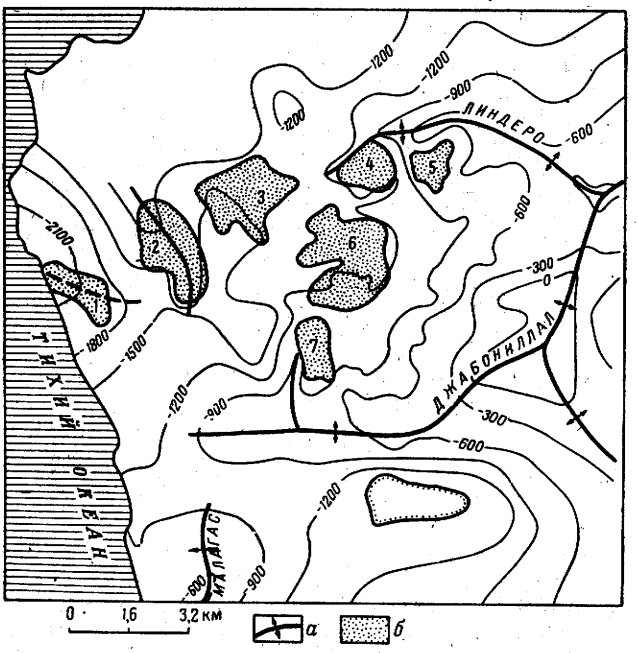


Рис. 403. Схема размещения нефтяных залежей в песчаниках Паринас.

а — поднятия; *б* — нефтяные залежи; *1* — Малагас, *2* — Чиво, *3* — Сурес, *4* — Бонанза, *5* — Бранко, *6* — Хонда, *7* — Пуэрто-Рико.

рождениях Рио-Браво, Майл-Сикс (Шестая миля), Вердан, Ломитос и др. Несколько меньше распространены пластовые, тектонически экранированные залежи, заключенные в песчаниках паринас и зорритос (эоцен) и лос-органос (нижний миоцен), например залежи на месторождениях Сантос, Майл-Сикс, Зорритос, Лос-Органос и др. (см. рис. 402).

Залежи пластовые, литологически экранированные и литологически ограниченные со всех сторон крайне редки, они известны в меловых песчаниках балконес и на месторождениях нефтегазоносной площади Пунта Паринас.

Наиболее крупные скопления нефти и газа имеются в эоценовых отложениях на месторождениях Паринас, Ла-Бреа и Негритос. Характерной особенностью нефтяных и газовых скоплений в песчаниках паринас является отсутствие у многих залежей подпора пластовыми водами, в связи с чем нефть (или газ) содержится в увлажненных песках. Пластовые воды насыщают наиболее приподнятые блоки (участки) отдельных поднятий, тогда как нефтяные скопления располагаются на гипсометрических более низких отметках (рис. 403).

Другой характерной особенностью для многих залежей площади Пунта Паринас является наличие «эмульсионной зоны», мощность которой иногда достигает 90 *м*. Эта зона располагается в залежи между слоем чистой нефти и подпирающей нефть пластовой водой.

Некоторые данные о месторождениях Прибрежной низменности Перу приведены в табл. 264. Месторождения в большинстве случаев имеют средние размеры и содержат нефть высокого качества.

ПРЕДАНДИЙСКИЙ ПРОГИБ

Предандийский прогиб расположен к востоку от горной цепи Анд в труднодоступных районах бассейна верхней Амазонки. Почти вся территория покрыта громадным лесным массивом, поэтому называется Монтаной (монто — лесной).

Геологическое строение прогиба изучено слабо. Осадочное выполнение образовано породами каменноугольного, пермского, триасового?, мелового и кайнозойского возраста, почти повсеместно перекрытыми четвертичными континентальными образованиями (табл. 263).

Тектонически территория Монтана представляет краевой (предгорный) прогиб, в строении которого выделяются внутренний (складчатый) борт, центральная, наиболее прогнутая зона и внешний (платформенный) борт. В геологической литературе внутренний борт прогиба именуется Субандийским поясом, внешний — «зоной хребтов и равнин на неглубоком основании». Разделяющая их центральная часть прогиба в свою очередь расчленяется на две крупные структуры: впадину Укаяли (соответствующую бассейну верхней Амазонки) и впадину Мадре-де-Дьос, располагающуюся в южной части прогиба (рис. 404, 405).

В складчатой структуре прогиба выделяются два структурных этажа: палеозойский, включающий палеозойские и более древние породы, и мезозойский. Этажи различаются морфологией складчатых форм.

На юго-востоке палеозойские структуры вытянуты, сильно сжаты, иногда надвинуты на Бразильский щит. Между ними и зоной субандийских складок развиты разломы и зоны чешуйчатых надвигов северо-западного простирания, плоскости которых падают к юго-западу. Во впадине Укаяли (бассейны рек Укаяли, Уальяга и Мараньона) развиты широкие купола и сводообразные поднятия, разбитые многочисленными тектоническими нарушениями. В мезозойском и вышележащем комплексах осадков морфология складчатых форм более разнообразна: наряду с резкими асимметричными брахиантиклиналями, опрокинутыми складками, надвигами или малоамплитудными шарьяжами развиты диапировые складки, образованные вследствие внедрения триасовых (юрских?) эвапоритов, в вышележащие отложения.

Таблица 263

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Предандийского прогиба (Монтана) в Перу

Система, отдел	Отдел, ярус	Свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, *м*	Примечание
Антропоген и неоген		Икитос	Континентальные, грубокластические, слабоуплотненные породы: переслаивающиеся темно-серые глины, пески, песчаники и конгломераты	15—80	Значительные изменения фациального состава как по простиранию, так и по разрезу. Максимальная мощность установлена на западе у горного сооружения Анд
Олигоцен		Красноцветные слои (контамана)	Пестроцветные глины, аргиллиты, песчаники, пески, конгломераты, мергели, мергелистые известняки и другие переходные породы	⩾2500	Значительные колебания в мощности и фациальном составе. Максимальная мощность зафиксирована на западе у горного сооружения Анд
Мел	Неоком — турон	Асукар (сахаровидные песчаники)	Песчаники белые и желтоватые, переслаивающиеся с конгломератами и аргиллитами	30—400	
		Чонта	Сланцы темно-серые, аргиллиты и известняки	>750	Максимальная мощность отмечена на западе прогиба у складчатого сооружения Анд
		Агуакалиенте	Пестроцветные грубокластические речные и озерные образования: пески, песчаники, конгломераты, переслаивающиеся аргиллиты, глинистые сланцы с морскими отложениями свит эсперанса и уайа	1200—1800	Значительные изменения фациального и литологического состава как по простиранию, так и по разрезу. Максимальная мощность установлена на западе у горного сооружения Анд
Юра	Мальм?	Чаписа	Переслаивающиеся красноцветные песчаники, сланцы, конгломераты, в кровле разреза известняки, гипс и каменная соль	1680—1850	В общем плане мощность убывает на восток в сторону Бразильского щита

Продолжение табл. 263

Система, отдел	Отдел, ярус	Свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, м	Примечание
Юра	Лейас	Сантьяго	Известняки, мергели и доломиты серые и черные, массивные, плитчатые, песчанистые и кремнистые с прослоями сланцев глинистых, битуминозных и туфогенных	1480—2000	—
Триас?		Миту	Эффузивные образования, переслаивающиеся с песчаниками, глинистыми сланцами, каменной солью, гипсом. Последние образуют диапировые штоки		—
Пермь—карбон	Верхняя пермь				
	Нижняя пермь	Капакабана; тарма	Монотонная толща массивных известняков, чередующихся с пластами песчаников и глинистых сланцев	350—1200	—
Карбон	Нижний карбон	Амбо	Пестроцветные континентальные песчаники и конгломераты с прослоями углистых сланцев	>500	—
			Изверженные и кристаллические породы фундамента прогиба и краевой зоны Бразильского щита		

В пределах Предандийского прогиба (складчатый борт) в бассейнах рек Укаяли и Уальяга развито большое количество асимметричных опрокинутых и других брахиантиклинальных складок, в ядрах которых обнажаются породы мелового возраста (свита агуа-калиенте). Восточные крылья складок часто редуцированы и срезаны дизъюнктивными нарушениями, а сами складки наклонены к востоку. Складки располагаются кулисообразно и группируются в отдельные антиклинальные зоны. В сторону складчатого сооружения субандийские поднятия сменяются более древними структурными элементами, отделяющимися от предыдущих крутопадающими разрывами и серией чешуйчатых надвигов.

На западном борту впадины Укаяли и в центре ее развиты главным образом диапировые структуры и соляные купола, которые группируются вдоль линий тектонических нарушений, а также конвергентные складки,

осложненные вторичной складчатостью, опрокинутые с запада на восток и с востока на запад в сторону основного разделяющего конвергентные складки прогиба, т. е. к центру впадины. В пределах восточного борта ее

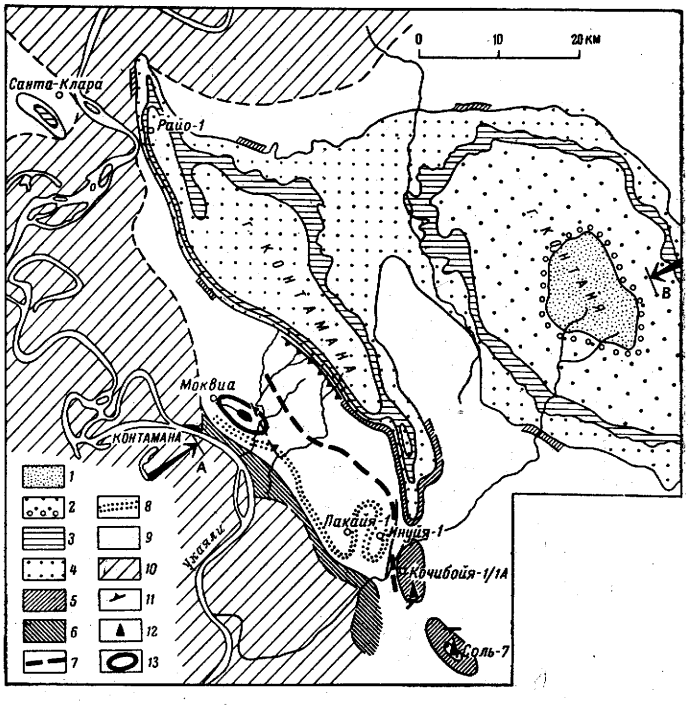


Рис. 404. Геологическая карта района Контамана Прендийского прогиба (по Кюммелю, 1948 г. с изменениями).

1 — ордовик; *2* — свита агуа-калиенте; *3* — свита чонта; *4* — сахаровидные песчаники; *5* — свита соль; *6* — красные слои; *7* — горизонт двух красных слоев; *8* — пласт песчаника горизонта трех красных слоев; *9* — горизонт пяти красных слоев; *10* — ненарушенные плиоценовые и современные отложения; *11* — надвиги; *12* — выходы нефти; *13* — контур месторождения. *АВ* — направление геологического разреза (рис. 405).

(платформенный склон прогиба) наиболее распространены асимметричные антиклинали и удлиненные купола, располагающиеся линейно.

Во впадине Мадре-де-Дьос от боливийской границы протягивается пояс складок, образующий, по-видимому, антиклинорий, нарушенный

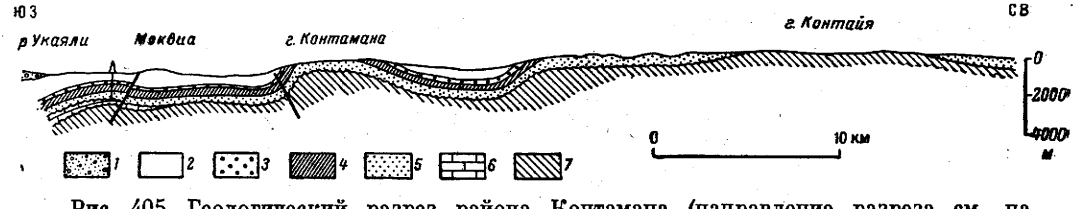


Рис. 405. Геологический разрез района Контамана (направление разреза см. на рис. 404).

1 — ненарушенные плиоценовые и современные отложения; *2* — красные слои и свита соль; *3* — сахаровидные песчаники; *4* — свита чонта; *5* — свита агуа-калиенте; *6* — пермо-карбон; *7* — ордовик.

тектоническими разрывами. В его пределах развиты узкие, сжатые, удлиненные и относительно широкие и короткие складки. Ядра их образованы палеозойскими и мезозойскими породами, крылья — меловыми и кайнозойскими.

Несмотря на широкое развитие естественных нефтегазопроявлений в разрезе осадочной толщи прогиба, диапазон промышленной нефтегазоносности чрезвычайно узкий. Скопления нефти и газа приурочены главным образом к отложениям мелового возраста.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ. ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Скопления нефти и газа в прогибе связаны с двумя структурными формами. К первой относятся месторождения, приуроченные к диапировым структурам, ко второй — асимметричные тектонически нарушенные брахиантиклинали.

Характерным представителем месторождений первого типа является Гансо Асуль. Оно приурочено к небольшому по размерам соляному куполу, расположенному в Предандийском прогибе. Купол сложен меловыми и кайнозойскими отложениями, в ядре складки залегают соленосные породы триасового (юрского?) возраста. Продуктивны песчаники нижнемеловой свиты агуа-калиенте, залегающие на глубине 280—335 *м*; кристаллический фундамент (граниты) вскрыт на глубине 1600 *м*. По своему типу нефтяные залежи пластовые сводовые, тектонически нарушенные, возможно, и экранированные. Нефть высокого качества, плотность нефти 0,811 *г/см*^{3}, содержание серы до 0,1%.

Таблица 264

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений в Перу

Области	Месторождение, год открытия	Возраст	Наименование	Глубина залегания, *м*	Плотность нефти, *г/см*^{3}
Прибрежная равнина	Зорритос, 1863	Миоцен	Зорритос	600	0,840
	Лос-Органос, 1863	»	Лос-органос	90	—
	Паринас, 1888	Эоцен	Вердан, талара, паринас	150—1500	0,834—0,836
	Майл-Сикс, 1888	»			
	Негритос, 1888	»			
	Вердан, 1888	»	Палегреда, вердан		
	Анча, 1888	»	Салина, негритос		
	Лобитос, 1902	»	Паринас	1350	0,836
	Элалто, 1910	»	—	600	0,836
	Мирадор, 1955	—	—	1500	0,834
Монтана	Гансо Асуль, 1937	Нижний мел	Агуа-калиенте	—	0,805
	Моквиа, 1957	Верхний мел	Асукар	—	0,834
	Каранда, 1962	Мел	—	1000	
Капакабана	Пирин, 1906	»	Мохо	120	—

Представителями второго структурного типа являются месторождения Моквиа и Агуайтиа.

Месторождение Моквиа приурочено к крупной асимметричной брахиантиклинали, осложненной продольным тектоническим разрывом, расположенной в центральной части впадины Укаяли. Продуктивны верхнемеловые «сахарные» песчаники, залегающие на глубине 592—660 *м*. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Нефть высокого качества, плотность нефти 0,834 *г/см*^{3}.

Месторождение Агуайтиа газовое, связано с крупной погребенной асимметричной брахиантиклиналью до 40 *км* длиной. Восточное крыло складки слегка подвернуто и осложнено продольным разрывом. Продуктивны нижнемеловые песчаники, залегающие на глубине 2500 *м*. Характеристика типичных месторождений приведена в табл. 264.

КАПАКАБАНА

Капакабана расположена на крайнем юге Перу. Тектонически она представляет межгорную впадину, ограниченную с запада и востока складчатыми сооружениями Западной и Восточной Кордильер. Иногда рассматриваемую территорию выделяют под названием Титикакский нефтегазоносный бассейн. Геологическое строение изучено слабо. Известно, что горное обрамление Капакабаны образовано в основном девонскими, каменноугольными? и нижнепермскими отложениями, перекрытыми в некоторых местах кайнозойскими и четвертичными эффузивами. Впадина выполнена нижне- и верхнемеловыми отложениями морскими и континентальными, главным образом песчаниками, аргиллитами и глинами суммарной мощностью 3900 *м*. Над ними залегает мощная (7000 *м*) толща континентальных палеогеновых и неогеновых, преимущественно миоценовых и плиоценовых пород, выделяемых в серию пуно.

В пределах впадины известно нефтяное месторождение Пирин (табл. 264), расположенное на северо-западном берегу оз. Титикака. Месторождение приурочено к большой антиклинальной складке, в ядре которой обнажаются девонские отложения, перекрытые породами мелового возраста. Складка рассечена продольным сбросом, вдоль которого были обнаружены интенсивные нефтепроявления, что послужило основанием для постановки разведочного бурения. Продуктивны песчаники свиты мохо, залегающие на глубине 120 *м*. Залежь небольших размеров относится к группе пластовых сводовых, тектонически экранированных. Месторождение выработано. Эксплуатировалось с 1906 по 1915 г. За это время из залежи извлечено 37 905 *т* нефти.

Интенсивные нефтегазопроявления в пределах впадины встречены и в отложениях, подстилающих свиту мохо. Они зафиксированы в известняках свиты аяваке, в песчаниках свит хуанкане и сипин.

Северо-восточнее области Капакабана, по-видимому, во впадине Мадре-де-Дьос недавно открыто нефтяное месторождение Каранда. Продуктивны меловые песчаники свиты каджонес, залегающие на глубине 1005—1092 *м*.

ЛИТЕРАТУРА

Peru. World Petrol. Report, No 8, 1958.
Petroleum Engeneer, v. 30, No 4, 1958.
Russel T. La-Brea-Parinas Oil field, northwestern Peru. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 37, No 9, 1953.

§ 6. БРАЗИЛИЯ

Нефтегазодобывающая промышленность группируется в двух географических районах: на западе страны в бассейне р. Амазонка на территории штата Амазонас и на ее востоке вдоль побережья Атлантического океана на территории штатов Баийя, Сержипе и Алагоас (рис. 406). Основные нефтедобывающие районы располагаются в трех бассейнах (см. рис. 406). Северный, или Амазонский, бассейн сложен палеозойскими отложениями. Восточные бассейны Баийя и Сержипе-Алагоас связаны с отложениями мезозоя. Небольшая добыча газа ведется также в бассейне р. Парана в штатах Санта-Катарина, Сан-Пауло. Нефтепроявления

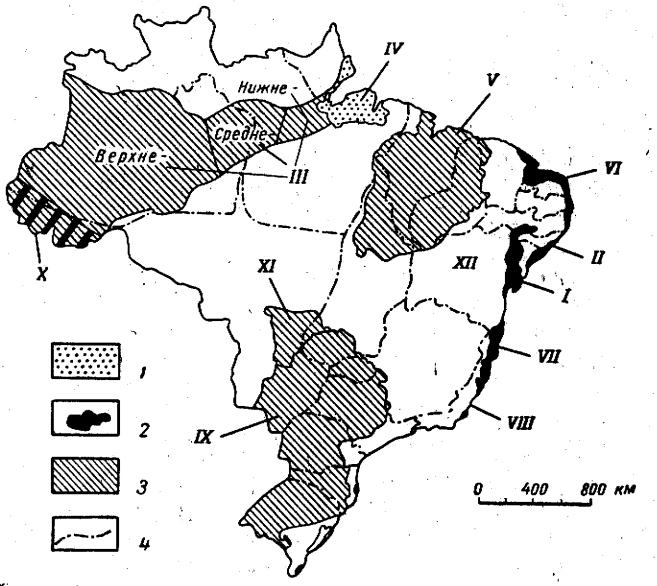


Рис. 406. Нефтегазоносные и перспективно нефтегазоносные бассейны Бразилии.

1 — отложения кайнозоя; *2* — меловые отложения; *3* — палеозойские отложения; *4* — граница штатов. *I—III* — промышленно нефтегазоносные бассейны: *I* — грабен Баийя, *II* — Сержипе-Алагоас, *III* — Амазонский; *IV—XII* — потенциально нефтегазоносные бассейны: *IV* — Маражо, *V* — Маранью, *VI* — Северо-Восточный Прибрежный, *VII* — Эспирито-Санто, *VIII* — Кампос, *IX* — Паранский, *X* — Субандийский район Акре, *XI* — впадина Альто-Арагвайя, *XII* — Тукано.

зафиксированы и в других бассейнах. В Паранском бассейне жидкая нефть встречена в диабазах и песчаниках верхнекаменноугольного возраста. В штате Парна построен опытный завод для переработки горючих сланцев, из которых можно получить 100 млн. $м^3$ нефти. Содержание нефти в горючих сланцах оценивается почти в 1,8 млрд. $т$, что в 20 раз превышает разведанные запасы нефти в штате Баийя.

Первые сведения о наличии нефтеносных пород в штате Алагоас относятся к 1837 г. Непромышленные скопления нефти и газа обнаружены лишь в 1925 г., когда в разведочных скважинах, расположенных у р. Топож в районе Жардиум (бассейн Амазонки), из девонских песчаников получили притоки газа и пленки нефти. Однако первое месторождение промышленного значения открыто только в 1939 г. в штате Баийя на площади Лобато. Вслед за этим в прибрежных районах страны был открыт еще ряд месторождений: Кандейяс (1942) *, Дом-Жоао (1947) *, Итапарика (1942) * и др., явившихся основой нефтедобывающей промышленности Бразилии. Вплоть до конца 40-х годов настоящего столетия при разведке нефтяных месторождений применяли буровые установки ударного действия. Сейсмические исследования фактически стали проводить с 1948 г. Первым

существенным результатом явилось открытие на севере страны грабена Марожо, выполненного мощной толщей осадочных отложений. В дальнейшем геофизические (сейсмические) работы стали широко практиковаться при поисках локальных структур на всех перспективных территориях. В 1957 г. в Бразилии работало уже 15 сейсмических, 8 гравиметрических и 15 геологических партий. В течение 1961—1962 гг. открыто около 10 новых месторождений нефти и газа. Основными районами исследований являлись прибрежные территории. В 1956 г. в штате Баийя разведано шесть месторождений с самым крупным Агуа-Гранде. Геологоразведочные работы в бассейне Амазонки возобновились лишь в конце 40-х годов. Первые результаты получены уже в 1951 г., когда на площади Нова-Олинда в девонских песчаниках на глубине 2720 *м* было обнаружено промышленное скопление нефти. Однако в последующие годы, кроме непромышленного притока нефти из каменноугольных отложений на площади Аутас Мирим, геологоразведочные работы положительных результатов не дали.

В конце 30-х — начале 40-х годов у побережья Атлантического океана в пределах штатов Сержипе и Алагоас открыт новый нефтегазоносный район. Первое месторождение промышленного значения выявлено в 1939—1943 гг., когда суточный приток нефти в первой разведочной скважине превысил 2 *т* и газа 253 *м*³. Однако геологоразведочные работы были приостановлены и все буровое оборудование и геологические партии переброшены на работы в штат Баийя. Геологоразведочные работы в штате Алагоас возобновились лишь в 1957 г. в связи с обнаружением после детальных сейсмических исследований ряда перспективных поднятий. В результате в конце 1957 г. на одном из них Жекийя с глубины 1566—1570 *м* получен фонтан нефти; плотность нефти составляла 0,820 *г/см*³. До недавнего времени наиболее крупным месторождением в бассейне являлось Табулейро-дос-Мартине (начальные дебиты колебались от 7 до 490 *т/сутки*). В 1958 г. из месторождений бассейна Сержипе-Алагоас добыто 2,6 млн. *т* нефти. В последующие годы в пределах бассейна открыт ряд новых месторождений. Наиболее значительными являются Массун, Имбе, Джирибатуба и Кокуэйро Сэко. В 1963 г. здесь же обнаружено одно из крупнейших в стране месторождений Кармополис с запасами около 149 млн. *т*.

Наряду с открытием новых нефтедобывающих районов геологопоисковые и разведочные работы в значительном объеме продолжались и в бассейне Баийя (Реконкаво). В начале 60-х годов в бассейне открыт ряд новых месторождений: Гомо, Куэрера, Моро-до-Барро, Фасьенда Азеведо, Панелльяс и др. с продуктивными мезозойскими отложениями. В наиболее крупных месторождениях: Агуа-Гранде (открыто в 1951) *, Такуипе (1959) *, Буракика (1959) *, Кандейяс и Дом-Жоао годовая добыча нефти в 1964 г. составляла соответственно 2,0; 0,57; 0,60; 0,50; 0,46 млн. *т*.

Площадь земель Бразилии, перспективных на нефть и газ, превышает 3 млн. *км*². За всю историю развития нефтедобывающей промышленности к 1963 г. в стране пробурено более 1500 скважин (0,0012 скважины на 1 *км*²).

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН БАИЙЯ

Бассейн расположен на побережье Атлантического океана; западной границей служит краевой глубинный разлом Мараго, или Марагожипе, восточной — глубинный разлом Салвадор (рис. 407), северная граница изучена недостаточно и проводится условно по линии выхода меловых отложений на дневную поверхность, южная проходит под водами залива Тодос-ос-Сантос. Тектонически бассейн представляет грабен субмеридионального простирания, располагающийся на восточной периферии Бра-

зильского щита, и занимает площадь 43 700 *км*². Осадочный комплекс, выполняющий грабен, по системе сбросов, уступообразно, в общем моноклинально погружается с северо-запада на юго-восток, образуя ряд локальных поднятий, приуроченных к выступам отдельных блоков фундамента меридионального простирания, разбитых сбросами. Погребенным выступом фундамента грабен разделен на две небольшие впадины — Северную Баийю и Реконкаво. Сбросы, ограничивающие грабен, имеют разную амплитуду: у Восточного (Салвадорский) 4000 *м*, у Западного в 12—13 раз меньше. С северо-востока к грабену примыкает меридионально вытянутый прогиб (грабен?), почти в два раза превышающий по длине грабен Баийя, выделяемый под названием бассейна Тукано. В бассейне ведутся нефтепоисковые работы.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В строении бассейна принимают участие в основном меловые отложения, подстилаемые юрскими. Суммарная мощность пород, выполняющих грабен Баийя, достигает 4500 *м*. Стратиграфический разрез охарактеризован в табл. 265.

Регионально нефтегазоносными в пределах бассейна являются песчаные горизонты свит кандейяс и итапарика мелового возраста (табл. 266). Всего в бассейне известно более 25 нефтяных и газовых месторождений.

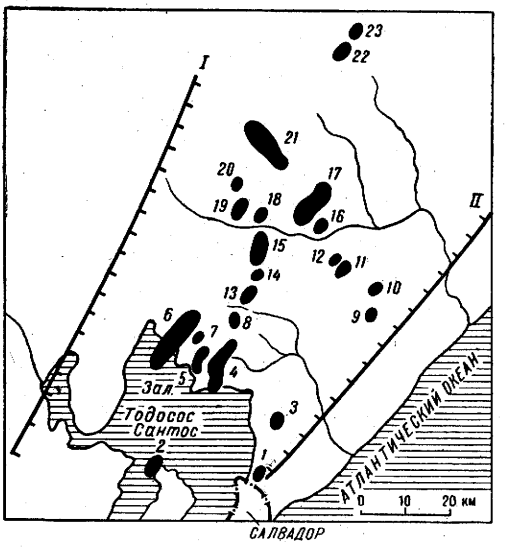


Рис. 407. Карта размещения месторождений нефти и газа в бассейне Баийя.

1 — Лобато; *2* — Итапарика; *3* — Арату; *4* — Кандейяс; *5* — Сокорро; *6* — Дом-Жоао; *7* — Парамирин; *8* — Бураканка; *9* — Якуипе; *10* — Жао-Педро; *11* — Мата; *12* — Питанжа; *13* — Ягаранда; *14* — Сан-Себастьяно; *15* — Такуипе; *16* — Пойюка; *17* — Агуа-Гранде; *18* — Таюа; *19* — Кассаронгонго; *20* — Брейнго; *21* — Педрас; *22* — Сауипé, *23* — Оуриканкингхас. *I—II* — разломы: *I* — Мараго, *II* — Салвадор.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

В пределах бассейна выделяются две зоны нефтегазонакопления. Одна из них протягивается поперек южной части грабена и включает месторождения Дом-Жоао, Парамирин, Кандейяс, Арату и др.; большая часть месторождений этой зоны приурочена в основном к тектоническим нарушениям и небольшим структурным изгибам, осложняющим моноклиналь; отдельные месторождения связаны с брахиантиклинальными поднятиями. Другая зона протягивается по поперечному сбросу, расположенному в средней части бассейна, и включает месторождения Агуа-Гранде, Похука Сентраль, Мата-де-Сан, Жоао и др. В бассейне имеется еще несколько месторождений, связанных с отдельными брахиантиклинальными складками, расположенными над зонами тектонических нарушений: Итапарика, Педрас и др.

В бассейне известно несколько типов структурных форм нефтяных месторождений. Месторождения, связанные с моноклиналью, имеют довольно ограниченное распространение. Характерным представителем является Лобато (рис. 408). Оно располагается в зоне Сальвадорского разлома и связано с моноклинально залегающими породами мелового

Таблица 265

Сводный литолого-стратиграфический разрез отложений бассейна Баийя
(из кн. «Нефтегазоносные бассейны земного шара». Изд-во «Недра», 1965)

Система, отдел	Свита, горизонт		Литологический состав	Мощность, м
Плиоцен	Баррейрас		Континентальные пески, песчаники и галечники	10—45
Мел	Сан-себастьяно		Пестроцветные песчаники и алевролиты, замещающиеся по простиранию пластами грубообломочных пород. В прибортовых частях мощные пласты конгломератов	100—1500
	Ильяс		Темно-серые алевролиты с линзами оолитовых известняков. В основании разреза пласты песчаника. Мощность пород резко возрастает от центра грабена к его восточной периферии	325—1800
	Санта-амаро	Кандейяс	Зеленые глинистые сланцы и аргиллиты с известковистыми конкрециями, содержащие линзы песчаников и известняков. Мощность пород в общем плане убывает с запада на восток	320—1000
		Итапарика	Песчаники, содержащие два продуктивных пласта А и В, переслаиваемые алевролитами	55—200
	Бротас, сержи		В кровле разреза глинистые, конгломератоподобные песчаники — основной нефтеносный горизонт мощностью 60 м. В средней части разреза и в основании пестроцветные косослоистые песчаники. Мощность пород значительно увеличивается в зоне разлома Мараго	200—440
Юра?	Алианга		Алевролиты, содержащие пласты массивных аркозовых песчаников, подстилаемые горизонтом базальных конгломератов. Мощность пород изменяется вне зависимости от гипсометрического положения отдельных блоков	200—800
Докембрий			Кристаллические породы Бразильского щита	—

Таблица 266

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе бассейна Баийя

Возраст	Наименование (свита, горизонт)	Литологический состав	Мощность, *м*	Коллекторские свойства		Плотность нефти, *г/см*³	Примеры месторождений
				пористость, %	проницаемость, *мд*		
Мел	Кандейяс	Разнозернистые песчаники, залегающие в виде линз	—	—	—	—	Кандейяс
	Итапарика	Среднезернистые песчаники и алевролиты	5—45	14	300	0,840	Мата, Итапарика, Дом-Жоао
	Сержи	Разнозернистые песчаники с пластами гравелитов	До 60	15	100—300	0,820	Мата, Дом-Жоао, Арату, Агуа-Гранде

возраста. Залежь пластовая, экранируется плоскостью разлома. Глубина ее порядка 200 *м*. Ширина залежи достигает 240 *м*, мощность продуктивного горизонта 18—20 *м*. Подавляющая часть месторождений в бассейне связана с тектонически нарушенными брахиантиклиналями: Дом-Жоао, Итапарика, Мата.

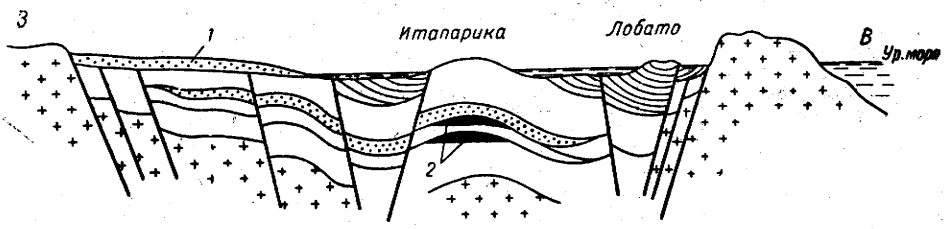


Рис. 408. Схематический поперечный разрез южной части бассейна Баийя (по фон Ганфриду Путцеру, 1956).

1 — кайнозойские отложения; *2* — нефть

Месторождение Дом-Жоао приурочено к сброшенной асимметричной брахиантиклинали, разбитой сбросами. Южная периклиналь располагается под водами залива Тодос-ос-Сантос. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, находятся на глубине 330—510 *м* (рис. 409).

Месторождение Итапарика (см. рис. 408) приурочено к асимметричной брахиантиклинальной складке северо-западного простирания, разбитой тектоническими нарушениями. Продуктивны мелко- и крупнозернистые песчаники свит санта-амаро и бротас мощностью от 14 до 66 *м*. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, находятся на глубине 1090—1200 *м*. Нефть высокопарафинистая с высокой точкой замерзания, плотность нефти 0,800—0,820 *г/см*³. На месторождении применяется законтурное заводнение.

Месторождение Мата приурочено к асимметричной брахиантиклинальной складке, разбитой сбросами на ряд блоков. Продуктивны песчаные

горизонты свит итапарика и сержи. Залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Плотность нефти 0,840 *г/см*^{3}. Основной продуктивный горизонт — песчаники свиты сержи, дающие 80% всей добываемой нефти.

Месторождения, связанные с горстообразными блоками, как правило, встречаются вне указанных выше зон нефтегазонакопления. Характерным представителем является Сан-Себастьяно. Структура его представляет пологую малоамплитудную антиклинальную складку, разбитую сбросами. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные и пластовые, тектонически экранированные, приурочены к глубине 1000—1200 *м*. Продуктивны песчаники свиты итапарика, содержащие газонефтяную залежь, и свиты сержи.

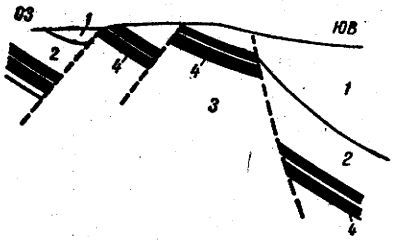


Рис. 409. Разрез месторождения Дом-Жоао, приуроченного к горсту (по фон Ганфриду Путцеру, 1956).

1—3 — свиты: *1* — ильяс, *2* — санта-амаро, *3* — алианта; *4* — залежи нефти.

Среди нефтяных и газовых залежей в пределах бассейна распространены следующие типы: пластовые, тектонически экранированные, пластовые сводовые, тектонически экранированные, пластовые, литологически и стратиграфические экранированные и литологически ограниченные со всех сторон. Наиболее развиты пластовые и пластовые сводовые, тектонически экранированные залежи (табл. 267).

Таблица 267

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа в бассейне Баийя

Структурные формы месторождений		Типы залежей	Типичные месторождения	Возраст и литологический состав продуктивных пластов
Моноклиналь		Тектонически экранированные и литологически ограниченные со всех сторон	Лобато	Песчаники свиты кандейяс мела
Брахиантиклинальные складки тектонически нарушенные	Пластовые	Сводовые тектонически экранированные	Дом-Жоао, Итапарика, Мата и др.	Песчаники свит сержи и итапарика мела
		Литологически ограниченные	Кандейяс и др.	Песчаники свиты кандейяс мела
		Стратиграфически экранированные	То же	Песчаники свиты санта-амаро мела
Структурные осложнения, связанные с горстообразными блоками		Сводовые	Агуа-Гранде и др.	Песчаники свит сержи и санта-амаро мела
		Тектонически экранированные	Сан-Себастьяно и др.	

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН СЕРЖИПЕ-АЛАГОАС

Бассейн, как и предыдущий, располагается вдоль Атлантического побережья (рис. 410). Приурочен к грабену размерами 150 × 30 *км*. Западной границей является крупное тектоническое нарушение значительной амплитуды, по которому в соприкосновение приведены докембрийские кристаллические породы фундамента и осадочные толщи мезокайнозоя; восточная граница проходит в пределах океана и по данным морской сейсморазведки является тектонической. В центре бассейна находится крупный горстообразный выступ фундамента, именуемый сводом Пенедо, разделяющий грабен на две прогнутые зоны различного строения. В северо-восточной зоне фундамент и перекрывающий его осадочный чехол по системе сбросов уступообразно погружаются к центральной наиболее прогнутой части депрессии. В пределах юго-западной депрессии блоковое строение фундамента и осадочного чехла пока не установлено.

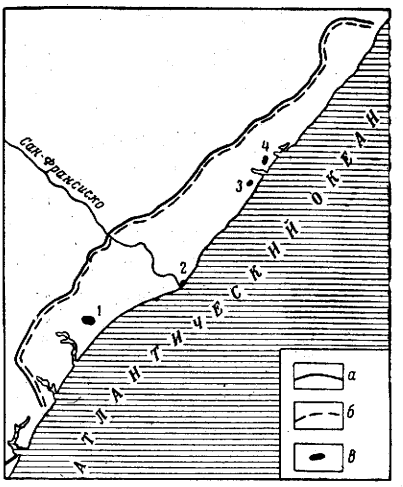


Рис. 410. Карта бассейна Сержипе-Алагоас.

а — разлом; *б* — граница бассейна; *в* — нефтеносные площади: *1* — Кармополис, *2* — Рио-Сан-Франсиско, *3* — Жекийя, *4* — Кокуэйро-Секо.

СТРАТИГРАФИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В геологическом строении бассейна принимают участие песчано-глинистые отложения свиты батинга предположительно верхнекаменноугольного возраста мощностью 500—800 *м*. Над ними залегает мощная (2400—3400 *м*) толща песчано-глинистых пород с пластами известняков, доломитов и эвапоритов мелового, по-видимому, главным образом нижнемелового возраста. Верхняя часть разреза — известняки и доломиты — относится к верхнему мелу. Кайнозойские и четвертичные отложения рыхлые, терригенные мощностью порядка 150 *м*.

Нефтегазоносны породы мелового возраста. Скопления нефти и газа в разрезе отдельных площадей встречены в отложениях свит муребека и фелиз дезерта нижнего мела, свиты сапукари верхнего мела. Всего в бассейне обнаружено более десяти месторождений нефти.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Наиболее распространены брахиантиклинальные складки и отдельные структурные осложнения, образовавшиеся в осадочном разрезе в результате блоковой тектоники. Типичным является месторождение Жекийя. Оно связано со складкой небольших размеров, сложенной продуктивными песчаниками мелового возраста. Залежь вскрыта на глубине 1566—1570 *м* и содержит нефть плотностью 0,820 *г/см*^{3}. Месторождение малопродуктивно.

К куполовидным структурам относится месторождение Кармополис. Оно связано с удлиненным куполом широтного простирания с амплитудой 290 *м*. Площадь нефтегазоносности 40 *км*^{2}, продуктивны нижнемеловые песчаники свит муребека и фелиз дезерта. Нефть тяжелая плотностью 0,921—0,934 *г/см*^{3}. Месторождение Кармополис самое крупное в Бразилии. Промышленные запасы нефти составляют 149,46 млн. *м*^{3}.

АМАЗОНСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Бассейн расположен в северо-западной части Бразилии, занимает площадь около 1250 тыс. *км*². Северным обрамлением служит Гвианский докембрийский массив; западная граница проходит вдоль восточной окраины предполагаемого погребенного свода Икитос. Бассейн представляет крупную внутриплатформенную синеклизу, состоящую из ряда структур более низкого порядка. В ее пределах выделяют три впадины: Верхнеамазонскую (Западную), Среднеамазонскую (Центральную) и Нижнеамазонскую (Восточную). Впадины разделены крупными сводообразными

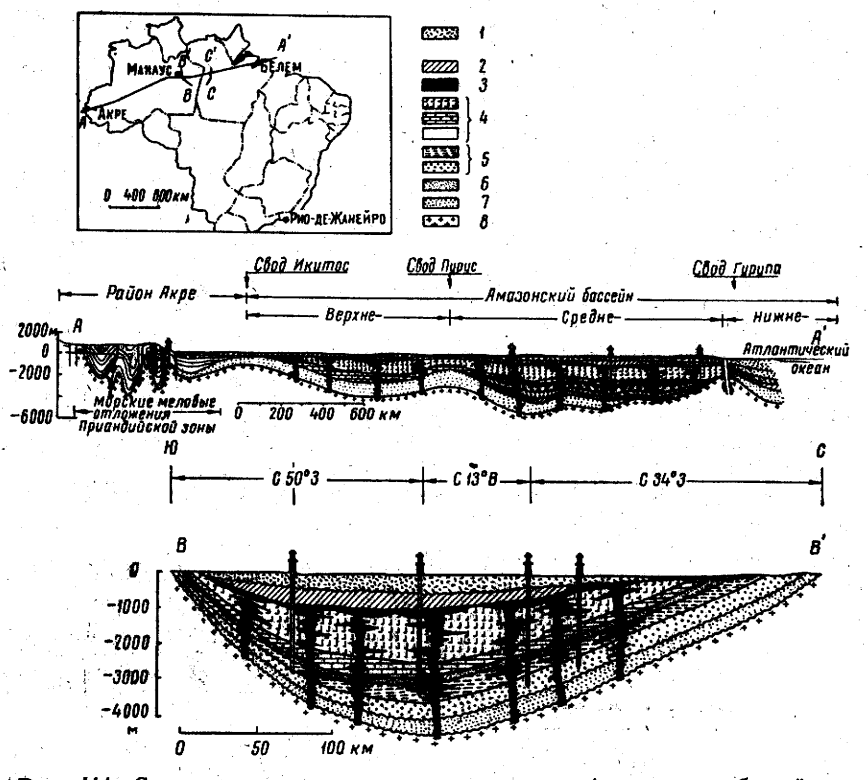


Рис. 411. Схематические геологические разрезы Амазонского бассейна.

1 — кайнозойские отложения; *2* — меловые отложения; *3* — юрско-триасовые диабазы и базальты; *4* — каменноугольные отложения; *5* — девонские отложения; *6* — силурийские отложения; *7* — досилурийские отложения; *8* — породы докембрийского фундамента.

поднятиями. Западную и Центральную впадины разобщает свод Пурус, Центральную и Восточную — свод Гуруна (рис. 411). В пределах бассейна имеется ряд крупных тектонических нарушений, свидетельствующих о блоковом строении фундамента и осадочного чехла (табл. 268).

В Амазонском бассейне известны три месторождения. Месторождение Нова-Олинда расположено на восточном крыле свода Пурус и приурочено к антиклинальной складке неправильной формы размерами 9 × 3 *км*, срезанной сбросом. Залежь нефти обнаружена на глубине 2715—2744 *м* и связана с песчаниками свиты баррейриньяс. Нефть легкая плотностью 0,820 *г/см*³, парафинистая, малосернистая, содержит от 35 до 40% газолина. Месторождение Бом-Жардим газовое; связано с близкой к предыдущему по строению складкой. Продуктивны девонские песчаники мощностью 34 *м*. Кроме промышленного притока газа, получены признаки наличия в пласте и жидких углеводородов.

Таблица 268

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений Амазонского бассейна

Группа, система, отдел	Свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, м	Примечание
Кайнозой	Алтер-де-чао	Пестроцветные глины, песчаники и алевролиты с пластами базального конгломерата	До 600	Мощность значительно увеличивается в нижнеамазонской впадине
Мел	Сукундури	Плотные косослоистые алевролиты с пластами песчаников и глин	До 200	Мощность возрастает в нижнеамазонской впадине
Юра и триас	—	Диабазы и базальтовые потоки	—	—
Карбон верхний	Нова-олинда	Пестроцветные песчаники, алевролиты и глины с пластами известняков, ангидритов, соли и гипса. Прорваны дайками диабазов	650—1200	На северном борту бассейна мощность составляет 800 м, в центральной части 1200 м и на южном борту 650 м. Данный комплекс пород отсутствует в Верхнеамазонской впадине
	Итаитуба	Переслаивающиеся известняки, глины, песчаники и ангидриты	200—300	Мощность на северном борту и в центральной части 300 м, на южном 200 м. Отсутствует в Верхнеамазонской впадине
	Монте-алегре	Песчаники с прослоями и пластами алевролитов и глин	60—250	На северном борту и в центральной части бассейна мощность 250 м, на южном борту 60 м. Отсутствуют в Верхнеамазонской впадине
Девон	Куруа; барреринъяс	Пестроцветные глины с пластами песчаников	50—180	Мощность колеблется от 80 м на северном борту до 180 м в центральней части и до 50 м на южном борту
		Черные битуминозные глины с маломощными линзами алевролитов и песчаников[1]	200—300	На северном борту и в центральной части бассейна мощность 300 м, а на южном 200 м

[1] Эти отложения развиты преимущественно в Верхнеамазонской впадин..

Продолжение табл. 268

Группа, система, отдел	Свита, горизонт		Литологический состав	Мощность, м	Примечание
Девон	Маскуру	Арирамба	Алевролиты с пластами глин и песчаников[1]	40—150	На северном борту мощность 100 м, в центральной части 150 м и на южном борту 40 м
		Ятапу	Тонко- и косослоистые песчаники с пластами глин и алевролитов[1]	120—400	На северном борту мощность 300 м, в центральной части 400 м, на южном борту 120 м
Силур	Тромбетас		Глины слюдистые, плотные, с пластами и прослоями песчаников и алевролитов	20—150	На северном борту мощность 100 м, в центральной части 150 м, на южном борту 20 м
Досилурийские	Акари-жау		Плотные красноцветные песчано-глинистые образования и доломиты	—	Обнаружены в западной части Амазонского бассейна
Докембрий			Изверженные кристаллические и метаморфические породы фундамента		—

[1] Эти отложения развиты преимущественно в Верхнеамазонской впадине.

Таблица 269

Распределение и характеристика продуктивных отложений нефтяных месторождений Бразилии

Нефтегазоносный бассейн	Месторождение, год открытия	Возраст	Наименование свиты	Глубина залегания, м	Мощность, м	Плотность нефти, г/см³
Байия	Лобато, 1939	Мел	—	200	18—20	0,865
	Кандейяс, 1941	»	Санта-амаро	600—1500	—	0,865
	Итапарика, 1942	»	Сержи, бротас	1090—1200	14—66	0,876
	Дом-Жоао, 1947	»	То же	240—330	—	—
	Агуа-Гранде, 1951	»	»	200	—	0,820
	Похука, 1953	»	Итапарика, сержи	1370	—	0,820
	Мата, 1954	»	То же	~500	5—60	0,820—0,840

Продолжение табл. 269

Нефтегазоносный бассейн	Месторождение, год открытия	Возраст	Наименование свиты	Глубина залегания, м	Мощность, м	Плотность нефти, г/см³
Баийя	Сан-Себастьяно, 1961	Мел	Итапарика, сержи	1000—1200	~30	—
Сержипе-Алагоас	Жекийя, 1941	Нижний мел	Муribека, фелиз дезерта	1566—1570	—	0,820
	Кармополис, 1963	То же	То же	>1000	—	0,921—0,924
Амазонский	Бом-Жардим, 1953	Девон	—	—	34	—
	Нова-Олинда, 1951	»	—	2715—2744	29	0,770—0,820
	Аутас-Мирим	Карбон	Монте алегре	—	—	—

На месторождении Аутас-Мирим нефтеносна свита монте-алегре каменноугольного возраста.

Некоторые общие данные по другим месторождениям Бразилии приведены в табл. 269.

ЛИТЕРАТУРА

Crabert H. Das Recóncavo Bahiano Brasiliens einziges Erdölreuier. Erdöl und Kohle, No 9. 1961.

Oliveira. As pesquisas de petróleo na Amazonia. Engubaria, miner, e metalurgia, No 124, 1955.

Froes S. Abreu. Brazilian Oil Fields and Oil-Shale Reserves. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 33, No 9, 1949.

Walker R. G. New Petrobras oil discovery at Carmopolis adds to Brazil's much needed reserves. World Petrol., v. 36, No 2, 1965.

§ 7. БОЛИВИЯ

На территории Боливии разрабатываемые месторождения приурочены к внутренней части Предандийского прогиба на юге страны (рис. 412). Внутренняя часть прогиба характеризуется многочисленными крупными надвигами, падающими в западном направлении; между надвигами протягиваются узкие антиклинали и синклинали. Западные крылья складок надвинуты на своды или восточные крылья и, как правило, глубоко размыты. Восточные крылья более крутые, иногда опрокинутые. С глубиной строение складок становится более спокойным (рис. 413).

В пределах Предандийского прогиба известно около 200 естественных нефтегазопроявлений, приуроченных главным образом к отложениям девона. Бурение в целях поисков нефти и газа было начато в 1924 г. В результате бурения первой скважины открыто месторождение Бермежо. Впоследствии в различные годы выявлен ряд месторождений (табл. 270).

Разведочные скважины закладывались главным образом на основании геологических съемок, естественных нефтегазопроявлений; позднее стали широко применяться методы сейсмо- и гравиразведки.

В южном районе Субаквального пояса Боливии выделяются две фациальные зоны: чорро и тариха. Сопоставление стратиграфических разрезов этих зон приведено в табл. 271.

Основные продуктивные горизонты содержатся в породах девона и пермо-карбона. В свите лос-монос девона встречены лишь небольшие притоки нефти на месторождениях Лос-Монос и Каматинди. Свита икири содержит до 17 продуктивных горизонтов — месторождение Камири. Продуктивные горизонты представлены плотными песчаниками мощностью до 30 *м* и более. Пористость порядка 10%, проницаемость в пределах 20—100 *мд*. В пермо-карбоновых отложениях продуктивные горизонты встречены в свитах тупамби, тариха и тангуати. Продуктивные горизонты представлены песчаниками с пористостью 10—12% и проницаемостью в несколько десятков *мд* (до 70 *мд*). В свите тариха пласты песчаников часто линзовидные. У северной границы южного района в последние годы получены промышленные притоки из кайнозойских отложений: горизонт петака — месторождения Каранда и Рио-Гранде, а также из мезозойских отложений: санджонс — месторождение Каранда.

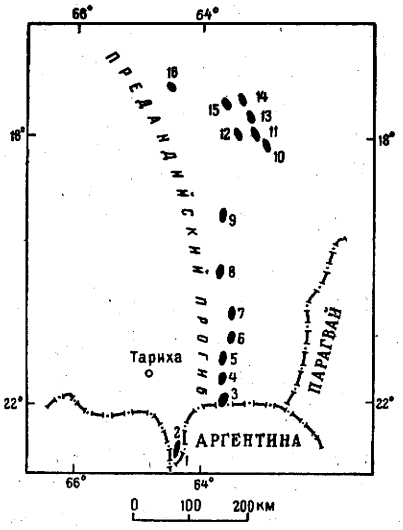


Рис. 412. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Боливии.

1 — Торо; *2* — Бермехо; *3* — Мадрехонес; *4* — Санандита; *5* — Лос-Монос; *6* — Каматинди; *7* — Буена Виста; *8* — Камири; *9* — Татаренда; *10* — Рио-Гранде; *11* — Пальмар; *12* — Наранхилос; *13* — Санта-Крус; *14* — Колпа; *15* — Каранда; *16* — Було-Було.

Нефтяные месторождения приурочены к сильно сжатым складчатым структурам, осложненным надвигами (табл. 272).

Месторождение Камири расположено в области хребта Сараренда. Приурочено к антиклинали, осложненной надвигами. Нефтеносна свита икири, содержащая около 17 продуктивных горизонтов, мощностью некоторых более 30 *м*. Пористость песчаников 10%, проницаемость 30—100 *мд*.

Таблица 270

Год открытия некоторых нефтяных и газовых месторождений Боливии

Месторождение	Год открытия	Месторождение	Год открытия
Бермехо, Буена Виста	1924	Итапиренда	1956
Санандита	1926	Каранда, Мадрехонес	1960
Камири, Каматинди	1927	Колпа	1961
Гуайруй	1947	Рио-Гранде, Татаренда, Санта-Крус, Пальмар, Наранхилос	1964
Торо	1955		

Примечание. Санта-Крус и Пальмар—газоконденсатные, Наранхилос газовое, остальные месторождения нефтяные.

Залежи пластовые сводовые, иногда частично экранированные продольным разрывом; глубина залегания около 1100 *м*. Плотность нефти 0,75—0,77 *г/см*^{3}. В эксплуатации находятся 178 скважин. Некоторые скважины давали до 100 *т/сутки* нефти из горизонта сараренда.

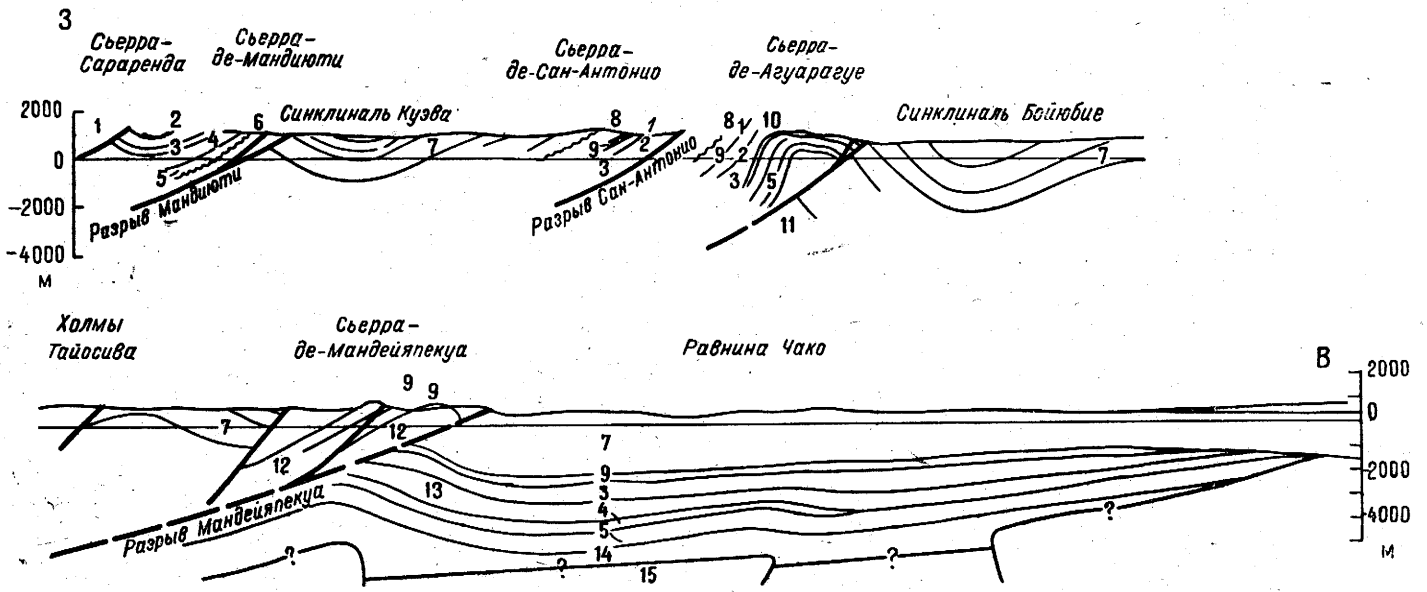


Рис. 413. Геологический разрез Сьерра-Сараренда — равнина Чако (по Э. Т. Маури).

1 — витахуа; *2* — сан-тельмо; *3* — экскарпмент; *4* — чорро; *5* — тупамби; *6* — икири; *7* — слои чако; *8* — петака; *9* — верхние песчаники; *10* — тангули; *11* — девонские отложения; *12* — верхнегондванские отложения; *13* — гондванские отложения; *14* — средне- и нижнедевонские отложения; *15* — нижнепалеозойские метаморфические породы.

Таблица 271

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений южных районов Боливии
(по Э. Л. Падула и др.)

Отдел, ярус	Серия, *свита*, горизонт			Литологический состав	Мощность, *м*
Плиоцен, миоцен	Чако	Верхнее чако		Грубые конгломераты, переслаивающиеся с глинами и песчаниками буровато-красного цвета	2700
		Несогласие			
Олигоцен — эоцен		Нижнее чако	Чако (в собственном смысле)	Песчаники и глины каштаново-красные с прослоями конгломератов и туфов	
			Слои с пелециподами	Пелитовые красные и зеленые породы с прослоями светло-желтых песчаников. В основании маломощные пачки известняков	
			Горизонт петака	Глины буровато-красные. Базальные конгломераты известняковые, весьма песчанистые, с обломками кремней	
		Несогласие			
Даний	Такуру	Верхние песчаники	Верхний горизонт	Песчаники желтовато-красные, местами с косой слоистостью; слагают пласты мощностью 3—4 *м*	360
			Нижний горизонт	Песчаники светлые, местами желтоватые. В основании тонкие прослои конгломератов с окатанной галькой известняков и кремней и песчанистым и известковым цементом	
Альб — сеноман		Несогласие			
		Ватиахуа	Известняки ватиахуа	Кристаллические, местами окремненные известняки с прожилками и конкрецией кремня, переслаивающиеся с красными и зелеными мергелями	
Неоком			*Кангапи* Известковистые песчаники	Белые сахаровидные песчаники, отчетливо слоистые, среднезернистые, с известковым цементом	
			Кангапи Нижние песчаники	Желтые до розовых песчаники с косой слоистостью, плотные. Местами присутствуют базальные конгломераты	

Продолжение табл. 271

Отдел, ярус,	Серия, *свита*, горизонт			Литологический состав	Мощность, *м*
Гондванские отложения (пермо-карбон)	Такуру	Несогласие			
		Сан-тельмо		Серые кремнистые породы и розовые пелитовые породы	
	Мандиюти	Эскарпмент	Массивные песчаники	Плотные массивные песчаники желтые с линзами конгломератов и тонкими прослоями кремнистых глин	1650
			Слои таигуати	Кремнистые глины и лутиты кирпично-красные с зелеными глазками, с прослоями желтых песчаников. Местами базальные конгломераты	
		Чорро, тариха		Песчаники, кремнистые породы и темно-красные глины без признаков нормальной слоистости. Прослои конгломератов с песчаным цементом	
	Мачарети	*Тупамби*		Желтые песчаники с прослоями красных песчаников и линзами конгломератов и темно-красных кремнистых пород. В некоторых горизонтах косая слоистость. В основании плотные тонкозернистые слюдистые фиолетовые песчаники. Фиолетовая толща: темно-фиолетовые лутиты с четко слоистыми светло-фиолетовыми песчаниками и тонкими прослоями серых кремнистых глин	(500)
		Несогласие			
Девон средний		*Икири*		Слюдистые и песчанистые лутиты, слагающие пласты мощностью от 0,3 до 2 *м*, чередующиеся с прослоями плотных песчаников мощностью от нескольких сантиметров до 15—20 *м* с плохо окатанными зернами кварца, с кремнистым цементом. Редкие прослои известняков и конгломератов; волноприбойные знаки, трещины усыхания и гематитовые конкреции	До 700
Девон нижний		*Лос-монос*		Темно-серые лутиты, слюдистые, с редкими и маломощными прослоями песчаников	>2000

Таблица 272

Структурные формы месторождений и типы залежей нефти и газа в бассейнах Боливии

Структурные формы месторождений	Типы залежей	Примеры месторождений	Возраст и литологический состав продуктивных отложений
Антиклинали, осложненные надвигом и разбитые на блоки	Пластовые сводовые	Камири, Гуайруй	Девон, песчаники
	Сводовые, частично тектонически экранированные	Камири, Гуайруй	То же
	Литологически со всех сторон ограниченные	Санандита, Торо	Пермо-карбон, песчаники

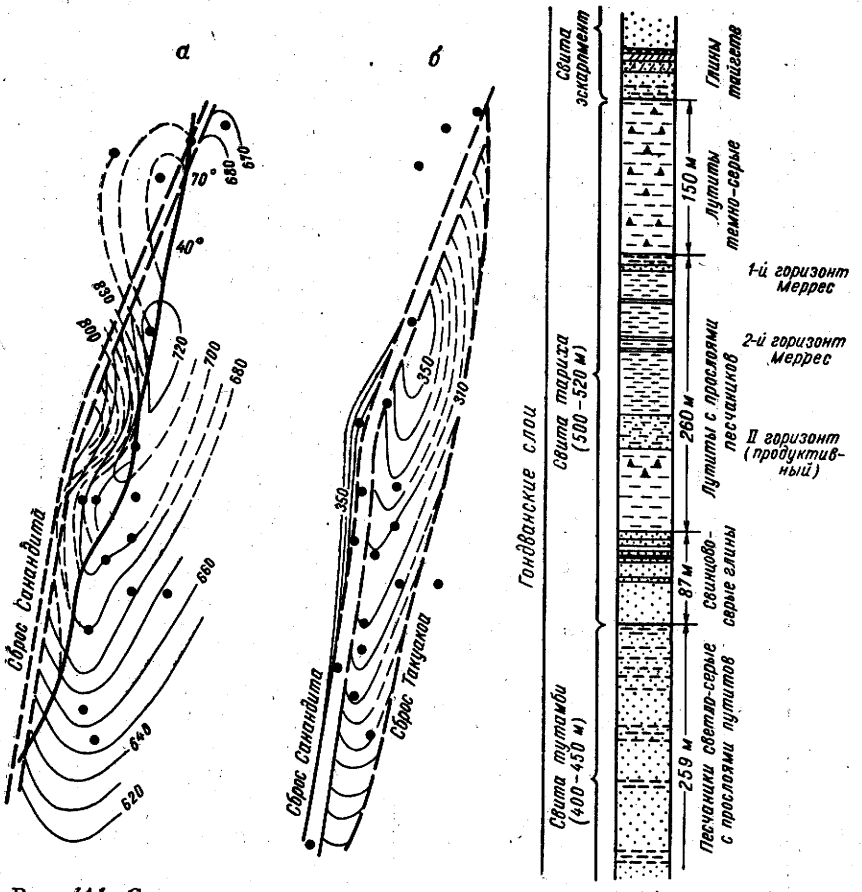


Рис. 414. Структурные карты кровли свит тарариха (*а*) и тупамби (*б*) и стратиграфический разрез месторождения Санандита.

Месторождение Гуайруй расположено в 20 *км* к югу от Камири. Приурочено к отдельному блоку крупной антиклинали на лежачем крыле надвига Сараренда. Нефтеносны песчаники свиты икири: 3 горизонта

мощностью 48 *м*. Пористость песчаников ниже 10%, проницаемость 20—100 *мд*. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Плотность нефти 0,73—0,75 *г/см*³.

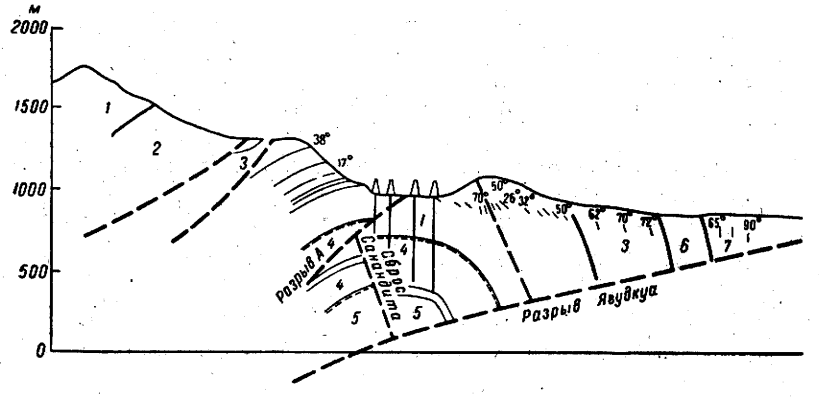


Рис. 415. Разрез месторождения Санандита.

1 — эскарпмент; *2* — тонху; *3* — сан-тельмо; *4* — тариха; *5* — тупамби; *6* — конгапи; *7* — верхние песчаники.

Месторождение Бермехо приурочено к складке, осложненной двумя куполами: собственно Бермехо и Арросалес. Нефть получена из линзовидных песчаников тариха и тупамби. Пористость песчаников 11—12%, проницаемость 70 *мд*. Залежи в свите тариха литологически ограниченные со всех сторон, в свите тупамби, возможно, пластовые сводовые.

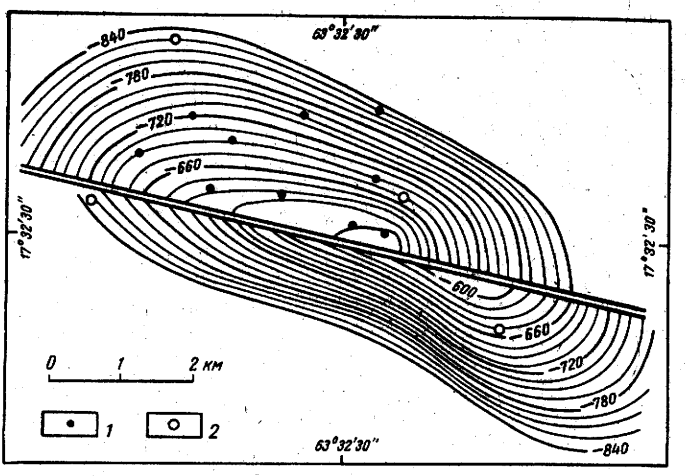


Рис. 416. Структурная карта кровли горизонта кахонес месторождения Каранда.

1 — скважины нефтяные; *2* — газовые.

Месторождение Санандита приурочено к антиклинали висячего крыла разрыва Ягудкуа (рис. 414, 415). Складка разбита на отдельные блоки. Нефть встречена в линзовидных песчаниках свиты тариха. Пористость песчаников 12%, проницаемость 40 *мд*. Притоки нефти небольшие, плотность нефти 0,81 *г/см*³.

Месторождение Торо приурочено к крупной антиклинали, разбитой на блоки. Нефтеносны песчаники свиты тарихо: два пласта общей

мощностью 18 *м*. Пористость пород 10%, проницаемость 70 *мд*. Залежи литологически со всех сторон ограниченные. Плотность нефти 0,93 *г/см*^{3}.

На рис. 416 показаны структурные карты месторождений Колпа и Каранда, расположенных на севере нефтегазоносного района.

Нефти девонских отложений легкие: их плотность составляет 0,73—0,80 *г/см*^{3}. Нефти пермо-карбона более тяжелые: плотность их 0,82—0,90 *г/см*^{3} и выше.

ЛИТЕРАТУРА

Нефтяные и газовые месторождения Боливии. XX Междунар. геол. конгресс, т. III. Гостоптехиздат, 1959.

Ahlfeld Federico. Bolivia Geol. Soc. America., v. 65, p. 169—186, 1956.

Yenks W. Handbook of South American Geol. an Exploration of the Geol. map of South America, 1956.

Meyeringh W. Aus der Bolivianishen Erdöl und Kohle, т. 9, Nr 9, S. 654, 1956.

Taylor Y. C. M. The Oil Geol. of South America. Petroleum, v. 21, No 3, p. 79—82, 1958.

Sass L. C., Neff C. N. South America and Caribbean. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 47, No 7, 1963.

---

§ 8. АРГЕНТИНА

В пределах Аргентины выделяются пять крупных нефтегазоносных и нефтедобывающих районов: Сальта — северо-западный район, располагающийся на крайнем севере страны в провинциях Сальта и Джуджуй; район Мендоса, или Куйо, находящийся южнее, примерно на долготе г. Буэнос-Айреса в провинции Мендоса; Неукен, который выделяется южнее предыдущего в провинциях Неукен и Рио-Негро вдоль западной границы с Чили; Комодоро-Ривадавия — самый старый нефтедобывающий район, располагающийся на востоке страны, к западу от побережья залива Сан-Хорхе в провинциях Чубут и Санта-Крус, наконец, Магелланов, или Южно-Предандийский, район, самый южный, занимающий материковую часть страны в провинции Санта-Крус и территорию Аргентины на о. Огненная Земля (рис. 417).

Первые сведения о нефтеносности относятся к 1886 г., когда юго-западнее г. Мендоса были обнаружены выходы асфальта в песчаниках у подножья южного склона горного массива Серро-Качеута. В том же году здесь стали добывать и жидкую нефть. Промышленная добыча нефти началась только в 1907 г. Первая скважина, пробуренная на побережье залива Сан-Хорхе в районе Комодоро-Ривадавия с целью получения пресных вод, неожиданно дала промышленный приток нефти с глубины 535 *м*. В 1908 г. на этом месторождении, получившем название Комодоро-Ривадавия, было добыто уже 1700 *т* нефти. В последующие годы в районе Комодоро-Ривадавия был открыт ряд довольно крупных месторождений, составивших основу нефтедобывающей промышленности Аргентины.

В 1918 г. (десять лет спустя после первого открытия) на западе страны у подножья Анд в провинции Неукен у г. Пласа Гуинкуль было обнаружено нефтяное месторождение Пласа. Это явилось началом разведки нефти в предгорных районах. В 1923 г. в провинции Сальта на крайнем севере страны удалось открыть нефтяное месторождение Агуас-Бланкас. Четыре года спустя здесь же было обнаружено еще несколько месторождений. Примерно в эти годы в провинции Мендоса был выявлен нефтедобывающий район, располагающийся, как и два предыдущих, непосредственно

у складчатого сооружения Анд. Промышленная добыча нефти в Мендосе началась в 1926 г. из песчаников, залегающих в основании мезо-кайнозойской толщи, на площадях Пласа и Гуинкуль. Первое открытие на юге страны сделано в 1949 г., когда на о. Огненная Земля на площади Ла-Сара получили промышленные притоки нефти из нижнемелового песчаника свиты ареноко. С начала 50-х годов геологоразведочные работы и, в частности, разведочное бурение начали расширяться, что привело к открытию новых месторождений и нефтегазоносных районов на о. Огненная Земля и в провинции Санта-Крус.

В 1956 г. в бурении находились уже 54 скважины, а в конце 50-х годов было открыто восемь месторождений нефти и газа. В районе Сальта открыто газоконденсатное месторождение Сальта-Джолин, продуктивные горизонты на котором залегают на глубине 2640—2730 *м*, а суточные дебиты в скважинах-открывательницах составляли 20 *т* конденсата и 400 тыс. $м^3$ газа. В провинции Неукен в этот период открыто несколько месторождений. Два из них нефтяные: Лома Монтоза и Лома Потрилло. Первое содержит залежь в породах неокома на глубине 870—900 *м*, второе — в песчаниках титонского яруса в интервале 935—950 *м*. В провинции Рио-Негро также открыты два месторождения. На первом из них Рио-Катриэль, кроме газа из песчаников и известняков неокомского возраста, в скважине с глубины 850—900 *м* получена и нефть с дебитом 140 *т/сутки*. Второе Пунта Розада является газовым и, очевидно, довольно крупным. В скважине-первооткрывательнице газ с дебитом 1200 тыс. $м^3$/*сутки* получен с глубины 1400 *м*. В районе Комодоро-Ривадавия в 1959—1960 гг. открыты три нефтяных месторождения. На одном из них в Пампа Манантиалес, в провинции Чубут, нефтеносными оказались верхнемеловые песчаники сан-диэго. Приток нефти с дебитом 8 *т/сутки* получен из интервала 1027—1031 *м*. На втором, расположенном на юге района в провинции Санта-Крус, нефть с дебитом 33 *т/сутки* получена из верхнемеловых песчаников свиты чубутиано с глубины 1815 *м*. Наконец, на третьем месторождении Лас-Герас из тех же песчаников чубутиано с глубины 925 *м* скважина-открывательница дала приток нефти с дебитом 43 *т/сутки*.

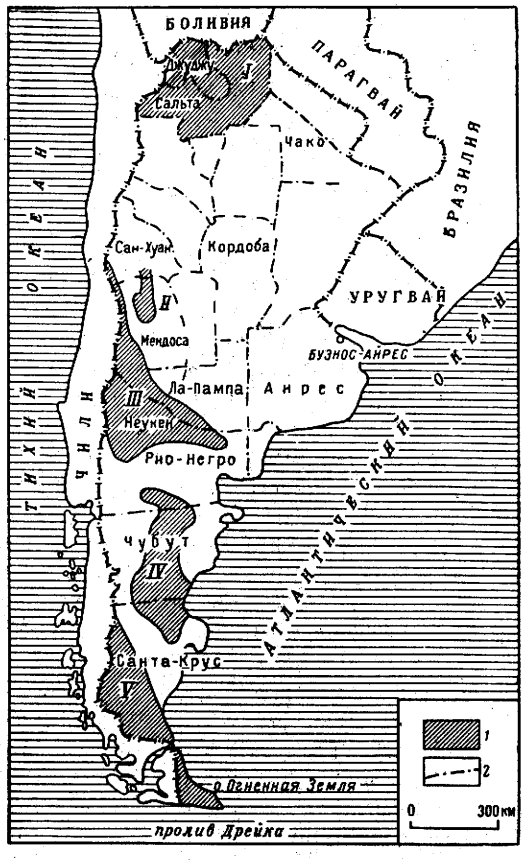


Рис. 417. Карта размещения нефтедобывающих районов Аргентины.

1 — нефтедобывающие районы: *I* — Сальта, *II* — Мендоса, *III* — Неукен, *IV* — Комодоро-Ривадавия, *V* — Магелланов; *2* — границы штатов.

В 1961—1962 гг. в пределах нефтегазоносных провинций Аргентины сделан ряд новых существенных открытий. Так, в провинции Сальта открыто газонефтяное месторождение с продуктивными отложениями девона. Первая скважина с глубины 3240 *м* дала фонтан нефти с дебитом 108 *т/сутки* и газа 550 тыс. *м³/сутки*. В Мендосе на площади Лас-Хунтас из триасовых отложений с глубины 2910 *м* получен приток нефти с дебитом 60 *т/сутки*. В Неукене в этот период открыты два нефтяных — Медианеро и Эль-Медианито — и одно газовое — Дивизадеро Катриэль — месторождения. Скопления нефти и газа на них встречены в породах триасового возраста на глубине 1200—1370 *м*. На месторождении Эль-Медианито первая скважина дала фонтан нефти с дебитом 145 *т/сутки*. Наиболее существенным открытием явилось обнаружение в провинции Санта-Крус крупного газонефтяного месторождения Серро-Редондо. Здесь с глубины 1830 *м* из мелового комплекса пород получен фонтан высококачественной нефти с дебитом 725 *т/сутки*. Второе месторождение в этом районе открыто на площади Эль-Кондор. Скважина-открывательница дала приток нефти 20 *т/сутки* и газа 2750 *м³/сутки*. На о. Огненная Земля у границы с Чили также открыто новое месторождение. Нефть с дебитом 16 *т/сутки* получена из меловых отложений. Ряд новых месторождений обнаружен в районе Комодоро-Ривадавия. Продуктивными на них оказались породы мелового возраста, залегающие на глубине от 1830 *м* (Сентраль) до 2457 *м* (Лас-Флорес). Дебит в некоторых скважинах на них достигал 160 *т* нефти в сутки.

В последние годы наиболее интересным открытием явилось обнаружение нефти в базальном горизонте кайнозойских отложений на площади Лас-Хунтас в Мендосе. В процессе разведки впервые из данного комплекса пород был получен промышленный приток нефти с дебитами 200 *м³/сутки*. В районе Неукен в последнее время открыт ряд нефтяных и газовых месторождений; в провинции Рио-Негро — месторождения Агуада-Багуалес (нефтяное) и Валле-Верде (газовое), в провинции Неукен-Сенель—Пикада (нефтяное) и Пьедрас Негрос (газовое).

На ранних этапах развития нефтяной промышленности Аргентины основой для поисков перспективных структур являлись геологическая съемка и картировочное бурение. С 40-х годов XX в. в практике геолого-поисковых работ на нефть и газ геофизические методы исследования начинают доминировать. В последние годы большинство новых месторождений, особенно в геологически закрытых районах, выявлено благодаря широкому использованию геофизических работ и структурного бурения. К 1962 г. площадь распространения осадочных пород, перспективная для поисков месторождений нефти и газа, достигала 1,8 млн. *км²*. Общее число пробуренных скважин превысило 12 500, из которых 5195 находилось в эксплуатации. На каждый 1 *км²* перспективной площади пробурено 0,017 скважины.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН САЛЬТА

Этот район продолжает боливийский нефтегазоносный район. Как и последний, он расположен в пределах предандийского прогиба. Андийское горное сооружение здесь сложено преимущественно ордовикскими и девонскими отложениями. Восточная граница прогиба (платформенного склона) проходит по выходам фундамента, а в некоторых местах (долина р. Парагвай) по среднепалеозойским отложениям. На внутреннем борту прогиба развиты вытянутые крупные асимметричные, иногда опрокинутые, тектонически нарушенные складки меридионального простирания. Структуры четко прослеживаются по палеозойским, мезозойским и отчасти по мезо-кайнозойским отложениям, а некоторые из них выражены и в современном рельефе. На внешнем борту в слабо дислоцированном разрезе осадоч-

ного чехла развиты пологие структурные формы. Бóльшая часть палеозойских и мезозойских структур трансгрессивно перекрыта слабо складчатыми или моноклинально залегающими мезо-кайнозойскими отложениями. Предандийский прогиб продолжается на юг до выходов на поверхность докембрийского фундамента (блоки Сиерры Пампы) севернее р. Рио-Колорадо. Стратиграфия осадочной толщи, выполняющей прогиб, охарактеризована в табл. 273.

Таблица 273

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносного района Сальта
(из кн. Нефтегазоносные бассейны земного шара. Изд-во «Недра», 1965)

Система	Отдел, ярус	Серия, свита, горизонт, слои			Литологический состав	Мощность, м
Неоген		Чако	Верхняя чако		Конгломераты, переслаивающиеся с буровато-красными песчаниками и глинами	—
Палеоген	Эоцен (?)	Чако	Нижняя чако	Чако	Пестроцветные глины и песчаники с прослоями конгломератов и туфов	2500
				Слои с пелециподами	Пестроцветные алевролиты с прослоями песчаников. В основании разреза маломощные пачки известняков	
			Горизонт петака		Пестроцветные глины и конгломераты	—
Мел	Альб — дат	Такуру			Толстослоистые красные и серые песчаники с косой слоистостью. В основании разреза прослои конгломератов и известняков	300
	Неоком	Ватиакуа			Кристаллические кремнистые известняки, переслаивающиеся с красными и зелеными мергелями	200
		Кангапи			Светлые и красные песчаники в основании с горизонтом базальных конгломератов	200
Триас		Мандиюти, сан-тельмо и слои тангуати			Пестрые массивные песчаники с линзами конгломератов и прослоями кремнистых глин; в нижней части разреза пестроцветные глины, аргиллиты и песчаники с горизонтами базальных конгломератов. Развиты лишь в северо-западной части района Сальта	1800

Продолжение табл. 273

Система	Отдел, ярус	Серия, свита, горизонт, слои	Литологический состав	Мощность, м
Пермь карбон?		Мачарети, тариха (чорро), тупамби	Пестроцветные песчаники, переслаивающиеся с плотными аргиллитами с линзами конгломератов и кремнистых пород. Уменьшаются в мощности и выклиниваются к югу, востоку и западу	>1000
Девон		Икири	Переслаивающиеся аргиллиты и песчанистые сланцы с прослоями и пластами песчаников. Мощность пород уменьшается к востоку	250
		Лос-монос	Темно-серые аргиллиты с редкими маломощными прослоями песчаников. Мощность пород уменьшается к востоку	>600
			Метаморфические породы фундамента	—

Нефтегазоносный район Сальта расположен лишь на небольшой площади в северо-западной части прогиба, на внутреннем (складчатом) борту его. Всего в рассматриваемом регионе выявлено более 12 месторождений (табл. 274, см. табл. 280), часть которых, открытых в 20-е годы XX в., уже выработана (рис. 418).

Таблица 274

Распределение и характеристика продуктивных отложений по разрезу района Сальта

Возраст	Наименование	Литологический состав	Мощность, м	Плотность нефти или конденсата, г/см³	Примеры месторождений
Эоцен?	Нижняя чако	Песчаники и алевролиты	—	0,820 и выше	Рио-Пескадо и др.
Верхний мел	Такуру	Песчаники	300	0,820 и выше	Рамос и др.
Нижний мел	Кангапи	»	200	0,820 и выше	
Пермо-карбон	Тариха	Песчаники, конгломераты	1000	0,760—0,930	Кампо-Дуран, Мадрехонес и др.
	Тупамби	Песчаники			
Средний девон	Икири	»	250	0,730—0,810	Агуас-Бланкас, Тартагал, Сан-Педрито и др.
Нижний девон	Лос-монос	»	>600	0,740—0,770	

По структурным формам наиболее распространены месторождения, связанные с вытянутыми асимметричными брахиантиклиналями, как правило, осложненными надвигами, реже — сбросами (рис. 419). Залежи приурочены к отдельным тектоническим блокам и являются пластовыми

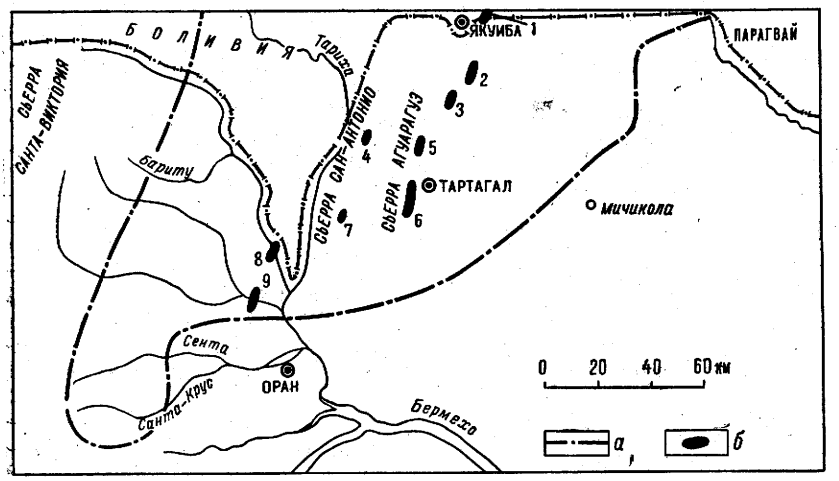


Рис. 418. Схема размещения основных нефтяных месторождений в районе Сальта.

а — граница бассейна; *б* — нефтяные и газовые месторождения: *1* — Мадрехонес, *2* — Кампо-Дуран, *3* — Сальта-Джолин, *4* — Сан-Педрито, *5* — Тартагал, *6* — Ломитас, Веспучио, Транкитас, *7* — Рамос, *8* — Агуас-Бланкас, *9* — Рио-Пескадо.

сводовыми, тектонически нарушенными; имеются, по-видимому, также и тектонически и литологически экранированные залежи.

РАЙОН МЕНДОСА

Район Мендоса почти со всех сторон обрамлен горными сооружениями и представляет межгорный бассейн. Западной границей является

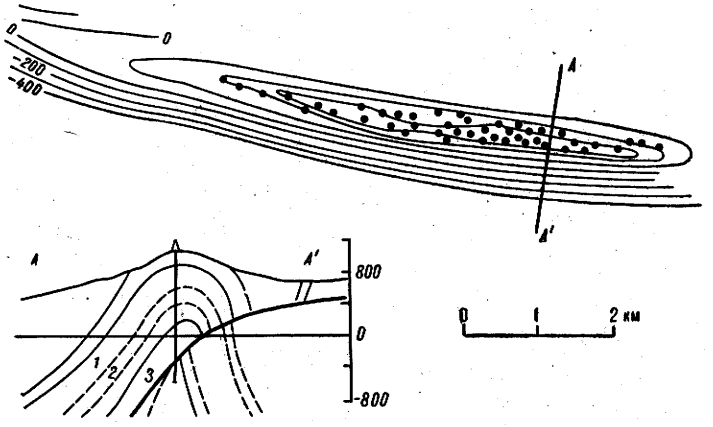


Рис. 419. Структурная карта кровли свиты тупамби и поперечный разрез месторождения Сан-Педрито (по Риду, 1946).

1 — горизонт А; *2* — горизонт В; *3* — тупамби.

Предкордильера — один из древних складчатых элементов Анд, образованная интенсивно дислоцированными толщами докембрия, нижнего палеозоя, силура и девона, перекрытыми спокойно залегающими эффузивно-осадочными породами триаса. Восточным обрамлением служат западные складчатые элементы Сиерры-Пампа. В северном направлении бассейн

Таблица 275

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений района Мендоса

Группа, система	Серия, свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, м
Четвертичная	Лос-моготес	Континентальные грубозернистые песчаники и конгломераты	~170
Неоген и палеоген	Красноцветная толща	Пестроцветные глины и глинистые сланцы	>300
	Верхние серые туфы	Переслаивающиеся туфы с линзами грубообломочных пород	~200
	Лапилона	Глины и глинистые сланцы, содержащие прослои алевролитов	220
	Нижние серые туфы	Переслаивающиеся туфы и глинистые сланцы	>200
	Мариньо	Переслаивающиеся глины, песчаники и конгломераты	~780
	Фиолетовые конгломераты (виолачео)	Пестроцветные грубообломочные породы; конгломераты с линзами известняков и др.	~50
	Пестрые глины	Переслаивающиеся глины с прослоями песчаников	~40
	Слои с ангидритами	Переслаивающиеся ангидриты с прослоями глин	20
Триас	Красные конгломераты (вохо)	Переслаивающиеся конгломераты, брекчии, базальты, песчаники и глины	100
	Светлый виктор (виктор кларо)	Песчанистые глины	~40
	Темный виктор (виктор оскуро)	Переслаивающиеся глины, глинистые сланцы и туфы	280
	Серый виктор (виктор грис)	Глины и глинистые сланцы, переслаивающиеся с песчаниками	50
	Качеута	Переслаивающиеся битуминозные сланцы с прослоями песчаников	76—350
	Потрериллос	Переслаивающиеся туфы с битуминозными сланцами, песчаниками и известняками	390
	Кабрас	Разнозернистые песчаники и конгломераты	130
	Порфиритовая серия	Пачка пород; линзы конгломератов, брекчии, порфириты, пласты песчаников и глин	190
Палеозой		Глинистые сланцы	—

в плане выклинивается, зажатый между структурами Предкордильеры и Сиерры-Пампа. Стратиграфия осадочного разреза показана в табл. 275.

Вдоль западного борта бассейна протягиваются две антиклинальные зоны — Тупунгато (западная) и Барранкас (восточная) меридионального простирания, осложненные главным образом взбросами и горизонтальными смещениями (сдвигами). В пределах антиклинальных зон развит ряд брахиантиклинальных складок, расположенных кулисообразно, сложенных мезо-кайнозойскими отложениями.

В настоящее время в районе Мендоса обнаружено более 13 месторождений нефти и газа (рис. 420, табл. 276, 279).

Из структурных форм нефтяных и газовых месторождений наиболее распространены асимметричные вытянутые брахиантиклинали, разбитые

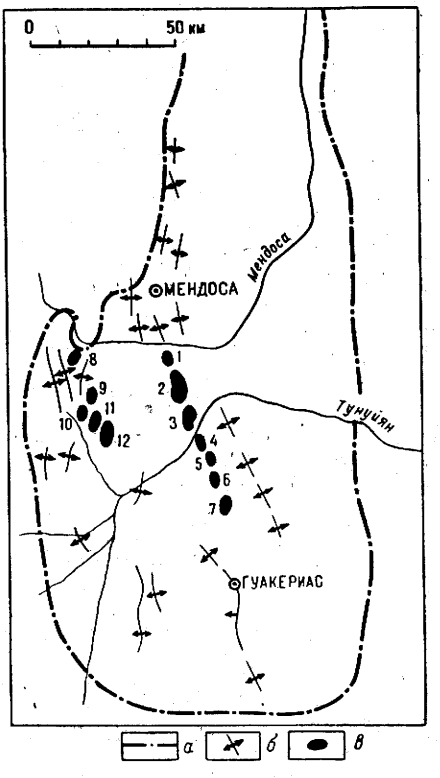


Рис. 420. Схематическая карта размещения месторождений нефти и газа в районе Мендоса.

а — граница нефтегазоносного района; *б* — антиклинали; *в* — месторождения нефти и газа: *1* — Лунлута, *2* — Барранкас, *3* — Эль-Карриссаль, *4* — Рио-Тупаян, *5* — Ла-Вентама, *6* — Пунта-де-лас-Бардас, *7* — Вакас-Муэртас, *8* — Качеута, *9* — Интермедия, *10* — Рефугио, *11* — Тупунгато, *12* — Пьедрас-Колорадас.

Таблица 276

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе района Мендоса

Возраст	Наименование	Литологический состав	Плотность нефти, г/см³	Примеры месторождений
Мезо-кайнозой	Мариньо	Песчаники и конгломераты		Интермедия, Пьедрас-Колорадас, Лас-Хутас и др.
Триас	Светлый виктор	Песчаники	0,830—0,870 (нефть высокопарафинистая)	Качеута, Тупунгато, Вакас-Муэртас, Барранкас и др.
	Темный виктор	Туфы, трещиноватые сланцы		
	Серый виктор	Песчаники, трещиноватые глинистые сланцы		
	Качеута	Песчаники		
	Потрериллос	Туфы, песчаники, сланцы		

сбросами на отдельные блоки. Типичным представителем является месторождение Тупунгато. Оно приурочено к асимметричной брахиантиклинали с крутым западным и пологим восточным крыльями (рис. 421). Складка образована кайнозойскими и триасовыми отложениями. Свод ее по более древним горизонтам смещается к востоку, и породы падают под более крутыми, чем в других частях структуры, углами. Дизъюнктивные дислокации отчетливо прослеживаются в кайнозойских отложениях и с глубиной,

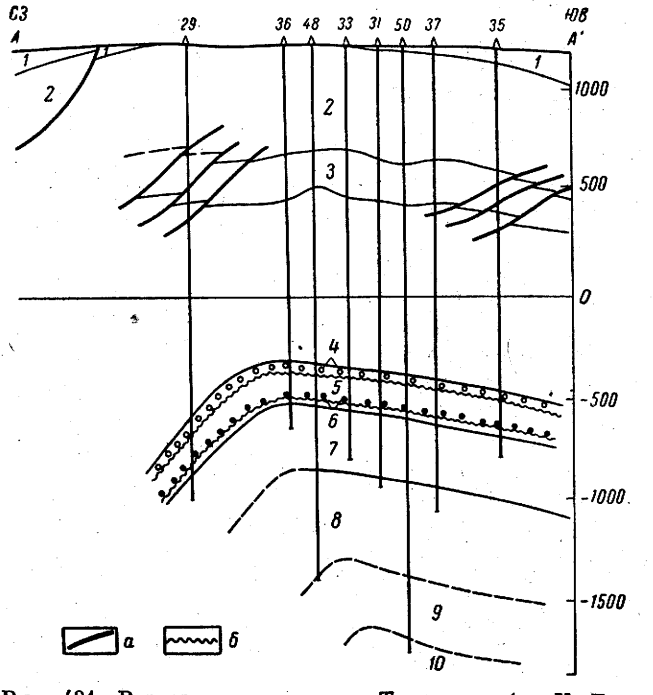


Рис. 421. Разрез месторождения Тупунгато (по Х. Балдурну).

а — тектонические нарушения; *б* — стратиграфические несогласия. *1* — туфы аппер-грей; *2* — лапилона; *3* — мариньо; *4* — фиолетовые конгломераты; *5* — светлый виктор; *6* — красные конгломераты; *7* — темный виктор; *8* — серый виктор; *9* — сланец качеута; *10* — потрериллос.

по-видимому, затухают. Амплитуды их небольшие и колеблются от 10 до 20 *м*. Главное тектоническое нарушение отмечено на западном крыле складки и по своей морфологии является поднадвигом. Продуктивны отложения свит виктор и потрериллос: трещиноватые туфы и песчаники, содержащие вязкие малопарафинистые нефти плотностью от 0,839 до 0,859 *г/см*^{3}; с глубиной нефти становятся легче.

Среди залежей преобладают пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Глубина залегания продуктивных горизонтов колеблется от 1800 до 2400 *м*. Основная масса скоплений нефти и газа связана с отложениями триаса. Наиболее крупные месторождения Барранкас, давшее за время его эксплуатации 6 млн. *т* нефти, и Тупунгато, давшее 3,8 млн. *т* нефти.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН НЕУКЕН

Западной границей района являются складчатые сооружения Анд, сложенные сильно дислоцированными породами палеозоя, а также осадочными и вулканогенными и интрузивными образованиями мелового и

Таблица 277

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений района Неукен
(внутренний борт предгорного прогиба)

Группа, система	Отдел, ярус	Свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, м
Мел	Верхний	Слои с остатками динозавров	Переслаивающиеся пески, песчаники, конгломераты, глины, глинистые сланцы и известняки	270
		Несогласие		
	Средний и нижний	Зеленые глины	Переслаивающиеся известняки, глины, песчаники и глинистые сланцы	190
		Известняковая свита	Известняки, обогащенные фауной	80
		Битуминозные мергели	Переслаивающиеся битуминозные мергели, глины и глинистые сланцы	>75
Юра	Мальм	Верхние песчаники	Разнозернистые песчаники	~30
		Нефтеносная свита	Переслаивающиеся конгломераты, песчаники, глины, глинистые сланцы и известняки	130
		Несогласие		
	Доггер	Багуалес	Глины и глинистые сланцы	100
		Серия черных сланцев: Калифорния	Переслаивающиеся глины, глинистые сланцы с пластами песчаников и конгломератов	>1000
	Лейас	Серия черных сланцев: Хаспеада	Глины и глинистые сланцы, содержащие пласты песчаников	>500
		Серия черных сланцев: Берта	Глины и глинистые сланцы	>400
		Несогласие		
Триас	—	Порфиритовая серия	Порфириты с прослоями песчаников и глин	—
Палеозой			Гранодиориты	—

юрского возраста; породы перекрыты четвертично-миоценовыми эффузивами. С севера, северо-востока и востока он ограничивается древними палеозойскими и докембрийскими структурными элементами, останцы которых в провинции Ла-Пампа прослеживаются вплоть до р. Рио-Колорадо. С юга ограничивается Северо-Патагонским массивом, являющимся крупным докембрийским поднятием, перекрытым осадочными и эффузивными образованиями верхнемелового, палеогенового и плиоценового возраста. Стратиграфический разрез района охарактеризован в табл. 277.

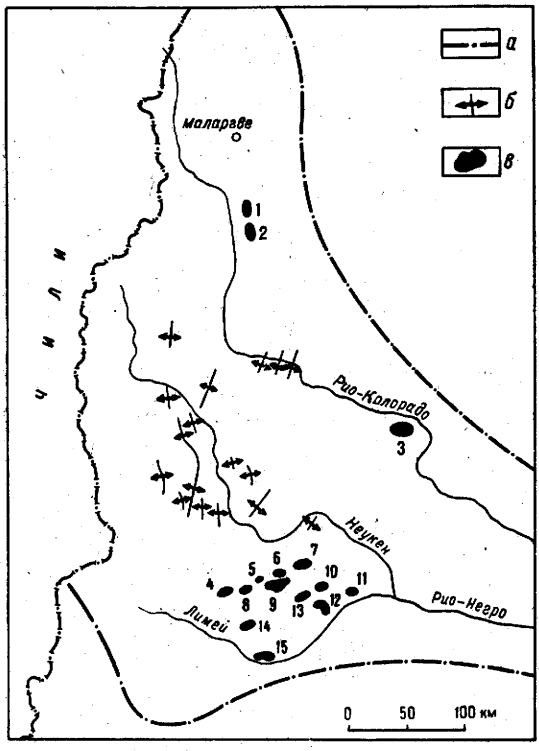


Рис. 422. Схематическая карта размещения основных месторождений нефти и газа в районе Неукен.

а — граница нефтегазоносного района; *б* — антиклинали; *в* — месторождения нефти и газа: *1* — Пампа Палауко, *2* — Ранкиль, *3* — Рио-Катриэль, *4* — Антраведо, *5* — Сенель-Пикада, *6* — Гонсалес, *7* — Санта-Барроса, *8* — Бандера, *9* — Сентраль, *10* — Сенисольса, *11* — Чальяко, *12* — Гуинкуль, *13* — Пласа, *14* — Лотена, *15* — Эль-Сауче.

Район Неукен является предгорным прогибом с четко выраженными внутренним и внешним бортами. На севере и в центре внешнего борта складки простираются меридионально; на юге их простирание близко к широтному и в общем совпадает с ориентировкой структур окраинной части Патагонского массива. На южном борту бассейна установлено крупное горстообразное поднятие фундамента Дорсаль. В структуре осадочной толщи, облекающей поднятие, имеется значительное количество антиклинальных складок, с частью которых связаны месторождения нефти и газа.

К настоящему времени на территории бассейна разведано более 18 месторождений. В основном они располагаются в пределах поднятия Дорсаль (рис. 422, табл. 278, 280).

По структурному признаку среди месторождений нефти и газа района Неукен выделяются месторождения, связанные: а) с тектонически нарушенными брахиантиклиналями, б) с локальными поднятиями и в) с продольными разрывами.

Месторождения, связанные с тектонически нарушенными брахиантиклиналями, приурочены к небольшим асимметричным складкам и располагаются в северной части внутреннего борта. Представителями таких месторождений являются Пампа-Палауко и Ранкиль. Залежи нефти и газа здесь содержатся в породах нижнего мела и триаса (порфиритовая серия).

Месторождения, связанные с локальными поднятиями, представляют структуры облекания, приуроченные к отдельным горстообразным выступам фундамента древнего поднятия Дорсаль. К их числу относятся место-

Таблица 278

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе нефтегазоносного района Неукен

Возраст	Наименование	Литологический состав	Состав залежи	Примеры месторождений
Неоком	Зеленые глины (в кровле)	Известняки и разнозернистые песчаники	Газ, нефть	Рио-Катриэль
			Нефть	Лома-Монтоза
Титон, оксфорд — кимеридж	Верхние песчаники	Разнозернистые песчаники	Газ	Пунта-Розада и др.
	Нефтеносная свита (кровля и подошва)	Песчаники, конгломераты и трещиноватые сланцы	Нефть	Лома-Потрилло и др.
Средняя юра	Калифорния (кровля)	Песчаники, конгломераты и трещиноватые глинистые сланцы	Газ, нефть	—
Триас	Порфиритовая серия	Песчаники, трещиноватые глинистые сланцы и вулканические образования	Газ	Дивизадеро, Катриэль
			Нефть	Медианеро, Эль-Медианито

рождения Бандера, Пласа, Гуинкуль, Эль-Сауче и др. Залежи нефти и газа на них связаны главным образом с верхнеюрскими отложениями и находятся на глубине 600—1200 *м*. Преобладают пластовые сводовые, тектонически экранированные залежи. Коллекторами являются преимущественно песчаники и трещиноватые аргиллиты, но на некоторых месторождениях скопления нефти имеются и в трещиноватых зонах изверженных пород.

Месторождения, связанные с продольными разрывами, осложняют моноклинальный склон поднятия Дорсаль. Залежи таких месторождений пластовые, тектонически экранированные.

Наиболее крупными месторождениями бассейна Неукен являются Чальяко, Бандера и Сентраль. За время эксплуатации на них добыто соответственно 3,2; 3,1 и 2,1 млн. *т* нефти. Кроме указанных месторождений, в предгорьях Анд встречаются отдельные выходы нефти, жилы асфальта, а также малодебитные залежи нефти, располагающиеся по периферии лакколитов, залегающие в крутопадающих пластах осадочных пород, экранированные пластовыми жилами или дайками.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН КОМОДОРО-РИВАДАВИЯ

Бассейн Комодоро-Ривадавия (Сан-Хорхе, или Патагонский) располагается на месте патагонской части Предандийского прогиба. Патагонская Кордильера Анд сложена мощной толщей морских осадков мелового и палеогенового возраста, расслоенных одновозрастными им лавами, туфами и интрузиями. С востока бассейн открывается в воды залива Сан-Хорхе, с севера обрамлен Северо-Патагонским, а с юга

Южно-Патагонским выступами кристаллического фундамента. С поверхности он сложен на западе преимущественно меловыми, а на востоке палеогеновыми отложениями (табл. 279).

Таблица 279

Сводный схематический литолого-стратиграфический разрез отложений и распределение нефтегазоносности в районе Комодоро-Ривадавия

Система, отдел	Серия, свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносность
Миоцен	Санта-крус	Разнозернистые пески и слабосцементированные песчаники	260	
Олигоцен	Патагони	Глины и глинистые сланцы с редкими пластами и прослоями алевролитов и песчаников	360	
		Несогласие		
Эоцен	Сармиент	Туфы с линзами осадочных (песчано-глинистых) пород	120	
Палеоцен	Рио-чико	Переслаивающиеся глины, глинистые сланцы с пластами песчаников	260	Два газоносных горизонта в основании разреза
	—	Глины и глинистые сланцы с пластами туфов	140	Нефтеносные в основании разреза
	Саламанку	Разнозернистые плотные песчаники с прослоями глин	50	Нефтегазоносные: несколько продуктивных горизонтов
		Несогласие		
Мел верхний	Чубут	Часто переслаивающиеся пласты песчаника с глинами и глинистыми сланцами	~1300	В северной части платформенного борта 13 нефтеносных горизонтов, в южной 3
		Несогласие		
Нижний мел? и юра	Порфиритовая серия (тобифера)	Переслаивающиеся туфы, песчаники, плотные аргиллиты и известковые сланцы	~2000	Два нефтеносных горизонта на платформенном борту прогиба
Триас		Кварцевые диориты	—	—

В пределах внешнего (платформенного) борта прогиба развита система пологих малоамплитудных складок преимущественно широтного простирания, разбитых сбросами на отдельные блоки. Плоскости сбросов падают под углами 60—70°, а их амплитуды достигают 50—100 *м*. Вну-

тренний (складчатый) борт прогиба осложнен рядом локальных антиклинальных поднятий меридионального простирания, группирующихся в отдельные антиклинальные зоны. Складки, как правило, вытянуты, асимметричны и разбиты сбросами. Отдельные брахиантиклинали имеют подвернутые редуцированные крылья, а некоторые опрокинуты.

Все известные месторождения нефти и газа сосредоточены главным образом в пределах платформенного борта прогиба; лишь незначительная часть их, около шести, находится на внутреннем борту его. Всего эксплуатируется более 26 месторождений нефти и газа (рис. 423, табл. 280).

Наиболее распространенные структурные формы нефтяных и газовых месторождений — антиклинали, образованные поднятиями отдельных блоков фундамента. Локальные поднятия группируются в зонах развития разломов. К этому типу относятся почти все месторождения, развитые на внешнем борту прогиба. Нефтеносны преимущественно верхние и отчасти нижние горизонты свиты чубут. Продуктивные горизонты залегают на глубине от 400 до 2500 *м*, в среднем 1800 *м*, и представлены главным образом песчаниками. Среди залежей преобладают пластовые, тектонически и литологически экранированные, но широко развиты и нефтяные скопления, связанные с песчаными линзами. Нефти обычно тяжелые плотностью от 0,880 до 0,920 *г/см*^{3}.

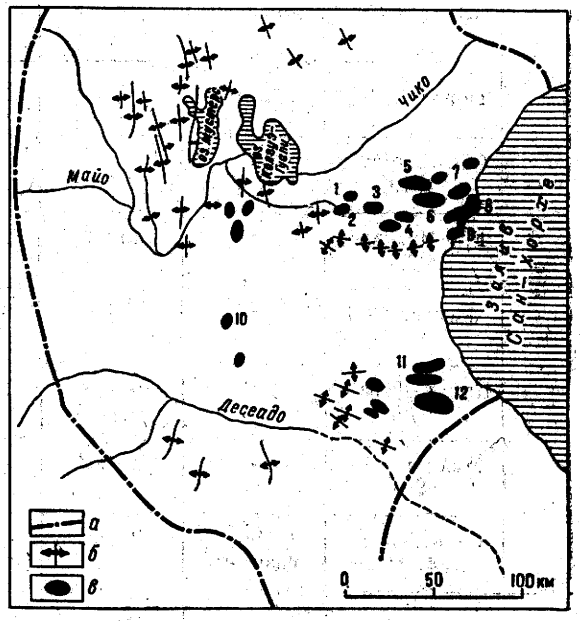


Рис. 423. Схематическая карта размещения основных месторождений нефти и газа в районе Комодоро-Ривадавия.

а — границы района; *б* — антиклинали; *в* — месторождения нефти и газа: *1* — Драгон, *2* — Канандон, *3* — Тордильо, *4* — Треболь, *5* — Центральное, *6* — Сан-Диадема, *7* — Пампа-де-Кастилло, *8* — Комодоро-Ривадавия, *9* — Южное, *10* — Месета, *11* — Трес-Лагунас, *12* — Канадон-Леон.

Менее развиты асимметричные тектонически нарушенные брахиантиклинали, расположенные в пределах внутреннего борта бассейна. Месторождения, как правило, небольшие, содержат, по-видимому, пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные залежи. В районе Комодоро-Ривадавия расположены наиболее крупные месторождения Аргентины. Добыча нефти здесь превышает 50% от суммарной добычи по стране, а доказанные запасы нефти и газа превосходят запасы всех остальных нефтегазоносных районов Аргентины.

МАГЕЛЛАНОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Магелланов нефтегазоносный бассейн (Южный, или Южно-Предандийский) расположен в пределах Предандийской впадины, протягивающейся от Южно-Патагонского массива на севере до Огненноземельских Анд на юге. На территории Аргентины эта впадина занимают бо́льшую, северную часть провинции Санта-Крус и меньшую, восточную часть

Таблица 280

Характеристика нефтегазоносных месторождений Аргентины

Нефтегазоносный район	Месторождение, год открытия	Основание для открытия	Характеристика продуктивных отложений			
			возраст	наименование	глубина залегания, м	состав залежи (плотность нефти, г/см³)
Сальта	Агуас Бланкас, 1923	Геологическая съемка	Девон	Икири, посмонос		Нефть, конденсат; 0,730—0,810
	Тартагал, 1927	То же	»	То же	—	0,740—0,770
	Сан-Педрито, 1929	»	»	»	—	0,740—0,770
	Рио-Пескадо, 1935	»	Кайнозой	Чако	—	Нефть; 0,820
	Рамос, 1937	»	Мел	Такуру, кангапи	—	Нефть; 0,820
	Кампо-Дуран, 1938	»	Пермокарбон	Тариха, тупамби	—	Нефть, конденсат; 0,760—0,930
	Мадрехонес, 1954	»	То же	То же	—	То же
	Сальта-Джолин, 1959	Сейсморазведка	Девон	Икири, (лос-монос)	2640—2730	Нефть, конденсат
Мендоса	Качеута, 1932	Геологическая съемка	Триас	Виктор, качеута, потрерилос	—	Газ, нефть; 0,830—0,870
	Тупунгато, 1935	То же	»	То же	—	0,839—0,859
	Барранкас, 1939	»	»	»	1800—2400	0,830—0,870
	Лунлута, 1940	»	»	»	—	0,830—0,870
	Вакас-Муэртас, 1961	Геологическая съемка; сейсморазведка	»	»	1800—2400	0,830—0,870
	Лас-Хунтас, 1961	То же	Триас, кайнозой	Виктор, мариньо	2910	Нефть
	Пьедрас Колорадас	Сейсморазведка	Кайнозой	Мариньо	—	»
Неукен	Пласа, 1918	Геологическая съемка	Верхняя юра	Оксфорд — кимеридж	600—1200	»

Продолжение табл. 280

Нефтегазоносный район	Месторождение, год открытия	Основание для открытия	Характеристика продуктивных отложений			
			возраст	наименование	глубина залегания, м	состав залежи (плотность нефти, г/см³)
Неукен	Лома Потрилло, 1959	Геологическая съемка; сейсморазведка	Верхняя юра	Титан, оксфорд — кимеридж	935—950	»
	Лома Монтоза, 1959	То же	Мел	Неоком	870—900	»
	Рио-Катриэль, 1959	»	»	»	850—900	Газ, нефть
	Дивизадеро Катриэль, 1961	»	Триас	Порфиритовая серия	1200—1370	Газ
	Медианеро, 1961	»	»	То же	1200—1370	Нефть
	Эль-Медианито, 1961	»	»	»	1200—1370	»
Комодоро-Ривадавия	Комодоро-Ривадавия, 1907	Геологическая съемка	Мел	Чубут	400—2500	Нефть
	Месета, 1955	Геологическая съемка; сейсморазведка	»	Чубутиано	1330	»
	Канадон-Леон, 1955	То же	»	»	1290	»
	Эспиноза Сур, 1955	Геологическая съемка	»	»	1470	»
	Лас-Герас, 1960	Сейсморазведка	»	»	925	»
	Сентраль, 1961	То же	»	—	1830	»
	Лас-Флорес, 1961	»	»	—	2457	»
Санта-Крус и Огненноземельский	Ла-Сара, 1949	»	Нижний мел	Ареноко	—	»
	Авилес, 1955	»	То же	»	2380	»
	Сан-Гойо, 1956	»	»	Базальные песчаники	2590	Газ
	Серро-Редондо, 1961—1962	»	Мел	—	1830	Газ, нефть

о. Огненная Земля. Впадина достаточно отчетливо делится на внутреннюю складчатую зону и платформенный склон. На последнем развит ряд небольших пологих локальных поднятий субмеридионального простирания. Некоторые складки осложнены поперечными сбросами. На внутреннем борту прогиба развиты удлиненные асимметричные брахиантиклинали меридионального простирания, нарушенные дизъюнктивными дислокациями.

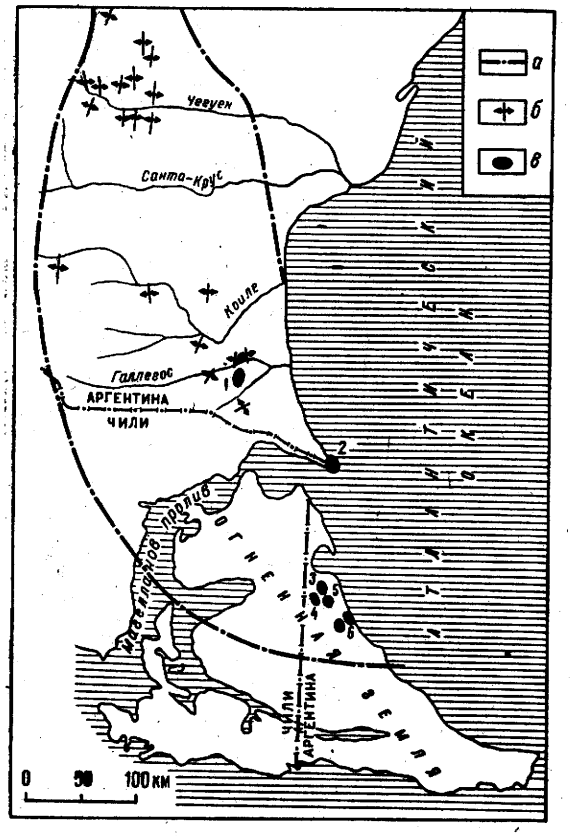


Рис. 424. Схематическая карта размещения основных месторождений нефти и газа в Магелановом нефтегазоносном бассейне Аргентины (Санта-Крус и о. Огненная Земля).

а — границы бассейна; *б* — антиклинали; *в* — месторождения нефти и газа: *1* — Палермо-Аике, *2* — Кабо-Вирджинес, *3* — Ла-Сара, *4* — Гамма, *5* — Рио-Гранде, *6* — Рио-Авилес.

В строении бассейна принимают участие главным образом меловые, палеогеновые и неогеновые отложения (см. табл. 280).

Все месторождения располагаются на платформенном борту прогиба, группируясь в двух зонах: на крайнем юге материковой части страны и на восточном побережье о. Огненная Земля. Всего в районе обнаружено около 10 месторождений нефти и газа (рис. 424).

Бóльшая часть месторождений приурочена к асимметричным брахиантиклиналям, разбитым малоамплитудными сбросами. Залежи, как правило, отсутствуют в сводовых частях поднятий и локализуются на их крыльях, протягиваясь в виде полос шириной несколько более 1 *км*. Основные продуктивные горизонты — базальные песчаники нижнего мела мощностью от нуля до 130 *м*.

Среди нефтяных и газовых скоплений наиболее развиты пластовые, литологически и тектонически экранированные залежи. По-видимому, на некоторых месторождениях о. Огненная Земля имеются и массивные залежи, связанные с трещиноватыми, эродированными зонами туфогенных пород юрского возраста и базальными песчаниками нижнего мела. Все залежи содержат высококачественные бессернистые нефти. Наиболее крупные месторождения располагаются в пределах материковой части бассейна; к их числу прежде всего относится недавно открытое Серро-Редондо.

В настоящее время в Аргентине имеется более 70 месторождений нефти и газа, из которых в 1965 г. добыто 14,4 млн. *т* нефти и 4,5 млрд. *м*^{3} газа. Некоторые данные по отдельным месторождениям приведены в табл. 280.

ЛИТЕРАТУРА

Севостьянов К. М., Кузнецов А. С. Нефтегазоносные бассейны Южной Америки. Разведка и охрана недр, № 5, 1964.

Harry L. Baldurn. Tupungato Oil Field Mendoza, Argentina. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 28, No 10, 1944.

The South American Handbook (a quide to the Countries and resources). London, 1956.

Latin American Geol. Proceedings of the Conference on Latin American Geol. edited by Teed M. Bullard, Departament of Geol. Uniwersity of Texas, 1955.

---

§ 9. ЧИЛИ

Нефтедобывающая промышленность Чили сосредоточена на крайнем юге страны, на о. Огненная Земля и в краевой части материка вдоль побережья Магелланова пролива на границе с Аргентиной, в пределах

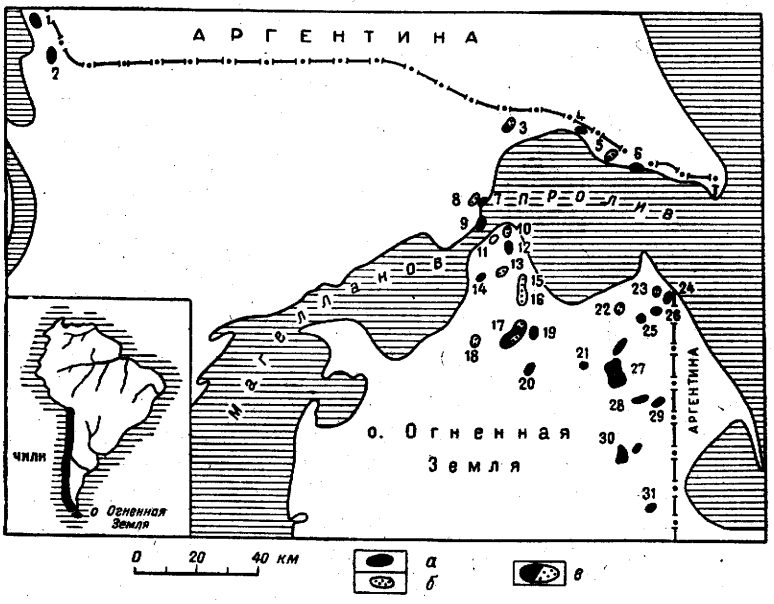


Рис. 425. Карта размещения нефтяных (*а*), газовых (*б*) и нефтегазовых (*в*) месторождений Чили.

1 — Пуэрто Наталес; *2* — Транкило; *3* — Мал. Аймонд; *4* — Кондор; *5* — Поссессион; *6* — Даниэль; *7* — Пунта-Дельгада-Эсте; *8* — Пунта-Дельгада; *9* — Форо-Эсте; *10* — Эспора; *11* — Агностура; *12* — Монантиалес; *13* — Монантиалес Южный; *14* — Монантиалес Сур; *15* — Вертиентес; *16* — Чанарчилло; *17* — Виктория Сара; *18* — Алута; *19* — Сомбреро; *20* — Чиллан; *21* — Линч; *22* — Калафате; *23* — Каталина; *24* — Каталина Сур; *25* — Альбатрос; *26* — Кормарон; *27* — Куллен; *28* — Трес Лагос; *29* — Огненная Земля; *30* — Фламенко; *31* — Гавиота.

Магелланова нефтегазоносного бассейна. В Чили имеется более 37 месторождений нефти и газа, из которых 14 (10 нефтяных, 3 газовых, 1 нефтегазовое) расположены в материковой части страны, 22 (13 нефтяных, 8 газовых и 1 газонефтяное) — на о. Огненная Земля и одно (газонефтяное) Канелос — на п-ове Брансуик (рис. 425).

Первые сообщения о нефтегазоносности появились в начале 30-х годов XX в., когда в процессе геологической съемки на п-ове Брансуик в районе

г. Пунта-Аренас в мезозойских отложениях были обнаружены нефтенасыщенные песчаники и естественные выходы (высачивание) нефти. Впоследствии в процессе бурения скважины в районе Трес Пуэнтес из меловых отложений получены слабые притоки нефти. Первое значительное открытие, положившее начало развитию нефтедобычи в Чили, относится к 1945 г. В это время на северной окраине о. Огненная Земля было обнаружено месторождение Монантиалес. Открытие его способствовало широкому развитию геологоразведочных работ, что позволило в течение десяти лет (1945—1955 гг.) выявить в пределах Огненной Земли и прибрежной части материка более 20 месторождений нефти и газа. В 1955 г. на них добывалось свыше 400 тыс. *т* нефти. Уже к 1950 г. на островной части страны была выявлена нефтегазоносная зона с наиболее крупными

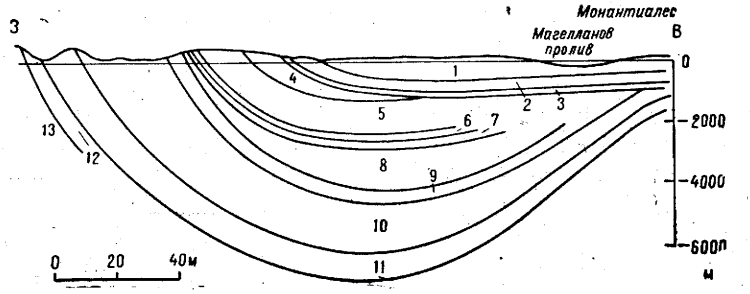


Рис. 426. Схематический геологический разрез Магелланова бассейна (по С. Р. Томасу).

1 — песчаники паломарес; *2* — песчаники лорето; *3* — сланцы лена-дьюра; *4* — песчаники трес-бразос; *5* — сланцы агуа-фреска; *6* — алевролиты чорриллo чико; *7* — песчаники рокаллоса; *8* — сланцы фуентес; *9* — конгломерат роса; *10* — иноцерамовые сланцы; *11* — серия тобифера; *12* — гнейсы и сланцы; *13* — кристаллические изверженные породы.

месторождениями Монантиалес, Куллен, Сомбреро, Виктория, Чиллан, на долю которых приходилось 64% от всей добываемой нефти в стране. Интенсивному развитию нефтяной промышленности способствовали планомерная разведка и разработка нефтяных месторождений, которая осуществлялась исключительно государственной компанией (ENAP). Наряду с геологическими исследованиями широко использовались геофизические методы разведки. Результаты этих исследований являлись основной базой для поисков локальных структур и постановки на них разведочного бурения. Сейсмическая съемка северных районов о. Огненная Земля началась в 1943 г., а в 1945 г. из первой разведочной скважины был получен фонтан нефти с дебитом 430 *т/сутки*. Важным шагом в развитии нефтяной промышленности явилось открытие в 1952 г. нефтяных и газовых месторождений, расположенных в континентальной части страны, — Пунта-Дельгада, Наталес и др. Этим была доказана перспективность не только мезозойских, но и кайнозойских отложений.

На территории Чили Магелланов нефтегазоносный бассейн занимает южную половину Предандийской впадины, описанной при рассмотрении Южного нефтегазоносного района Аргентины. Бассейн выполнен мощной толщей мезозойских и кайнозойских отложений (табл. 281, рис. 426).

Характер складчатых форм, развитых в осадочной толще нефтегазоносного района, изменяется в направлении с запада на восток. В непосредственной близости у складчатого сооружения Анд структуры имеют вид длинных крутых антиклиналей и синклиналей с осями, параллельными цепи гор. Складки разбиты сбросами и другими дислокациями. Ближе к центру бассейна структуры приобретают более спокойные формы и в меньшей степени нарушены тектоническими разрывами. Восточная

Таблица 281

Схематический литолого-стратиграфический разрез отложений нефтегазоносного района Чили (Магелланового бассейна)

Система, отдел, подотдел	Серия, свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, *м*
Четвертичная ?		Флювиогляциальные отложения	—
Плиоцен	Паломарес	Песчаники и конгломераты вулканического происхождения. Имеются пласты плотных сланцев. Максимальная мощность зафиксирована в западной части Магелланова бассейна	~ 1500
Миоцен	Лорето. Существует несколько местных названий данной толщи: майн-лорето, марин-лорето и др., что подтверждает различия в литологическом составе	Разнозернистые, плохо и хорошо отсортированные песчаники, содержащие пласты чистого глауконита (до 3 *м* мощности) и угля	500—800
Эоцен-верхний	Лена-дьюра	Серый плотный сланец со слоями (до 1 *м*) сфероидных известковых включений. Мощность пачки в пределах Огненной Земли хорошо выдерживается. Считают, что это породы верхнего эоцена	300—330
	Трес-бразос	Средне- и мелкозернистые, хорошо отсортированные глауконитовые песчаники с пластами морских глинистых сланцев. Максимальная мощность зафиксирована на западе бассейна в районе Рио-Гранде. В восточном направлении их мощность резко уменьшается до полного выклинивания	160—1500
Эоцен средний ?	Агуа-фреска	Светло-серые, легко выветриваемые глинистые сланцы. Максимальная мощность отмечена в прендандийской части бассейна. К востоку, на платформенном борту эти отложения почти отсутствуют	0— ~ 2000
Мел верхний	Чоррилло чико	Мелкозернистый плотный сланцеватый глауконитовый песчаник и алевролиты с тонкими пластами известняка. Свита выклинивается в восточном направлении, отсутствует в разрезе месторождения Монантиалес	60—185
	Рокаллоса (маастрихт)	Разнозернистые плотные сланцеватые глауконитовые песчаники с включениями известковистых конкреций. Максимальная мощность установлена в западной части бассейна в предгорьях Анд	До 340

Продолжение табл. 281

Система, отдел, подотдел	Серия, свита, горизонт	Литологический состав	Мощность, м
Мел верхний	Фуентес (кампан—маастрихт)	Темно-серые плотные кремнистые сланцы с тонкими пластами известняка и песчаника. Максимальная мощность установлена в центральной части бассейна	360—1220
	Роса	Переслаивающиеся пачки разнозернистых песчаников с мощными пластами конгломерата. В предгорной части бассейна породы представлены грубообломочной фацией. К центру уменьшается общая мощность и увеличивается содержание в разрезе среднезернистых песчаников	200—500
	Иноцерамус	Плотные темно-серые кремнистые сланцы. Максимальная мощность зафиксирована в западной части бассейна, минимальная — в районе Монантиалес	750—3000
Юра верхняя	Спрингхил (ограничен сверху и снизу перерывами, возраст его не установлен)	Средне- и крупнозернистый песок и песчаник с прослоями угля и сланцев. Встречен на платформенном борту бассейна в разрезах нефтяных месторождений	10—30
	Тобифера	Черные темно-серые слюдистые сланцы с мощными пачками (до 1000 м) вулканического пепла и продуктов изменения этого пепла, а также пласты грубозернистого кварцевого песчаника. Максимальная мощность в западной части бассейна. На востоке, в районе Монантиалес мощность достигает 1000 м; в разрезе встречена осадочная вулканическая смола, частично выветрелая до каолинита, и 30-м пачка кварцевого грубозернистого песчаника	1000—3000
		Гранитоподобные породы, гнейсы с пластами метаморфических сланцев	—

Таблица 282

Распределение и характеристика продуктивных отложений в разрезе Магелланова бассейна Чили

Возраст	Наименование (свита, горизонт)	Литологический состав	Мощность, м	Состав залежи (плотность г/см³); коллекторские свойства (пористость, %; проницаемость, мд)	Примеры месторождений
Миоцен	Лорето	Разнозернистые глауконитовые песчаники	> 500	Нефть	Транкило, Канандон, Парма Ларга и др.

Продолжение табл. 282

Возраст	Наименование (свита, горизонт)	Литологический состав	Мощность, м	Состав залежи (плотность г/см³), коллекторские свойства (пористость, %; проницаемость, мд)	Примеры месторождений
Эоцен	Трес-бразос	Средне- и мелкозернистые, хорошо отсортированные глауконитовые песчаники	> 160	Газ	Наталес, Пунта Дельгада и др.
Мел	Рокаллоса	Разнозернистые сланцеватые глауконитовые песчаники	До 340	Нефть	П-ова Брансуик
	Фуентес	Тонкозернистые песчаники в толще глинистых сланцев	—	»	То же
	Роса	Разнозернистые песчаники с пластами конгломератов	200—500	»	Канелос (п-ов Брансуик) и др.
Юра	Спрингхил	Средне- и крупнозернистые кварцевые песчаники	10—30	Газ, нефть, 0,86; 8—25%; 30—1000 мд	Монантиалес, Куллен, Сомбреро, Виктория, Чиллан, Даниэль, Поссессион, Калафате и др.
	Тобифера	Трещиноватые сланцы, обогащенные вулканическим пеплом	~ 100	Газ	Монантиалес Южный, Фламенко, Рио-Санд и др.

часть района представляет пологую гомоклиналь, осложненную рядом небольших брахиантиклиналей, характеризующихся спокойной тектоникой по отложениям кайнозоя и резко асимметричных в меловом и юрском комплексе осадков.

Почти все месторождения приурочены к резко выраженным асимметричным погребенным брахиантиклиналям, разделенным узкими синклиналями. Большинство складок разбито продольными и поперечными тектоническими нарушениями на отдельные блоки. Амплитуды сбросовых нарушений небольшие, редко превышают первые десятки метров на складках, расположенных в пределах гомоклинального борта бассейна, и достигают нескольких сотен метров на структурах у подножья Анд. Диапазон нефтеносности осадочного разреза Магелланового бассейна приведен в табл. 282.

Монантиалес является характерным примером месторождений, связанных с гомоклинальным бортом бассейна. Оно приурочено к брахиантиклинальной складке с ядром, сложенным сланцами и вулканическими

Таблица 283

Характеристика нефтяных и газовых месторождений Чили

Местоположение месторождений	Месторождение, год открытия	Основание для открытия	Характеристика продуктивных отложений			
			возраст	наименование (пласта, горизонта)	глубина залегания, м	состав залежи (плотность нефти, г/см³)
Остров Огненная Земля	Монантиалес, 1945	Сейсморазведка, бурение	Верхняя юра	Спрингхил	2240	Нефть; 0,815—0,860
	Эспора, 1949	То же	То же	»	2250	Газ
	Агностура, 1950	»	»	»	2475	Нефть
	Сомбреро, 1950	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение	»	»	2250	Нефть; 0,815
	Чанарчилло, 1950	Геологическая съемка, бурение	»	Спрингхил, тобифера?	2280	Газ, нефть; 0,797
	Виктория, 1950—1954	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение	»	Спрингхил	2250	Газ, нефть; 0,815
	Чиллан, 1953	То же	»	»	2280	Нефть; 0,815
	Куллен, 1954	»	»	»	2494	Нефть; 0,815
	Фламенко, 1954	»	»	Тобифера	1950	Нефть; 0,815
	Вертиентес, 1956	»	»	Спрингхил, тобифера?	2250	Газ
	Калафате, 1956	Сейсморазведка, бурение	»	Спрингхил	1800	»
	Каталина, 1956	То же	»	»	1950	»
	Трес Лагос, 1957	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение	—	—	1800	Нефть
	Альбатрос, 1957	Сейсморазведка, бурение	Верхняя юра	Спрингхил	2079	»
	Гавиота, 1957	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение	—	—	2376	»
	Линч, 1958	Сейсморазведка, бурение	—	—	1980	»

Продолжение табл. 283

Местоположение месторождений	Месторождение, год открытия	Основание для открытия	Характеристика продуктивных отложений			
			возраст	наименование (пласта, горизонта)	глубина залегания, м	состав залежи (плотность нефти, г/см³)
Остров Огненная Земля	Монантиалес Сур, 1960	Сейсморазведка, бурение	Верхняя юра	Спрингхил	—	Нефть
	Каталина Сур, 1961	—	То же	»	—	»
	Огненная Земля, 1963	—	»	»	—	»
	Кормарон, 1963	Сейсморазведка, бурение	»	»	2100	»
	Алута, 1963	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение	»	»	—	Газ
	Монантиалес южный, 1963	Сейсморазведка, бурение	»	Тобифера	—	»
Материковая часть страны	Пунта-Дельгада, 1952	То же	»	Спрингхил	2280	»
	Транкило, 1958	Геологическая съемка, бурение	Эоцен	Трес-бразос	—	Нефть
	Мал. Аймонд, 1958	Сейсморазведка, бурение	Верхняя юра	Спрингхил	2376	Газ
	Пуэрто-Наталес, 1959	Геологическая съемка, бурение	Эоцен, верхняя юра	Трес-бразос, спрингхил	—	Газ, нефть
	Форо-Эсте, 1959	Сейсморазведка, бурение	Верхняя юра	То же	2475	Нефть
	Кондор, 1960	То же	То же	»		»
	Поссессион, 1960	»	»	»	1980	Газ
	Даниэль, 1960	»	»	»	1914	Нефть
	Пунта-Дельгада-Эсте, 1960	»	»	»	1852	»
	Канандон, 1961	—	—	—	—	»
	Дюнгенес, 1961	—	—	—	—	»
	Дики, 1961	—	—	—	—	»
	Ника, 1961	—	—	—	—	Газ
	Парма-Ларга, 1963	—	—	—	—	Нефть
П-ов Брансуик	Канелос, 1948	Геологическая съемка, сейсморазведка, бурение	Верхний мел	Рокаллоса роса	—	Газ, нефть

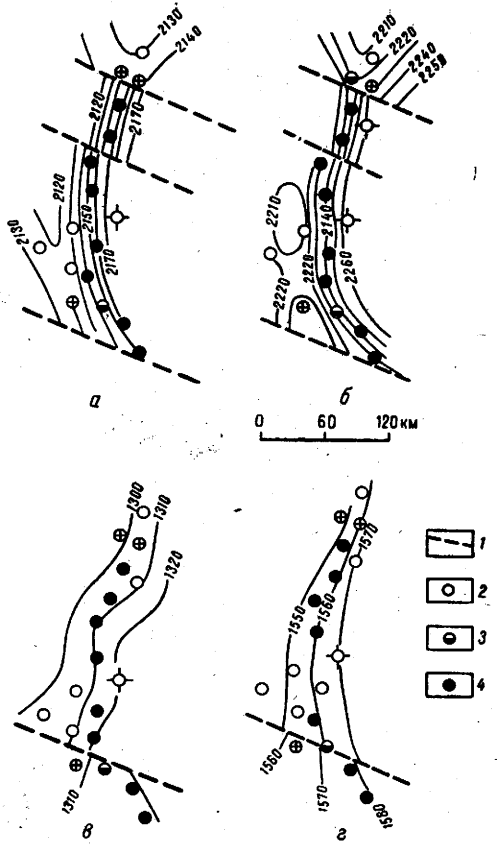


Рис. 427. Структурные карты различных горизонтов месторождения Монантиалес.

а — кровли глауконитовых песчаников; *б* — кровли песчаников спрингхил; *в* — по кровле песчаников трес-бразос; *г* — по кровле иноцерамовых сланцев. *1* — тектонические нарушения; *2—4* — скважины, давшие: *2* — воду, *3* — нефть с водой, *4* — нефть.

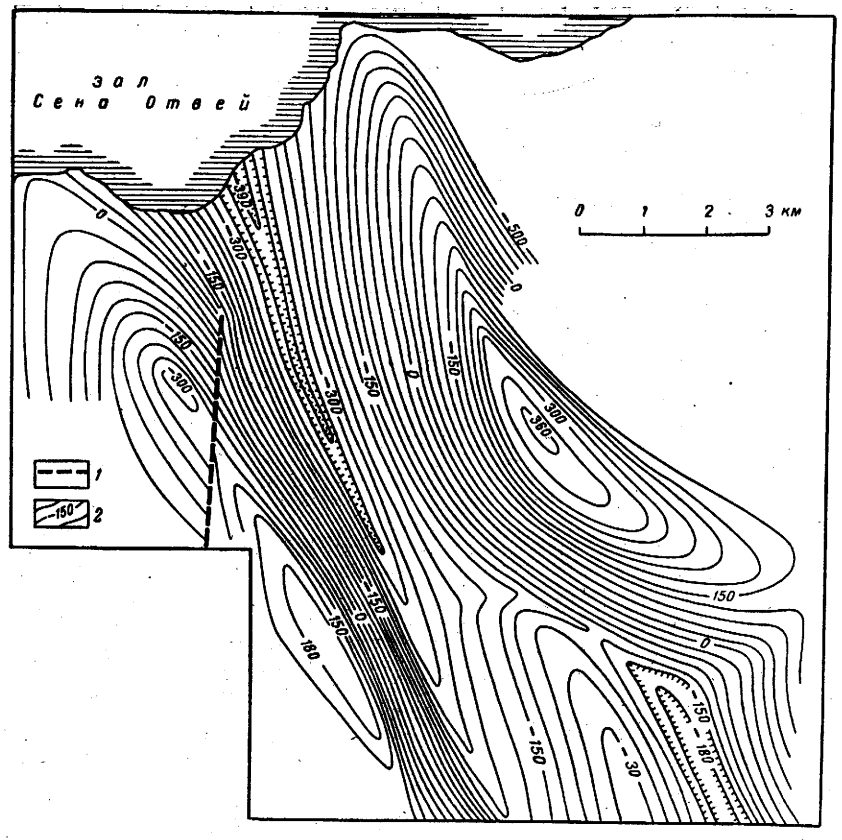


Рис. 428. Структурная карта кровли песчаника рокаллоса месторождения Канелос.

1 — тектонические нарушения; *2* — изогипсы по кровле песчаника рокаллоса.

образованиями серии тобифера. Складка хорошо прослеживается в меловых, эоценовых и отчасти миоценовых отложениях и разбита многочисленными сбросами на ряд блоков (рис. 427). Месторождение Канелос характерно для района п-ова Брансуик (рис. 428).

Наиболее распространены пластовые литологически, стратиграфически и тектонически экранированные залежи, связанные главным образом с песками спрингхил. На месторождении Монантиалес размер залежи составляет 1,2 *км*², на Чиллан — 0,4 *км*², на Сомбреро — 2,4 *км*², на Виктория — 1,1 *км*² и на Виктория-Южном — 1,6 *км*².

Массивные залежи, по-видимому, связаны с трещиноватыми породами серии тобифера, в которых на отдельных месторождениях имеются газовые скопления.

Залежи нефти и газа содержатся в юрских, меловых, эоценовых и миоценовых отложениях. Всего в разрезе мезо-кайнозоя имеется пять литолого-стратиграфических комплексов с промышленными скоплениями нефти и газа. В разрезе миоцена это песчаники лорето, для которых покрышкой служат сланцы свиты паломарес, в эоцене — песчаники трес-бразос с покрышкой — сланцами лена-дьюра, в меловых отложениях — песчаники рокаллоса, песчаники роза и песчаники спрингхил, покрышками для которых соответственно служат алевролиты чоррилло чико, сланцы фуентес и сланцы иноцерамус. Вместе с тем регионально нефтегазоносны лишь песчаники спрингхил, с которыми связаны основные скопления нефти и газа как в пределах материковой части страны, так и на о. Огненная Земля.

Краткие сведения о нефтегазоносных отложениях, характере насыщающих их флюидов и примеры наиболее типичных месторождений приведены в табл. 283.

ЛИТЕРАТУРА

Герт Г. Геология Анд. ИЛ, 1959.

Коцеруба В. В., Трофимов Д. М. Геология и нефтегазоносность Чили. Нефтегазовая геология и геофизика, № 1, 1963.

Manantiales field, Magallanes province Chile. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 33, No 9, 1949.

Thomas C. R. Geology and petroleum exploraition in Magallanes province Chile. Bull. Amer. Ass. of Petrol. Geol., v. 33, No 9, 1949.

ЛИТЕРАТУРА к гл. VII

Бакиров А. А. Нефтегазоносные области Америки. Гостоптехиздат, 1959.

Брод И. О., Васильев В. Г. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. Изд-во «Недра», 1965.

Вер-Вибе В. А. Как находят нефть. Гостоптехиздат, 1959.

XX Международный геологический конгресс, т. III. Гостоптехиздат, 1959.

Леворсен А. И. Геология нефти. Гостоптехиздат, 1958.

Лисичкин С. М. Нефтяная промышленность капиталистических стран. Гостоптехиздат, 1958.

Очерки по геологии Южной Америки (сб. ст. под ред. Ю. М. Шейманна). ИЛ, 1959.

V Международный нефтяной конгресс, т. I. Гостоптехиздат, 1961.

Радченко О. А. Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. Гостоптехиздат, 1965.

Распространение нефти. Симпозиум амер. ассоц. геологов-нефтяников (под ред. Л. Г. Уикса, пер. с англ. под ред. И. О. Брода и В. Б. Оленина), Гостоптехиздат, 1961.

Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist, No 7, 1960—1966.

Приложение

Добыча и запасы нефти

Континенты и страны	Начало добычи нефти	Добыча нефти, млн. *т*													Число действующих скважин на 1/I 1965 г.	Годовой дебит действующей скважины, тыс. *т*	Разведанные запасы на 1965 г., млн. *т*
		1900	1905	1910	1915	1920	1925	1930	1935	1940	1945	1950	1955	1960	1965			
Европа																		
Великобритания	1919	—	—	—	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,016	0,072	0,046	0,055	0,087	0,080	255	0,3	1,37
Нидерланды (Голландия)	1943	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,005	0,669	1,020	1,920	2,380	400	6,0	50,18
ГДР	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,060	—	—	—
ФРГ	1865	0,049	0,076	0,141	0,095	0,033	0,074	0,161	0,409	1,009	0,538	1,119	3,150	5,532	7,900	3528	2,2	88,31
Франция	1918	—	—	—	—	0,048	0,061	0,071	0,074	0,067	0,027	0,124	0,870	1,970	3,000	337	8,9	31,94
Италия	1861	0,001	0,006	0,006	0,006	0,004	0,008	0,008	0,016	0,011	0,007	0,008	0,200	2,016	2,600	128	20,3	46,97
Австрия	1935	—	—	—	—	—	—	—	0,006	0,383	0,420	1,397	3,700	2,448	2,850	1187	2,4	37,72
Чехословакия	1919	—	—	—	—	0,009	0,021	0,021	0,018	0,022	0,012	0,040	0,140	0,137	0,180	—	—	—
Польша	1874	0,320	0,789	1,739	0,732	0,767	0,819	0,671	0,521	0,532	0,102	0,161	0,200	0,194	0,330	—	—	—
Румыния	1856	0,223	0,605	1,331	1,644	1,017	2,274	5,671	8,398	5,904	4,753	4,384	10,575	11,496	12,550	—	—	—
Болгария	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,200	0,180	—	—	—
Венгрия	1937	—	—	—	—	—	—	—	—	0,257	0,686	0,506	1,600	1,212	1,750	—	—	—
Югославия	1935	—	—	—	—	—	—	—	—	0,001	0,027	0,106	0,260	0,944	2,200	—	—	—
Албания	1933	—	—	—	—	—	—	—	0,005	0,204	0,036	0,383	0,220	0,603	0,875	—	—	—
Испания	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,37
Африка																		
ОАР	1911	—	—	—	0,029	0,142	0,167	0,272	0,178	0,890	1,287	2,233	1,816	3,504	6,400	328	19,5	288,89
Ливия	1960	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	58,500	449	130,4	1324,50
Алжир	1914	—	—	—	0,000	0 000	0,001	0,002	0,000	0,000	0,000	0,063	0,057	8,628	26,000	587	44,3	941,60
Тунис	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	39,26
Марокко	1932	—	—	—	—	—	—	—	0,000	0,003	0,003	0,041	0,099	0,092	0,100	68	1,5	1,93
Нигерия	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,864	13,000	107	121,5	407,06
Габон	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,800	1,350	73	—	23,97
Конго (Браззавиль)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,052	—	9	—	1,20

Конго (Киншаса)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,07
Ангола	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,067	0,700	18	38,9	20,86
Юго-западная Азия (Ближний и Средний Восток)																		
Иран	1913	—	—	—	0,494	1,671	4,795	6 274	7,836	9,083	17,878	33,208	16,000	52,188	94,000	182	516,5	5382,13
Ирак	1927	—	—	—	—	—	—	0,125	3,753	3,315	4,808	6,811	33,600	47,460	64,600	97	666,0	3357,50
Сирия	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	164,38
Турция	1948	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,014	0,200	0,362	1,500	139	10,8	69,06
Кувейт	1946	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	17,220	55,000	81,864	109,000	482	226,1	8648,12
Нейтральная зона Кувейт	1953	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,250	7,296	19,000	406	46,8	1812,86
Саудовская Аравия	1936	—	—	—	—	—	—	—	—	0,694	2,918	27,400	46,000	62,064	99,000	276	358,7	8073,19
Катар	1949	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,671	5,400	8,208	10,500	56	187,5	390,52
О-ва Бахрейн	1933	—	—	—	—	—	—	—	0,172	0,968	1,000	1,507	1,500	2,256	2,800	184	15,2	31,36
Договорный Оман (Абу-Даби)	1962	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	13,500	54	250,0	1353,17
Оман	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Израиль	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,127	0,200	38	5,3	4,12
Юго-восточная Азия (Дальний Восток)																		
Монгольская Народная Республика	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Китай	1939	—	—	—	—	—	—	—	—	0,001	0,067	0,112	0,969	5,502	5,314	—	—	—
Афганистан	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Индия	1892	—	—	—	—	—	—	—	0,278	0,315	0,323	0,254	0,350	0,445	3,000	402	7,5	106,55
Пакистан	1915	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,175	0,280	0,353	0,500	47	10,6	5,07
Бирменский Союз	1885	0,146	0,565	0,839	1,123	1,146	1,132	1,135	0,983	1,059	0,099	0,061	0,220	0,545	0,600	385	1,6	5,36
Таиланд		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,03

Продолжение приложения

Континенты и страны	Начало добычи нефти	Добыча нефти, *млн/т*													Число действующих скважин на 1/I 1965 г.	Годовой дебит действующей скважины, тыс. *т*	Разведанные запасы на 1965 г., млн. *т*
		1900	1905	1910	1915	1920	1925	1930	1935	1940	1945	1950	1955	1960	1965			
Индонезия	1893	0,308	1,075	1,507	1,630	2,397	2,931	5,712	5,452	8,494	1,041	6,838	11,480	20,755	24,000	2 219	10,8	1015,00
Малазия и Бруней	1914	—	—	—	0,053	0,139	0,582	0,671	0,758	0,964	0,287	4,233	5,300	4,644	4,140	522	7,9	66,60
Филиппины		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,07
Япония	1875	0,119	0,183	0,249	0,400	0,304	0,261	0,267	0,306	0,360	0,200	0,279	0,320	0,526	0,650	1 486	0,4	6,30
Австралия	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,300	20	15	7,67
Новая Зеландия	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,32
Северная и Центральная Америка																		
Канада	1862	0,125	0,086	0,043	0,030	0,026	0,045	0,208	0,197	1,176	1,161	3,973	17,000	25,608	39,500	177 894	2,2	1009,69
США	1859	8,713	18,358	28,633	38,497	60,554	104,531	123,026	136,452	185,361	234,681	270,301	332,800	347,976	383,000	623 876	0,6	4772,18
Мексика	1901	—	0,034	0,497	4,507	20,509	15,755	5,401	5,507	6,028	5,959	9,918	12,800	14,352	17,200	2 704	6,4	351,91
Куба	1933	—	—	—	—	—	—	—	0,006	0,019	0,020	0,021	0,040	0,020	0,100	—	—	—
Южная Америка																		
Венесуэла	1917	—	—	—	—	0,068	2,685	18,632	20,276	25,345	44,251	74,702	111,000	152,364	181,500	12 338	14,7	2448,54
Тринидад	1909	—	—	0,019	0,102	0,284	0,600	1,288	1,589	3,041	2,877	2,822	3,450	6,024	6,800	3 246	2,1	71,54
Колумбия	1921	—	—	—	—	—	0,137	3,151	2,397	3,493	3,068	4,658	5,600	7,716	10,300	2 148	4,8	212,80
Эквадор	1917	—	—	—	—	0,008	0,021	0,212	0,237	0,330	0,364	0,360	0,450	0,364	0,380	1 025	0,4	2,66
Перу	1896	0,037	0,051	0,171	0,352	0,384	1,264	1,698	2,329	1,657	1,876	2,055	2,300	2,532	3,100	1 968	1,6	53,21
Бразилия	1940	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,010	0,046	0,240	3,876	4,300	565	7,6	68,35
Боливия	1930	—	—	—	—	—	—	0,007	0,022	0,039	0,052	0,084	0,350	0,415	0,420	130	3,2	49,24
Аргентина	1908	—	—	0,002	0,070	0,226	0,867	1,233	1,959	2,822	3,123	3,192	4,450	9,132	14,000	4 870	2,9	271,74
Чили	1950	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,086	0,320	0,943	1,650	204	8,1	25,63

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

От редактора 3

Глава I. Нефтяные и газовые месторождения Европы

§ 1. Великобритания (*В. И. Высоцкий*) 5
§ 2. Нидерланды (*В. И. Высоцкий*) 14
§ 3. Германская Демократическая Республика (ГДР) (*Б. А. Соколов*) 22
§ 4. Федеративная Республика Германии (ФРГ) (*Б. А. Соколов*) . . . 26
§ 5. Франция (*В. И. Высоцкий*) 54
§ 6. Италия (*В. П. Козлов*) 69
§ 7. Австрия (*Г. Н. Доленко*) 80
§ 8. Чехословакия (*Г. Н. Доленко*) 90
§ 9. Польша (*В. В. Коцеруба*) 96
§ 10. Румыния (*И. В. Высоцкий*) 124
§ 11. Болгария (*И. В. Высоцкий*) 148
§ 12. Венгрия (*И. В. Высоцкий*) 152
§ 13. Югославия (*Г. А. Гладышева*) 164
§ 14. Албания (*А. Г. Лалиев*) 170
§ 15. Испания (*В. И. Высоцкий*) 174
§ 16. Швейцария (*В. И. Высоцкий*) 176

Глава II. Нефтяные и газовые месторождения Африки (*А. М. Серегин*) 177

§ 1. Объединенная Арабская Республика 177
§ 2. Ливия 186
§ 3. Алжир 192
§ 4. Тунис 206
§ 5. Марокко 206
§ 6. Нигерия 215
§ 7. Камерун 218
§ 8. Габон 219
§ 9. Конго (Браззавиль) 227
§ 10. Конго (Киншаса) 228
§ 11. Ангола 228
Литература 233

Глава III. Нефтяные и газовые месторождения Юго-Западной Азии (Ближний и Средний Восток) (*В. Б. Оленин*) 234

§ 1. Иран 234
§ 2. Ирак 251
§ 3. Сирия 262
§ 4. Турция 267
§ 5. Кувейт и Нейтральная зона Кувейта 273
§ 6. Саудовская Аравия 283
§ 7. Катар 292
§ 8. Острова Бахрейн 294
§ 9. Договорный Оман 295
§ 10. Оман 297
§ 11. Израиль 299

Глава IV. Нефтяные и газовые месторождения Центральной и Юго-Восточной Азии 308

§ 1. Монгольская Народная Республика (*В. Г. Васильев*) 314
§ 2. Китай (*К. Н. Кравченко*) 321
§ 3. Афганистан (*Ю. П. Чепов*) 351

Стр.

§ 4. Индия (*В. Б. Оленин*) . . . 358
§ 5. Пакистан (*К. Н. Кравченко*) . . . 370
§ 6. Бирманский Союз (*В. Б. Оленин*) . . . 381
§ 7. Таиланд (*В. Б. Оленин*) . . . 388
§ 8. Индонезия (*А. В. Кучапин*) . . . 390
§ 9. Малайзия и Бруней (*И. В. Высоцкий*) . . . 404
§ 10. Филиппины (*В. Б. Оленин*) . . . 406
§ 11. Япония (*В. П. Козлов*) . . . 408

Глава V. Нефтяные и газовые месторождения Австралии и Новой Зеландии (*В. Б. Оленин*)

§ 1. Австралия . . . 421
§ 2. Новая Зеландия . . . 433

Глава VI. Нефтяные и газовые месторождения Северной и Центральной Америки . . . 435

§ 1. Канада (*В. Б. Оленин*) . . . 436
§ 2. США . . . 482
Аляска (*В. Б. Оленин*) . . . 482
Скалистые горы (*Г. А. Гладышева*) . . . 492
Калифорния (*В. Г. Левинсон*) . . . 527
Мидконтинент . . . 538
Западный внутренний бассейн (*В. Б. Оленин* и *И. В. Высоцкий*) . . . 538
Пермский бассейн (*В. Б. Оленин*) . . . 574
Северо-Восток (*В. Б. Оленин*) . . . 611
Предаппалачский бассейн . . . 611
Мичиганский бассейн . . . 635
Иллинойский бассейн . . . 651
Юг (*В. Г. Левинсон*) . . . 665
Арканзасский бассейн (Предуачитский) . . . 665
Голф Кост . . . 667
§ 3. Мексика (*В. Г. Левинсон*) . . . 683
§ 4. Куба (*В. И. Высоцкий*) . . . 694
§ 5. Доминиканская Республика (*В. И. Высоцкий*) . . . 697
§ 6. Коста-Рика (*В. И. Высоцкий*) . . . —

Глава VII. Нефтяные и газовые месторождения Южной Америки . . . 699

§ 1. Венесуэла (*Н. А. Еременко*) . . . —
§ 2. Тринидад (*Н. А. Еременко*) . . . 726
§ 3. Колумбия (*Н. А. Еременко*) . . . 733
§ 4. Эквадор (*Н. А. Еременко*) . . . 742
§ 5. Перу (*В. В. Коцеруба*) . . . 744
§ 6. Бразилия (*В. В. Коцеруба*) . . . 757
§ 7. Боливия (*В. В. Коцеруба*) . . . 767
§ 8. Аргентина (*В. В. Коцеруба*) . . . 774
§ 9. Чили (*В. В. Коцеруба*) . . . 791

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ

Справочник, том 2, книга 2

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

Ведущий редактор *С. В. Овчинникова.*

Переплет художника *А. Д. Мичурина*

Технический редактор *В. В. Соколова.* Корректоры: *Т. Ю. Шульц* и *К. С. Торопцева*

Т-15629. Сдано в набор 8/VI 1967 г. Подписано к печати 5/XI 1967 г.
Формат бумаги 70 × 108¹/₁₆. Бум. № 2. Печатн. листов 50,25. Усл. п. л. 70,3. Уч.-изд. л. 60.
Тираж 5200 экз. Цена 3 р. 20 к. Заказ 728/187—7. Индекс 1—2—1.

Издательство «Недра». Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Ленинградская типография № 14 «Красный Печатник» Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР. Московский проспект, 91.