

И. В. ВЫСОЦКИЙ В. И. ВЫСОЦКИЙ
В. Б. ОЛЕНИН

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

2-е издание,
переработанное и дополненное

*Допущено
Государственным комитетом СССР
по народному образованию
в качестве учебника для студентов вузов,
обучающихся по специальности
«Геология нефти и газа».*



МОСКВА "НЕДРА" 1990

ББК-26.325.3

В-92

УДК [550.8:553.98(41/46+51/56+61/69+71/89+91/96)] (071.1)

Рецензент проф. Д. С. Коробов

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящее время в мире выявлено свыше 45 тыс. нефтяных и газовых месторождений. Различные оценки мировых запасов нефти и газа дают основание рассчитывать на открытие еще 100 тыс. месторождений этих полезных ископаемых. Значительная часть их будет расположена под водами морей и краевых частей океанов, внутри горноскладчатых сооружений, а на известных нефтегазоносных территориях они будут связаны с большими глубинами, с погребенными скрытыми структурами, зонами выклинивания и несогласия, т. е. будут находиться в труднодоступных районах и в сложных геолого-географических условиях. В связи с этим установление закономерностей пространственного размещения выявленных месторождений приобретает все большее значение: их знание позволяет ориентировать поиски нефти и газа как на новых территориях, так и в пределах территорий с установленной нефтегазоносностью. Закономерности размещения месторождений нефти и газа играют также весьма важную роль при обосновании теоретических концепций о происхождении нефти и газа и формировании их месторождений.

Основным объектом, в пределах которого изучаются закономерности пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений, является нефтегазоносный бассейн — замкнутая или полузамкнутая структура осадочной оболочки, в пределах которой размещены нефтяные и газовые месторождения. В нефтегазоносных бассейнах различных типов в соответствии с особенностями развития и формирования их современного структурного плана размещение месторождений нефти и газа, естественно, будет неодинаковым, именно размещение месторождений и является предметом изучения в нефтегазоносном бассейне.

Учебник рассчитан на то, что студенты уже изучили курсы «Геотектоника» и «Нефтегазоносные бассейны Советского Союза».

Во второе издание учебника «Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран (1-е изд. — 1981 г.)» внесены изменения и дополнения, связанные с поступлением нового материала (открытия новых бассейнов, месторождений и т. д.), особенно по странам Восточной Европы и развивающимся странам.

Основы нефтегеологического районирования изложены в учебнике с учетом новых представлений. Бассейны рассматриваются по материкам или крупным их элементам (Ближний и Средний Восток, Южная Азия и т. д.), для которых даются краткая геологическая характеристика и нефтегеологическое районирование. Бассейны группируются в нефтегазогеологические провинции. Для каждого нефтегазоносного бассейна, в котором имеется не менее 8—10 месторождений, дается описание геологического строения, выделяются зоны и ареалы зон размещения месторождений в его пределах, приводятся типы месторождений и форм за-

Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Оленин В. Б.
В 92 Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран: Учеб. для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1990. — 405 с.: ил.

ISBN 5-247-01051-5

Рассмотрены основы нефтегазогеологического районирования материков и Мирового океана, нефтегазоносные бассейны (НГБ) Северной и Южной Америки, Африки, Австралии, зарубежных стран Европы и Азии. По каждому нефтегазоносному бассейну приведены сведения о тектоническом строении, распределении месторождений нефти и газа, запасах и добыче их, перспективах развития. Во втором издании (1-е изд. — 1981) учтены данные о строении и нефтегазоносности НГБ, полученные после выхода в свет первого издания.

Для студентов вузов по специальности «Геология нефти и газа».

В 1804060200—261
043(01)—90 110—90

ББК 26.325.3

© Издательство «Недра», 1981
© И. В. Высоцкий, В. И. Высоцкий,
В. В. Оленин, 1990,
с изменениями и дополнениями

ISBN 5-247-01051-5

лежей. Для нефтегазоносных бассейнов, в которых выявлено лишь несколько месторождений, а также для бассейнов, перспективных в нефтегазоносном отношении, краткие сведения по геологическому строению и нефтегазоносности даются при рассмотрении нефтегеологического районирования.

Авторы обращают внимание читателя на следующие два момента.

1. Во всех случаях, когда для приводимых запасов нефти и газа конкретных стран, бассейнов и месторождений не указана категория, к которой они относятся, имеются в виду начальные извлекаемые запасы.

2. На картах нефтегазоносных бассейнов, естественно, не всегда имелась возможность показать и назвать все месторождения нефти. Поэтому показывались только те их группы, которые определяли особенности размещения месторождений в бассейне.

Нефтегеологическое районирование заключается в выделении в пределах осадочной оболочки Земли обособленных геологических тел различных геологических и генетических категорий для геологического, геофизического и геохимического изучения их с целью выявления нефтяных и газовых месторождений и оценки их ресурсов.

Теоретические основы нефтегеологического районирования;

1) известные закономерности пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений, а именно приуроченность и к определенным формам залегания пород (структурам) и литологическим комплексам осадочной оболочки Земли;

2) современные представления о происхождении нефти и газа и формировании их скоплений;

3) современные методы количественной оценки ресурсов и запасов нефти и газа.

По объектам и методам изучения в нефтегеологическом районировании различают три уровня:

1) региональный уровень — в осадочной оболочке Земли выделяют относительно замкнутые области мощного накопления осадочных пород, являющиеся нефтегазоносными, потенциально нефтегазоносными (перспективными в нефтегазоносном отношении) или, наконец, возможно нефтегазоносными, т. е. еще с невыясненными перспективами. Области ограничиваются пространствами, которые не могут быть нефтегазоносными. Такие области получили название *нефтегазоносных провинций* или *бассейнов*, в зависимости от признаков, по которым они выделяются. Целью регионального нефтегеологического районирования является выделение объектов для постановки региональных геологических и геофизических исследований;

2) зональный уровень — районирование производится внутри провинции или бассейна с целью выделения обособленных зон размещения или возможного размещения нефтяных и газовых месторождений, объединенных общностью геологических условий нахождения. Такие зоны получили название *зон нефтегазонакопления*. При достаточно высокой степени изученности бассейна возможны выделение в нем зон нефтегазообразования и оценка ресурсов нефти и газа в зоне. Зональное районирование производится на основе геолого-структурных, геофизических и дистанционных исследований;

3) локальный уровень — выделение в пределах зон нефтегазонакопления локальных структур — возможных *нефтяных* или *газовых месторождений*. Последние являются объектами для постановки буровых нефтегазопроисловых работ.

§ 1. РЕГИОНАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Первые попытки нефтегеологического районирования относятся к концу XIX в. Первоначально они сводились к оконтуриванию территорий с поверхностными проявлениями нефти и газа, выходами асфальта, грязевыми вулканами. Позднее была установлена связь нефтяных месторождений с зонами развития антиклиналей и разрывов.

В начале XX в. Л. Делоне (1913 г.), К. И. Богданович (1921 г.) указали на связь скоплений нефти и газа с крупными структурными элементами (окраинами докембрийских платформ, молодой складчатостью и др.) и стратиграфическими подразделениями (отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов). Э. Вудров (1919 г.), Ч. Шухерт (1919 г.), Э. Лиллей (1923 г.) выделили на территории США нефтегазоносные провинции. Э. Лиллей понимал под нефтегазоносными провинциями значительные территории, включающие как нефтегазоносные площади, так и разделяющие их площади, не содержащие газовых или нефтяных месторождений, и объединенные либо структурными, либо даже географическими признаками. Так были выделены нефтегазоносные провинции Скалистых гор, Калифорния, Мидконтинент и др.

Термин «нефтегазоносная провинция» был принят А. Леворсеном, И. М. Губкиным, А. В. Ульяновым, А. А. Бакировым, А. Я. Кремсом, Н. Ю. Успенской и др. Однако содержание термина принималось различным.

А. Леворсен (1967 г.) понимал под нефтегазоносной провинцией территорию, в пределах которой нефтяные и газовые месторождения находятся в одинаковых или близких условиях. При таком понимании границы провинции, как признает сам А. Леворсен, часто оказываются довольно неопределенными.

Н. Ю. Успенская и З. А. Табасаранский (1968 г.) определяют нефтегазоносную провинцию как крупную область прогибания, связанную с определенным региональным структурным элементом, характеризующуюся определенными чертами строения и геологической истории, а также общими нефтегазоносными комплексами, с которыми связаны месторождения нефти и газа. Они выделяют, например, нефтегазоносные провинции склонов платформ, подвижных поясов, периферийных частей геосинклинальных складчатых областей, поперечных погружений, внешних поднятий складчатых систем и т. д., т. е. по существу провинции выделяются по тектоническим признакам.

А. А. Бакиров (1971 г.) понимает под нефтегазоносной провинцией ассоциацию смежных нефтегазоносных областей, обладающих общими характерными чертами региональной геологии, а также сходными условиями регионального нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в течение отдельных крупных циклов геологической истории (периодов или даже эр). За основу выделения нефтегазоносной провинции он рекомендует принимать на платформах возраст консолидации складчатого фундамента (докембрийский, каледонский и т. д.), поскольку этим,

по его мнению, предопределяется стратиграфический диапазон возможных нефтегазоносных отложений платформенного чехла, а в складчатых областях — возраст складчатости.

Нефтегазоносными областями А. А. Бакиров называет совокупность зон нефтегазоаккумуляции, приуроченных к крупному структурному элементу, характеризующемуся единством геологического строения и геологической истории развития, сходством региональных условий литогенеза, включая и условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в течение длительных отрезков геологической истории (эры, периоды и т. д.). Такими областями являются крупные прогибы и впадины, например, Печорская и Ферганская впадины в СССР, Мичиганская и Иллинойская в США, Оринокская в Венесуэле, Трансильванская в Румынии, а также крупные своды — Татарский и Каракумский в СССР, Цинциннатский и Бенд в США. Таким образом, к нефтегазоносным областям относятся самые разные структурные элементы, в пределах которых установлены нефтяные или (и) газовые месторождения.

Структурный принцип нефтегеологического районирования возник в начале развития геологии нефти и газа как науки, когда основным методом познания поисковых закономерностей распределения нефтяных и газовых месторождений было выявление связи месторождений с различными современными структурными элементами осадочной оболочки земной коры. Структурное направление отражает, таким образом, период поисков формальных закономерностей, период, который свойствен развитию по существу всех естественных наук.

В 40-х и начале 50-х годов в нефтегеологическом районировании на базе поисков критериев перспектив нефтегазоносности различных структурных элементов появилась новая тенденция. И. М. Губкин один из первых высказал мнение о приуроченности нефтяных месторождений к депрессионным зонам осадочной оболочки земной коры, которые, как он считал, являются площадями питания нефтяных месторождений, расположенных по краям депрессий. В качестве примера он ссылаясь на Преаппалачский нефтегазоносный бассейн. В 1944 г. В. Прайт выступил с утверждением, что для нефтегазообразования наиболее благоприятно длительное погружение пород, компенсированное накоплением мощных осадочных пород в замкнутых средиземных морях.

В 1947 г. И. О. Брод сформулировал закон нефтегазоаккумуляции. Образование и сохранение скоплений нефти и газа, по И. О. Броду, обуславливается, главным образом, преобладанием погружения в колебательных движениях, а также степенью надежности захоронения возникающих залежей. На основе этого закона возникло первое генетическое определение понятия «нефтегазоносная провинция»: *единый длительно существовавший седиментационный бассейн, характеризующийся общностью условий битумообразования и нефтегазоаккумуляции*. Таким образом, впервые было предложено выделять нефтегазоносные территории не по структурной принадлежности, как это делалось ранее и делается некоторыми исследователями сейчас, а по условиям генерации и аккумуляции углеводородов.

В 1947 г. В. В. Вебер обосновал термин «нефтеносный бассейн», под которым он подразумевал область распространения нефтеносных фаций в течение всего периода существования бассейна седиментации. К нефтеносным бассейнам он относил, в частности, Ферганскую, Маракайбскую впадины и др. В 1951 г. В. Е. Хаин предложил заменить название «нефтегазонасная провинция» термином «нефтегазонасный бассейн», подчеркнув тем самым еще раз связь нефтяных и газовых месторождений с впадинами различного размера и строения.

В 1954 г. были опубликованы примерно одновременно и независимо друг от друга монографии И. В. Высоцкого «Основы геологии природного газа» и В. Е. Хаина «Геотектонические основы поисков нефти», где понятие «нефтегазонасный бассейн» принималось как единица нефтегеологического районирования.

Наиболее полно учение о нефтегазонасных бассейнах было разработано И. О. Бродом (1962 г.). Под нефтегазонасными бассейнами¹ он понимал «замкнутые или частично замкнутые впадины, разнообразные по строению и истории геологического развития, содержащие в разрезе осадочной толщи свиты, заключающие залежи нефти и газа», и рассматривал их как часть артезианских бассейнов, в которой отсутствуют интенсивное движение подземных вод и окислительные процессы, приводящие к разрушению скоплений нефти и газа. Соответственно артезианский бассейн, в представлении И. О. Брода, охватывает значительно большую площадь, чем входящий в его состав нефтегазонасный бассейн.

В развитии учения о нефтегазонасных бассейнах и прежде всего в их классификации в настоящее время наметились три основных направления.

Первое направление — выделение бассейнов по характеру их обрамления и возрасту фундамента. Подобный подход хотя и дает возможность сравнительно просто выделять их, однако не отражает существа понятия нефтегазонасного бассейна как генетической единицы. Геоморфологический признак может рассматриваться только как начальный поисковый критерий для выделения возможно нефтегазонасных осадочных бассейнов в пределах геологически слабо изученных территорий.

Второе направление основано на представлении о том, что классификация бассейнов должна строиться по тектоническим признакам. Отнесение той или иной впадины, выделенной первоначально по геоморфологическим признакам, к определенному тектоническому типу представляет собой следующий этап в изучении впадин как возможно нефтегазонасных бассейнов, поскольку некоторые тектонические особенности впадин являются существенными для онтогенеза углеводородов.

Первой классификацией нефтегазонасных бассейнов, основанной преимущественно на тектонических признаках, была классификация,

¹ В учебнике использованы аббревиатуры: НГБ — нефтегазонасный, ПНГБ — потенциально нефтегазонасный и ВНГБ — возможно нефтегазонасный бассейны.

предложенная в 1953 г. И. О. Бродом и Н. А. Еременко. Несколько позднее (1964 г.) И. О. Брод дал новую расширенную классификацию нефтегазонасных бассейнов, в частности, в ней выделялись бассейны платформенных областей, предгорные и межгорные, учитывались возраст фундамента и характер обрамления бассейна. На базе этой классификации коллективом авторов — И. О. Бродом, В. Г. Васильевым, И. В. Высоцким, К. Н. Кравченко, М. С. Львовым, В. Б. Лениным, В. А. Соколовым (1965 г.) — впервые были выделены и описаны все нефтегазонасные, потенциально и возможно нефтегазонасные бассейны мира.

Позднее, после 1970 г., появилось довольно много классификаций нефтегазонасных бассейнов, основанных на тектонических признаках. Обилие таких классификаций объясняется, во-первых, приверженностью авторов к тем или иным тектоническим концепциям (например, мобилистской или фиксистской) и, во-вторых, тем, что и внутри различных тектонических концепций имеются существенные расхождения в интерпретации фактических данных.

Значительная часть созданных в последнее время классификаций бассейнов основана на концепции тектоники литосферных плит и совершенно не затрагивает вопросы нефтегазонасности. Некоторые исследователи называют свои тектонические классификации генетическими, имея в виду генезис структуры бассейна, а не его нефтегазонасность. Генетический смысл таких классификаций хорошо виден из названий бассейнов. Так, П. Вуд выделяет бассейны дивергентного типа — начального раздвиг (рифта) или заверщенного раздвиг, конвергентного типа — латеральных сдвигов и др.; К. Хафф — бассейны в регионах схождения плит, сбросо-сдвигов и т. д.; Ф. К. Норт — бассейны сжатия, растяжения, гравитационные супергенные с новообразованной океанической корой, обрушения в зонах расхождения плит и т. д. В результате в группы тектонически однотипных бассейнов попадают НГБ с резко различными историей развития, современными структурными планами и соответственно условиями нефтегазонасности.

Хотя выделение бассейнов по тектоническим признакам не является приемом нефтегеологического районирования, тектонические карты служат основой для выделения прежде всего нефтегазонасных провинций, в меньшей степени НГБ, так как для выделения последних необходимо знать историко-геологические и геохимические особенности развития осадочного бассейна, которые могли обеспечить образование в его осадочной толще скоплений нефти и газа и определенную закономерность их размещения. Это стало возможным с достижением определенного уровня знаний о происхождении нефти (и газа) и формировании ее скоплений.

Соответственно появилось новое — *третье направление* в выделении нефтегазонасных бассейнов, основанное на современных представлениях о происхождении нефти и газа, формировании их скоплений и условиях длительного существования, т. е. на представлениях об онтогенезе нефти и газа.

Под нефтегазоносным бассейном в этом случае предлагается понимать (И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин, 1968—1978 гг.) сложенное осадочными породами геологическое тело, формирование которого сопровождалось образованием углеводородов (генерацией углеводородов), формированием их скоплений (аккумуляцией углеводородов) и сохранением последних до настоящего времени (консервацией углеводородов).

В таком понимании НГБ представляет собой относительно автономную систему, объединенную единством процессов, ее создающих, — генерации, аккумуляции углеводородов и консервации их скоплений. В этом отношении НГБ подобен угленосному и соленосному бассейнам.

Выделение типов НГБ по онтогенезу углеводородов представляет собой следующий этап изучения нефтегазоносности недр, когда наряду с геолого-геофизическими исследованиями большое значение приобретают геохимические методы изучения породного пространства бассейна.

Все НГБ приурочены к впадинам, обрамленным элементами, характеризующимися отсутствием нефтегазоносности или неспособными быть нефтегазоносными. К таким элементам относятся горноскладчатые сооружения. Внешний край горноскладчатого сооружения достаточно четко ограничивает НГБ, отделяясь от него, как правило, системой разрывов. Иногда горноскладчатое сооружение на значительном расстоянии надвинуто на бассейн, и в этом случае граница последнего отодвигается в сторону горного сооружения, будучи погребенной под аллохтоном.

Обрамлением НГБ может служить выход на поверхность кристаллических или метаморфических пород. Граница НГБ в общем случае должна проходить по изохоре примерно 1 км осадочного чехла кристаллического фундамента. При такой мощности осадочных пород генерация рассеянным органическим веществом жидких углеводородов исключается, а для образования скоплений газообразных углеводородов недостаточно герметизация разреза. Практика подтверждает правильность этого способа ограничения бассейнов, так как в пределах столь незначительных по мощности пород, залегающих на кристаллическом фундаменте, не встречаются скопления нефти и (или) газа, хотя в некоторых крупных впадинах эти периферийные зоны являются местом нахождения часто крупных по запасам скоплений твердых продуктов превращения нефти. Отсутствуют скопления нефти и газа и во впадинах, сложенных осадочными породами с начальной их мощностью, не превышающей 1 км. Соответственно такие впадины не представляют интереса для поисков нефти и газа.

Из изложенного следует, что НГБ иногда могут занимать только часть впадины, будучи замкнутыми площадью развития мономощных пород, не способных генерировать, аккумулировать углеводороды и сохранять их скопления. Такие периферийные зоны развития пород небольшой мощности были названы В. Б. Олениным *аконсервационными*.

Нефтегазоносные бассейны могут сочленяться друг с другом через межбассейновые поднятия типа сводов или протяженных широких валов со сравнительно неглубоким залеганием фундамента (2—3 км). В этом случае граница бассейнов проводится по оси поднятия (вала).

Выделенные таким способом нефтегазоносные геологические тела — бассейны — различаются пространственным размещением скоплений нефти и (или) газа, структурными и генетическими типами зон нефтегазонакопления, типами месторождений и залежей и другими признаками. Эти различия нефтегазоносности определяются прежде всего условиями формирования бассейнов — от зарождения углеводородов, концентрации их до превращения в новые вещества (асфальт, озокерит и т. д.) или до полного разрушения скоплений, т. е. различиями в онтогенезе углеводородов.

Наиболее четко проявляются эти различия между осадочными бассейнами с различной историей формирования современного структурного плана — между бассейнами конседиментационного (кониммерсионного) и постседиментационного (инверсионного) образования.

Осадочные бассейны конседиментационного образования имеют современный структурный план, сформировавшийся в результате прерывисто-непрерывного прогибания участка земной коры, компенсированного осадконакоплением. Структурный план *бассейнов постседиментационного образования* сформировался в результате неоднократных складкообразовательных (инверсионных) или глыбовых движений, прерывавших прогибание земной коры и накопление осадков. Нефтегазоносные бассейны, заключенные в осадочных бассейнах обоих типов, являются гомогенными, так как в пределах их объема онтогенез УВ одинаков и характерен для бассейнов только конседиментационного или только инверсионного развития.

Бассейны конседиментационного образования развиты в пределах молодых и древних платформ материков, их пассивных континентальных окраин, а также молодых впадин, наложенных на складчатое основание; бассейны инверсионного образования развиты в пределах горноскладчатых (эпигеосинклинальных), горноглыбовых (эпиplatformенных орогенов) сооружений и активных окраин континентов.

В пределах одного осадочного бассейна возможно сочленение по площади (латерально) или по разрезу (вертикально) структурных планов осадочных толщ, сформировавшихся в результате конседиментационного и постседиментационного развития. Такие бассейны являются *гетерогенными по онтогенезу* углеводородов. К гетерогенным НГБ относятся бассейны, расположенные на стыке горноскладчатых сооружений и платформ (пограничные НГБ), горноглыбовых сооружений и платформ, бассейны впадин на срединных массивах (межгорноскладчатых), некоторых впадин эпиplatformенных орогенов, внутренних грабенов горноскладчатых сооружений и, наконец, сложно-гетерогенные бассейны краеплатформенных синеклиз или узловых впадин.

Бассейны конседиментационного образования отличаются от бассейнов постседиментационного образования следующими нефтегеологи-

ческими особенностями, определяющими различие онтогенеза углеводородов:

1) скоростью осадконакопления (прогибания) — большей в бассейнах инверсионного образования по сравнению с бассейнами конседиментационного образования, что обуславливает различия в продолжительности нахождения пород — генераторов углеводородов в генетических зонах и соответственно в полноте реализации потенциала рассеянного органического вещества, а также в геотермических градиентах;

2) соотношением в разрезе бассейнов континентальных и морских отложений. Последние, являющиеся основным источником пород — генераторов углеводородов, преобладают в разрезе бассейнов постседиментационного образования. Соответственно породы таких бассейнов обогащены органическим веществом сапропелевого типа по сравнению с породами бассейнов конседиментационного образования;

3) литологическим составом пород и прежде всего соотношением терригенных и карбонатных пород, большой ролью последних в бассейнах конседиментационного образования. Этим определяются различия в составе пород — генераторов углеводородов, коллекторов и покрышек в бассейнах этих двух типов;

4) частотой и амплитудой (абсолютной и стратиграфической) перерывов в разрезе бассейнов, наиболее резко в количественном отношении выраженных в бассейнах инверсионного образования. Частота и амплитуда перерывов определяют степень непрерывности генерации углеводородов в бассейне, а также условия сохранности скоплений от химического и механического разрушения;

5) геотермическими градиентами, которые обычно выше в бассейнах инверсионного образования. Они определяют мощность (объем) генетических (углеводородообразования) зон и их местоположение (глубину) в разрезе бассейна, в частности, относительно места проявления элизионного водного режима, определяющего форму миграции углеводородов;

6) вертикальной проницаемостью разреза бассейна, значительно большей в бассейнах инверсионного образования за счет значительных плотности и амплитуды вертикальных разрывов, осложняющих разрез бассейнов этого типа. Проницаемость разреза, с одной стороны, определяет возможность проявления вертикальной миграции УВ, с другой, способствует разрушению скоплений УВ. Высокая плотность разрывов ограничивает масштабы латеральной миграции УВ;

7) механизмом и временем образования локальных поднятий (и их зон), заключающих большую часть нефтяных и газовых месторождений. В бассейнах конседиментационного образования локальные поднятия формируются одновременно с осадконакоплением (конседиментационные поднятия), в бассейнах инверсионного образования — в относительно кратковременные периоды проявления складкообразовательных движений. Соответственно в конседиментационных бассейнах процессы формирования локальных поднятий, содержащих ловушки для нефти и газа, происходят одновременно с прогрессирующей генерацией УВ (конгенера-

ционные ловушки), в инверсионных бассейнах основные структурные формы (антиклинали) возникают в результате воздымания, когда процесс генерации жидких УВ прекращается;

8) размерами (объемом) и степенью герметичности ловушек. Последняя растет с погружением ловушки (с уплотнением вышележащих покрышек), т. е. с развитием бассейна. В бассейнах инверсионного образования подъем и размыв структурных форм приводит к снижению герметичности ловушек, особенно относительно газообразных УВ. Емкость ловушек бассейнов конседиментационного образования, как правило, превышает емкость ловушек бассейнов инверсионного образования, что отражается в размерах ресурсов и запасов УВ, приходящихся на одну структуру;

9) плотностями размещения локальных структур, большими в бассейнах инверсионного образования, что определяет меньшую дальность латеральной миграции УВ в бассейнах этого типа;

10) особенностями пространственного размещения скоплений нефти и газа, зон и ареалов зон нефтегазоаккумуляции;

11) скоростями как прогрессивного этапа онтогенеза УВ (образование месторождений нефти и газа), так и регрессивного (разрушение месторождений), — большими в бассейнах инверсионного образования, что в значительной степени и определяет различие нефтеносности двух основных типов бассейнов.

В пределах осадочных бассейнов конседиментационного образования следует различать бассейны, заключенные в синеклизах, плитах (наплитные бассейны), грабенах платформ и пассивных окраинах материков (периконтинентальные прогибы платформ).

Простейшие *НГБ* заключены в одиночных сравнительно *небольшых синеклизах*, ограниченных по периферии зонами развития маломощных толщ пород и подстилаемых метаморфическими и кристаллическими породами. Фундамент и осадочный чехол таких бассейнов слабо расчленены. Конседиментационные пологие поднятия чередуются с различными погребенными эрозионными формами и рифовыми массивами и обычно плохо группируются в системы. Большая роль в размещении коллекторов (и соответственно скоплений нефти и газа) принадлежит речным (руслowym, дельтовым) и прибрежным (бары, заливы) накоплениям. Такие бассейны заключены в Парижской, Мичиганской, Иллинойской синеклизах и др.

Наплитные НГБ отличаются значительной структурной расчлененностью осадочного чехла, местами большими градиентами мощностей, существованием в пределах чехла тесно связанных друг с другом впадин (синеклиз) и прогибов, крупных сводов, часто хорошо выраженных валов, протяженных рифов, разрывных зон и зон региональных несогласий и выклиниваний. Бассейны характеризуются большим разнообразием условий залегания скоплений нефти и газа, отражающим разнообразие процессов формирования скоплений нефти и газа.

В наплитных бассейнах сосредоточено наибольшее количество месторождений газа и нефти, в том числе много крупных и уникальных по запа-

сам нефти и газа. Наиболее простой наплитный бассейн — Западно-Сибирский, более сложный — Пермский.

В пределах платформ выделяются также *НГБ*, заключенные в *сквозных грабенах*. В отличие от *НГБ* синеклиз эти бассейны характеризуются блоковой структурой, обусловленной высокой плотностью размещения сквозных вертикальных конседиментационно развивающихся разрывов. Это обуславливает высокую вертикальную проницаемость бассейна, большой стратиграфический диапазон нефтеносности и широкое развитие тектонически экранированных залежей нефти, развитых в пределах присбросовых валообразных поднятий. Типичными примерами *НГБ*, заключенных в грабенах, могут служить Рейнский и Суэцкий.

В последнее время установлено, что нефтегазоносные синеклизы и плиты подстилаются грабенами (рифтами), расположенными в теле фундамента и сложенными осадочными породами. Размеры грабенов различные. Одни из них представляют узкие желоба, площадь которых значительно меньше площади синеклизы, площадь других соизмерима с площадью синеклизы. Грабенов может быть несколько. Таким путем образуются двухэтажные, или *вертикально-составные бассейны*, нижний этаж которых заключен в погребенном рифте, а верхний — в перекрывающей его синеклизе. К составным бассейнам относятся Внутренний Восточно-Австралийский, Гипсленд и др.

НГБ пассивных континентальных окраин платформ, или периконтинентальных впадин, по внутренней структуре приближаются к бассейнам, заключенным в грабенах. Подобно последним они имеют мозаично-блоковое строение за счет продольных и поперечных сбросов, рассекающих шельф и материковый склон континента; плоскости продольных сбросов наклонены преимущественно в сторону океана. Соответственно структура бассейна представляет собой как бы полуграбен, с позиции тектоники литосферных плит — это борт рифта, существовавшего до раздвижения материков, в едином проматерике. Внешняя граница бассейна проходит на месте, где подошва материкового склона граничит с подножием. Здесь значительно уменьшается мощность осадочного покрова в целом, кайнозойские отложения постепенно переходят в современные осадки, континентальная кора через разлом граничит с океанической корой. Иногда зона значительных мощностей осадочных пород смещается в сторону океана, и граница бассейна соответственно выходит на краевую часть океанической коры. Некоторые бассейны находятся полностью в акватории.

По простиранию периконтинентальные бассейны разделяются на части поднятиями, расположенными на поперечных (относительно береговой линии) выступах фундамента платформ, однако в подводной структуре бассейна эти части смыкаются, что делает границу *НГБ* условной.

Для *НГБ* континентальных окраин характерны солянокупольная тектоника (соль мезозойского возраста), рифогенные образования по внутреннему краю бассейна, смена отложений преимущественно континентальных во внешней материковой части (и в подошве разреза) морскими во внутренней части, развитие мощных древних и современных дельт,

образующих полуизолированные впадины, и внедрение даек, силлов, долеритов и базальтовых покровов.

Большая часть *НГБ* материковых окраин сложена мезозойскими и кайнозойскими отложениями, которые во внешней части могут подстилаться и более древними.

НГБ периконтинентальных впадин развиты вдоль восточной окраины Южно-Американского континента, вдоль западной окраины Африканского континента и вдоль западной окраины Австралии. Для последних характерны осложнения *НГБ* краевыми плато, часто несущими рифовые постройки и представляющими собой отколотые участки материков, а также несогласное перекрытие разломной части бассейна кайнозойскими отложениями. Это приближает такие *НГБ* и вертикально-составным *НГБ* платформ.

НГБ грабенов материков, расположенные на краю последних, часто продолжают на континентальные окраины, образуя единый *латерально-составной бассейн*, например, *НГБ* Баийя, Нижненигерийский (Гвинейского залива), Камбейский. Продолжение *НГБ* на континентальные окраины известно и для других типов бассейнов, часть которых, обычно меньшая, открывается в океан. Из *НГБ*, заключенных в синеклизах, и наплитных континентальные окраины имеют Западно-Сибирский, Патагонский, Восточно-Присредиземноморский и др. Континентальный шельф иногда достигает такой большой ширины, что в его пределах образуются самостоятельные бассейны или расположены значительные их части.

НГБ в осадочных бассейнах инверсионного образования с гомогенным онтогенезом УВ находятся в синклинориях или в грабен-синклинориях эпигеосинклинальных областей. Для этих *НГБ* характерно развитие резко выраженной складчатости, осложненной надвигами и взбросами. Границы их определяются по выходам на поверхность в окружающих антиклинориях пород, слагающих нижние части разреза синклинориев, и прежде всего продуктивных толщ. Нефтяные, редко газовые (на больших глубинах конденсатногазовые) месторождения в таких бассейнах связаны с антиклиналями, сильно пережатыми, иногда гребневидного, веерообразного или изоклиналичного строения, нарушенные взбросами.

Среди нефтегазоносных синклинориев различаются синклинории, заключенные внутри горноскладчатых эпигеосинклинальных областей материков, в активных окраинах континентов (субаквальные прогибы окраин континентов, сопровождающиеся глубоководными желобами) и в переходных областях от континента к океану.

НГБ синклинориев материков отличаются обилием поверхностных нефтегазопоявлений и выходов на поверхность нефтегазоносных свит из-за значительно расчлененной поверхности с глубокими эрозионными врезами. В целом бассейны находятся на стадии интенсивного разрушения. Типичным примером является Центральнокарпатский *НГБ*.

Для *НГБ синклинориев активных окраин континентов* в пределах материка характерно разломное обрамление, сопровождающееся вулканическими поясами, а в подводной части — антиклинорное, примыкающее

к глубоководному желобу. Наиболее протяженный синклиниорий — вдоль побережья западного склона Южно-Американской Кордильеры, параллельно Перуанско-Чилийскому глубоководному желобу. Крупный синклиниорий расположен на месте прол. Ментавай между вулканическим поясом островной дуги Суматры и цепью невулканических Ментавайских островов (внешний дуговой синклиниорий). С юго-запада синклиниорий опоясывается Зондским глубоководным желобом.

Для НГБ переходной области от континента к океану (Малайский архипелаг, Карибский регион) характерны современная складчатость, молодой вулканизм, островодужные горноскладчатые сооружения и глубоководные котловины. Природа котловин трактуется по-разному: котловины как наиболее прогнутые — погребенные — части складчатой области, структурный план которых находится на продолжении структур обнаженной части складчатости, и котловины как глубоко погруженные, отчлененные (остаточные) или новообразованные участки океанической коры с небольшой мощностью литифицированных отложений. Последнее предположение (участки океанической коры) подтверждается наличием шельфовых уступов, окружающих котловины. При первом предположении геосинклинальные котловины должны включаться в состав бассейнов-синклинириев, так как краевые сильно дислоцированные наземные части некоторых котловин, например в Малайском архипелаге, являются нефтегазоносными. При допущении, что геосинклинальные котловины — лишь участки океана с неизвестной мощностью литифицированных осадков, их следует рассматривать как части бассейнов с неизвестными перспективами в нефтегазоносном отношении. Пример НГБ с геосинклинальной котловиной — Калимантан-Сулавеский, в котором нефтеносность установлена на о-ве Калимантан.

Синклиниории с молодой незавершенной складчатостью известны также в Калифорнии (активная окраина). Для них характерны большая мощность (до 6 км) дислоцированных неогеновых отложений, наличие в структуре бассейнов глубоких остаточных впадин и крупных по запасам нефти месторождений (НГБ Лос-Анджелес, Вентура-Санта-Барбара и др.).

К *гетерогенным НГБ латерального сочленения* относятся пограничные, межгорноскладчатые и бассейны различных типов, развитые в эпиплатформенных орогенах.

*Пограничные НГБ*¹ возникают на границе платформенных и горноскладчатых областей и имеют соответственно складчатый борт с развитыми конинверсионными поднятиями и платформенный склон с ловушками, заключенными в конседиментационных поднятиях и зонах выклинивания, а также связанными с конседиментационными разрывами. Для бассейнов пограничного типа характерно резко выраженное асимметричное строение. Крутой глубоко погруженный складчатый

(инверсионный) борт их имеет относительно небольшую ширину, иногда он почти полностью скрывается под надвигами складчатого горного сооружения. Противоположный платформенный борт пологий, обычно имеет значительно большую ширину, но неглубокое залегание кристаллического фундамента. Для платформенных бортов пограничных бассейнов характерны в общем моноклинальное залегание, сравнительно небольшая мощность отложений, часто значительная нарушенность ступенчато расположенными разрывами. Сочленение бортов происходит через флексуры или надвиги. Платформенный борт пограничного бассейна отличается повышенной газоносностью верхней части разреза. По восстанию борта и с глубиной газ сменяется нефтью, а затем (при наличии достаточной мощности пород) и конденсатно-газовыми скоплениями.

Среди бассейнов этого типа различают два вида в зависимости от эпигеосинклинальной или эпиплатформенной тектонической природы складчатого борта. Эпигеосинклинальный складчатый борт сложен мощными геосинклинальными и постгеосинклинальными терригенными формациями, дислоцированными в систему линейных конинверсионных складок, осложненных пологими надвигами или покровами. Внутренняя структура складчатого борта подобна синклинирию, однако меньший размах инверсии и соответственно меньшая эрозионная расчлененность обеспечивают здесь необходимые условия для сохранения скопления нефти, иногда весьма крупных.

Типичные пограничные бассейны этого типа — Северо-Предкарпатский, Аквитанский, Предаппалачский и др.

Пограничные бассейны с эпиплатформенным орогенным обрамлением развиты в краевых частях платформ. Они имеют складчатый борт, образованный постседиментационной глыбовой складчатостью, осложняющей первоначальную конседиментационную структуру. Глыбовые движения приводят к возникновению около горного обрамления системы валообразных поднятий, осложненных разрывами или же системой надвиговых дислокаций. Противоположный борт бассейна обычно сохраняет первоначальную конседиментационную структуру, осложняясь лишь разрывами.

К пограничным бассейнам с горным эпиплатформенным обрамлением относятся НГБ Денвер и Паудер-Ривер, расположенные на восточной окраине эпиплатформенного орогена Скалистых гор США.

Пограничные НГБ довольно четко группируются в протяженные пояса. К подобным поясам относятся, например, Предандийский в Южной Америке, Предальпийско-Карпатско-Балканский в Южной Европе, Предгималайский в Южной Азии и др.

В пределах поясов отдельные НГБ разделяются нефтегазоносными межбассейновыми поперечными поднятиями или небольшими поперечными выступами фундамента. Типичным межбассейновым поднятием является Ставропольский газоносный свод, через который сочленяются Азово-Кубанский и Среднекаспийский НГБ, газоносный свод Суитграсс между НГБ Западно-Канадским и Уиллистонским (синеклиза) и др.

¹ Некоторые исследователи называют эти бассейны складчато-платформенными, что можно понимать как платформенный бассейн, испытавший складчатость, т. е. такое название бассейна терминологически неоднозначно.

НГБ, заключенные во впадинах срединных массивов, могут быть названы межгорноскладчатыми. Краевые части таких бассейнов, прилегающие к горноскладчатым сооружениям, представлены сильно дислоцированными прогибами (тыловые), иногда грабенами или разломами (шовное сочленение); центральные части бассейнов осложнены конседиментационными поднятиями.

Соотношение конседиментационного и постседиментационного элементов бассейна определяется глубиной нахождения фундамента и размером впадины. Для небольших впадин с глубоко погруженным фундаментом характерна незначительная площадь, занимаемая конседиментационной структурой, и наоборот, в крупных бассейнах с неглубоко погруженным фундаментом конседиментационная структура может составлять преобладающую его часть. Паннонский НГБ представляет пример бассейна с преимущественным развитием на большой площади конседиментационных поднятий.

В бассейнах рассматриваемого типа обычно четко выделяются два структурных этажа — нижний, имеющий глыбовое строение, и верхний, наложенный, отвечающий времени формирования горноскладчатого обрамления. Межгорноскладчатые бассейны распространены сравнительно мало.

НГБ эпиплатформенных орогенов возникли на месте платформенных областей, превращенных разломными глыбовыми движениями в горные, иногда высокогорные области. Наиболее крупные области развития эпиплатформенных орогенов известны в Средней и Центральной Азии, на Иранском нагорье и в Скалистых горах США. Бассейны эпиплатформенных орогенов имеют ряд общих геологических признаков, обусловленных условиями их образования: 1) горное глыбовое обрамление; 2) разломное ограничение, иногда надвигово-разломное; 3) двухэтажное строение. При этом нижний этаж — конседиментационного образования, унаследован от бывшей ранее платформы, на основе которой возник ороген; верхний этаж — орогенный, сложен преимущественно континентальными отложениями, осложнен структурными формами, унаследованными от нижнего этажа, и постседиментационными структурами, возникшими под воздействием глыбовых движений. Структуры, унаследованные от нижнего этажа, располагаются в средней части бассейна, постседиментационные — по периферии, где они часто группируются в антиклинальные зоны. Бассейны небольшого размера обычно наиболее насыщены новообразованными структурами. Большая мощность отложений верхнего этажа уменьшает степень унаследованности и возможность возрождения структур нижнего этажа в верхнем и соответственно увеличивает роль новообразованных структур в бассейне.

Среди НГБ эпиплатформенных орогенов выделяются:

1) латерально-гетерогенные, приближающиеся к НГБ типа известных во впадинах НГБ срединных массивов. Этот тип наиболее распространен в бассейнах Скалистых гор США, известен в Центральной и Средней Азии;

2) латерально-гетерогенные типа пограничных, известны в Центральной Азии. Типичным является Джунгарский НГБ с резко выраженным складчатым (Предтатьяньшаньским) и пологим платформенным бортами;

3) гомогенные типа синклиналиев. Примером является Афганотаджикский НГБ;

4) гомогенные типа синеклиз и плит. К ним относятся Северо-Китайский, Сунляо и Ордос в Центральной Азии. Первый открывается в Желтое море, осложнен погребенным Ляодунским грабеном и, возможно, представляет собой вертикально-составной бассейн. Расположенный севернее НГБ Сунляо — типичный составной.

Бассейны могут быть гетерогенными и в вертикальном разрезе. Они состоят из элемента конседиментационного образования (верхний этаж), подстилаемого синклиналием или грабен-синклиналием, т. е. структурой инверсионного образования. Среди бассейнов этого типа выделяются два основных вида: бассейны, охватывающие синклиналии или грабен-синклиналии и наложенные на них впадины конседиментационного образования (синеклизы), и бассейны-грабены с конседиментационным выполнением, вложенные в синклиналии. Структурные осложнения верхнего этажа таких бассейнов в значительной степени наследуют погребенный структурный план и эрозионную поверхность нижнего этажа.

Бассейны первого вида формируются на месте развития эпимезозойских платформ, на базе внутренних или краевых впадин (синеклиз), либо грабенов, сложенных кайнозойскими отложениями. Они известны на западе Северной Америки, в северо-восточной части СССР, на юго-востоке Азии и в Океании. Бассейны оконтуриваются территориями развития кайнозойских отложений.

К типичным НГБ, заключенным в грабене складчатой области, относится Венский НГБ. Грабен выполнен породами неогена конседиментационной структуры и вложен в сильно дислоцированные палеогеновые и мезозойские отложения. Нефтегазоносны в бассейне оба этажа.

Наиболее сложными по онтогенезу нефти и газа являются НГБ узловых впадин, заключенные в краевых платформенных областях мощного прогибания перикратонной природы (Волго-Уральский, Центральноевропейский, Мексиканского залива и Свердруп). Для этих бассейнов характерны: 1) большая площадь и мощности выполняющих их пород (обычно свыше 10 км); 2) разновозрастный фундамент с преобладанием по площади одного возраста; 3) резко выраженное асимметричное строение, связанное с наличием одной наиболее крупной и длительно развивавшейся впадины — синеклизы (Прикаспийская в Волго-Уральском НГБ, Североморская в Центральноевропейском НГБ, Мексиканского залива в одноименном НГБ), смещенной к периферии бассейна; 4) различное латеральное и вертикальное сочетание в единой области прогибания элементов как конседиментационного, так и инверсионного образований. Так, Североморская синеклиза представляет пример составного суббассейна, в котором погребенный грабен протяги-

Таблица 1. Классификация НГБ

Тип	Структурная принадлежность			Примеры
А. Гомогенные конседиментационного образования				
Элементарные		Слабо нарушенные разрывами	Плиты, синеклизы, наложенные впадины	Западно-Сибирский Мичиганский, Парижский
		Сильно нарушенные структурообразующими разрывами	Грабены платформ, периконтинентальные впадины (пассивных окраин)	Рейнский, Суэцкий, Кванза-Камерунский
Составные	Вертикально	Частично нарушенные разрывами	Плиты или синеклизы, подстилаемые грабенами (рифтами)	Днепровско-Донецкий, Внутренний Восточно-Австралийский, Гипсленд
	Латерально		Плиты, синеклизы, осложненные периферийными грабенами	Ордосский
Б. Гомогенные постседиментационного образования				
Элементарные		Сильно нарушенные разрывами	Синклинории, грабен-синклинории	Центральнокарпатский, Лос-Анджелес, Центральносуматринский
В. Гетерогенные				
Составные	Латерально	Частично нарушенные разрывами	Пограничные с эпигеосинклинальным обрамлением	Азово-Кубанский, Преаппалачский Бенгальский
			Пограничные с эпиплатформенным горным обрамлением	Паудер-Ривер, Денвер, Джунгарский
			Межгорноскладчатые на срединном массиве	Южно-Каспийский, Трансильванский, Маракайбский
Вертикально и вертикально		Сильно нарушенные разрывами	Межгорные впадины эпиплатформенных орогенов	Ферганский, Сычуаньский, Уинд-Ривер
		Частично нарушенные сквозными и погребенными разрывами	Грабены в синклинориях	Венский, Кук-Инлет, Западно-Яванский
			Узловые (краеаппалачские) впадины	Волго-Уральский, Мексиканского залива, Центральноевропейский

вается через всю синеклизу; в Миссисипской гемисинеклизе НГБ Мексиканского залива в погребенном состоянии (под мезозойскими и кайнозойскими отложениями) находится юго-западное продолжение пограничного Преаппалачского НГБ, который западнее на небольшом участке (штат Арканзас) выходит на поверхность; на территории Мексики западная и южная периферии бассейна Мексиканского залива представляют на суше складчатый борт элемента пограничного бассейна.

НГБ рассмотренных типов представляют собой обязательные элементы нефтегеологического районирования по генетическому признаку (табл. 1).

В последнее время появилась тенденция объединения бассейнов в большие естественные геолого-географические группы, получившие название *нефтегазогеологических провинций*. Такими провинциями являются, например, Среднеазиатская, Центральноазиатская и Скалистых гор, каждая из которых объединяет бассейны эпиатформенных областей, а также провинции поясов пограничных и периконтинентальных бассейнов, плит, синеклиз и грабенов платформ (Американской, Восточно-Европейской, Западно-Европейской и т. д.).

Нефтегеологическое районирование разработано применительно к материкам, их подводным окраинам и областям развития современной складчатости, т. е. к территориям с установленной нефтегазоносностью.

Огромные океанические пространства из-за недостаточной геологической изученности оцениваются в нефтегазоносном отношении по-разному. Наибольший интерес представляют выявленные в океане погребенные под водной поверхностью блоки с континентальной корой и нормальными осадочными породами (литифицированными осадками). Они рассматриваются как осколки материков. Такими являются, например, плато Рокколл, расположенное западнее Ирландии, плато Брокен в Индийском океане и другие меньших размеров. Структура осадочных толщ таких микроконтинентов подобна структурам синеклиз или грабенов и эти толщи могут представлять интерес для поисков

нефти и газа. Что касается океанических глубоководных котловин (талассосинеклиз), разделяющих их поднятий (хребтов) и абиссальных равнин, то определенный интерес в нефтегазоносном отношении может представлять второй океанический слой, залегающий на больших глубинах под рыхлыми осадками и представленный литифицированными осадками (породами), разделенными пластами долеритов, способных образовывать покрывки. Так как рыхлые осадки обладают низкой теплопроводностью, то в подстилающих породах возможно возникновение температур, необходимых для превращения рассеянного органического вещества с образованием углеводородов. Верхней покрывкой для последних могут являться зоны развития газогидратов, образование которых возможно при глубинах океана более 500 м и температуре 5° С и ниже. Мощность зоны газогидратов может достигать нескольких сот метров.

В соответствии со сказанным основными элементами нефтегеологического районирования океанического ложа являются в настоящее время погребенные микроконтиненты и конседиментационные талассосинеклизы.

§ 2. ЗОНАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Зональное районирование производится внутри бассейна (провинции) и возможно лишь при достаточно высокой степени его изученности. Различают два вида зонального районирования: структурное и генетическое. Первое ставит целью выделение в бассейне совокупности однотипных месторождений нефти и газа или структур, перспективных для нахождения последних, объединенных общностью нахождения в обособленной структурной зоне. Такие зоны называют зонами нефтегазоаккумуляции. Понятие о структурных зонах нефтегазоаккумуляции было введено Н. Ю. Успенской и И. О. Бродом в 1946 г. Большая часть авторов выделяют зоны нефтегазоаккумуляции антиклинальных линий (в складчатых областях), в том числе диапировых и солянокупольных структур, валлообразных поднятий платформ, рифовых барьеров и атоллов, зон регионального несогласия, выклинивания и разрывных нарушений, локальных накоплений песчаных тел, связанных с древними береговыми валами, руслами рек и др.

В 1977 г. В. Б. Оленин представил детальную классификацию зон нефтегазоаккумуляции, в которой помимо морфологических учитывались генетические признаки, т. е. были даны геологические условия образования зон. В. Б. Оленин предложил смежные однотипные зоны нефтегазоаккумуляции объединять в *ареалы зон нефтегазоаккумуляции*.

Сторонники выделения нефтегазоносных провинций объединяют зоны нефтегазоаккумуляции в нефтегазоносные районы.

Б. С. Лазарев (1979 г.) на примере нефтегазоносных бассейнов СССР установил, что в пределах Западно-Сибирского НГБ в зонах нефтегазоаккумуляции находится 73% выявленных месторождений, в зонах нефтегазоаккумуляции бассейнов Туранской плиты — 70%, Вос-

точно-Русской платформы — 50%, при этом на сводах указанных бассейнов расположено свыше 75% зон (в Западно-Сибирском НГБ — 90%).

В бассейнах, где ведутся буровые работы и имеется возможность производить детальные литологические, геохимические, термобарические и другие исследования разреза отложений, слагающих бассейн, возможно выделение зон, или очагов нефтегазообразования¹ — основного элемента зонального генетического районирования. Зоны или очаги нефтегазообразования выделяются на основе реконструкции палеотемператур, через которые прошли (или в которых находились) породы — генераторы углеводородов, и определение степени превращенности рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских толщ. Это позволяет оконтурить объемы пород, прошедших зоны (находившихся в зонах) генерации газообразных или жидких углеводородов. Если во время генерации углеводородов структурные зоны уже существовали, то в таком случае было возможно образование нефтяных или газовых месторождений. Следовательно, помимо реконструкции термобарических условий пород — генераторов углеводородов необходима реконструкция истории развития структурных зон — возможных зон нефтегазоаккумуляции. Совмещение в плане зон нефтегазообразования и структурных зон нефтегазоаккумуляции (синхронных генераций углеводородов) позволяет оконтурить территории, наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении, причем иногда отдельно для нефти и газа.

§ 3. ЛОКАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Цель локального районирования — выделение в пределах зон нефтегазоаккумуляции и нефтегазообразования локальных структур — вместилищ ловушек различных морфологических и генетических типов — как основы для выбора наиболее перспективных из них для постановки нефтегазопромысловых буровых работ.

Локальное районирование включает прогнозирование размещения локальных структур и их подразделение по степени перспективности в нефтегазоносном отношении, в частности, отдельно для нефти и газа. Прогнозирование размещения структур производится методом аналогии — на основе плотности размещения структур в аналогичных зонах хорошо изученных однотипных бассейнов. Суммарная площадь локальных поднятий составляет 10—20% площади бассейнов конседиментационного образования, т. е. 10—30 структур приходятся на 10 000 км² площади бассейна — удельная плотность размещения. Последняя несколько увеличивается в пределах сводовых поднятий и в бассейнах, сильно осложненных разрывами, за счет приразломных

¹ Собственно нефть образуется в ловушке в результате длительного нахождения в новых термобарических условиях. В генераторе углеводородов — нефтегазоматеринской свите — образуются углеводороды, а не нефть.

структур (бассейны грабен). Наименьшая плотность размещения локальных поднятий характерна для плоских синеклиз и элементов бассейнов, сложенных пологими моноклиналями. Небольшая плотность в таких условиях компенсируется значительным развитием ловушек, заключенных в различных экзотических телах (песчаные бары, русла рек) и рифовых массивах (Мичиганский, Западно-Канадский, Уиллистонский НГБ).

В бассейнах инверсионного образования плотность размещения структур примерно в 2 раза больше, чем в бассейнах конседиментационного образования.

Выбор среди выявленных структур наиболее перспективных для поисков нефти и газа и соответственно районирование территории по этому признаку — наиболее сложная задача районирования. Практика показала, что в среднем только 30% структур оказываются продуктивными. В целом локальное прогнозирование требует достаточно высокой степени изученности бассейна, позволяющей на основе выявленных месторождений установить необходимые для прогноза закономерности размещения месторождений или же найти аналоги исследуемого бассейна с более высокой степенью изученности.

Глава II СЕВЕРНАЯ И ЦЕНТРАЛЬНАЯ АМЕРИКА

§ 1. ТЕКТНИЧЕСКОЕ И НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Самым крупным структурным элементом Северной Америки является древняя Северо-Американская платформа. В ее составе выделяется обширный Канадско-Гренландский щит. На отдельных довольно значительных площадях присутствует палеозойский осадочный чехол мощностью до 2—3 км. Осадочный чехол более молодого возраста и значительной мощности находится под водами моря Баффина (рис. 1).

Южная и юго-западная части Северо-Американской платформы образуют ее плиту. Часть платформы, расположенная южнее Канадско-Гренландского щита, выделяется под названием плиты Мидконтинента или Мидленда. Почти на всей ее площади осадочный чехол складывается породами палеозоя. Западная окраина Северо-Американской платформы представляет плиту Великих Равнин. В этой значительно погруженной части платформы осадочный чехол характеризуется очень широким возрастным диапазоном (от кембрия до кайнозоя включительно).

В пределах плиты Мидконтинента и части Великих Равнин обособляется ряд синеклиз — Мичиганская, Иллинойская, Западная Внутренняя, Пермская, Уиллистон, — разделенных внутриплатформен-

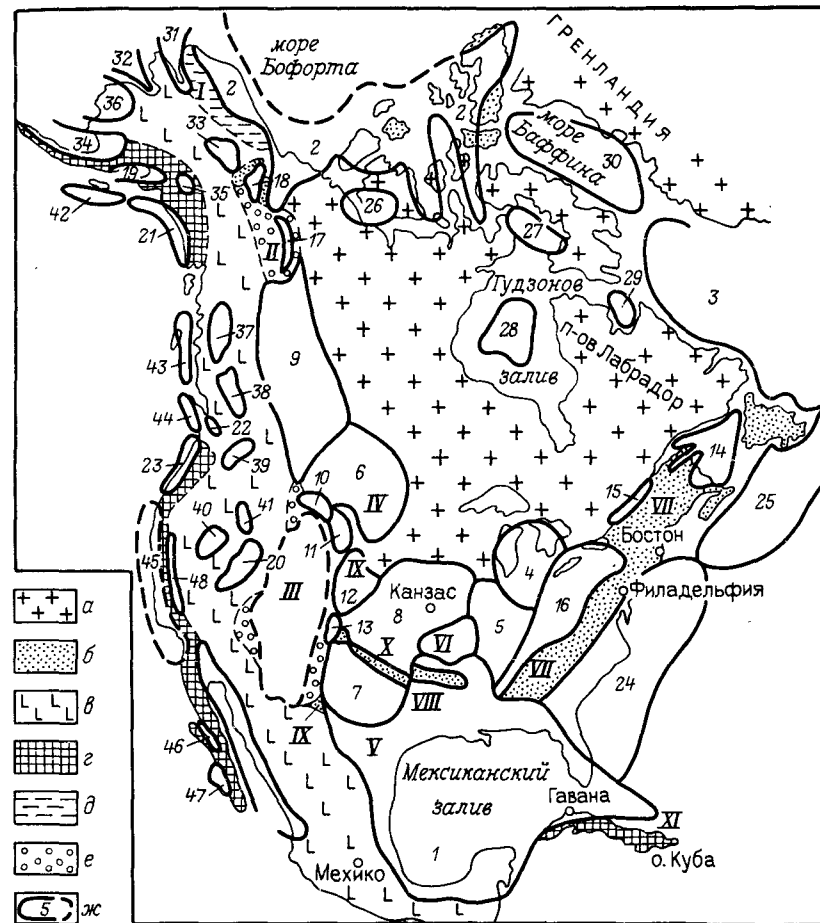


Рис. 1. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Северной Америки. Складчатость: а — докембрийская, б — палеозойская, в — мезозойская (невадидская и ларамийская), г — кайнозойская; область ларамийского эпиплатформенного орогенеза: д — на герцинском основании, е — на докембрийском основании; ж — нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны. НГБ: 1 — Мексиканского залива, 2 — Арктические (Северо-Аляскинский, Маккензи-Борфорта, Свирдруп), 3 — Прилабрадорский, 4 — Мичиганский, 5 — Иллинойский, 6 — Уиллистонский, 7 — Пермский, 8 — Западный Внутренний, 9 — Западно-Канадский, 10 — Крейзи-Булл-Маунтинс, 11 — Паудер-Ривер, 12 — Денвер, 13 — Ратон, 14 — Восточно-Канадский, 15 — долины р. Св. Лаврентия, 16 — Предаппалачский, 17 — Маккензи, 18 — Игл-Плейн, 19 — Кук-Инлет, 20 — Юта-Невадидский, 21 — Каталла-Якатага (Сент-Элиас), 22 — Фрейзер, 23 — Прибрежный Вашингтонско-Орегонский, 24 — Балтимор-Блейк, 25 — Новошотландский, 45 — Калифорнийские (см. рис. 26), 48 — Грейт-Валли. ПНГБ, ВНГБ: 26 — Волластон, 27 — Фокс, 28 — Гудзонова залива, 29 — Унгава, 30 — Баффинова залива, 31 — Лонг, 32 — Нортон, 33 — Юкон-Плейн, 34 — Бристольский, 35 — Коппер-Ривер, 36 — Бетел (Юкон-Кускоквим), 37 — Скина, 38 — Кузнец, 39 — Колумбийского плато, 40 — Карсон-Дезерт, 41 — Снейк-Ривер, 42 — Кадык, 43 — островов Королевы Шарлотты, 44 — Хуан-де-Фука, 46 — Вискаино, 47 — Пурисима-Иррей. Структурные элементы. Области эпиплатформенного орогенеза: 1 — хр. Брукса, 11 — горы Франклин и Маккензи, 111 — Восточные Скалистые горы (см. рис. 3); своды, поднятия платформ: IV — свод Блэк-Хилс, V — выступ Ллано, VI — антеклиза Озарк; герцинская складчатость: VII — Аппалачская, VIII — Уошито, IX — Маратон; X — авлакоген Уичито; XI — кайнозойская складчатость Больших Антид.

ными поднятиями, где мощность осадочного чехла значительно сокращается, а местами даже обнажаются породы фундамента (антеклиза Озарк).

Северо-Американская платформа окружена складчатыми или складчато-глыбовыми системами различного возраста. Наиболее протяженной и обширной из них является складчатоглыбовая система Кордильер, обрамляющая платформу на западе. В поперечном сечении Кордильер с востока на запад (на Аляске с севера на юг) выделяются следующие тектонические зоны.

1. Окраинная прерывистая горноскладчатая зона позднемелового — раннепалеогенового (ларамийского) эпиплатформенного орогенеза на герцинском (хр. Брукса на Аляске) или докембрийском (Восточные Скалистые горы США, горы Маккензи и Франклин в Канаде) основании.

2. Обширные горноскладчатые зоны с ларамийским и позднеюрским — раннемеловым (невадийским) возрастом складчатости.

3. Зона кайнозойской складчатости, занимающая юг Аляски и крайний запад континента.

Внутри системы Кордильер присутствуют крупные срединные массивы — Юконский (на Аляске) и Колорадо.

В зоне сочленения Кордильер с Северо-Американской платформой выделяются предгорные прогибы Колвиллский (Предбрукский), переходящий на севере в пологий Арктический склон, Западной Канады, Мидчанел, Крейзи-Бул-Маунтинс, Паудер-Ривер, Денвер и Ратон.

Северным обрамлением Северо-Американской платформы является каледонско-раннегерцинская Иннуитская складчатая система, в значительной части перекрытая синеклизой Свердруп. Последняя слагается мощными осадочными толщами карбона, перми, мезозоя и кайнозоя.

С юго-востока докембрийская платформа окаймляется герцинским Аппалачским горноскладчатым сооружением и сопровождающим его предгорным прогибом. Аппалачская складчатая система на юго-западе погружается под молодые отложения Примексиканской низменности (Миссисипской гемисинеклизы) и появляется на западе в горах Уошито с предгорным прогибом Аркома и далее на юго-западе в массиве Маратон. Южнее рассмотренной герцинской складчатости находится эпигерцинская платформа, занимающая Примексиканскую низменность и впадину акватории Мексиканского залива. На широте гор Уошито от эпигерцинской платформы отходит на северо-запад, в глубь докембрийской платформы, на расстояние около 500 км система сводово-горстовых поднятий фундамента Арбокл — Кринер-Хилс — Уичито-Амарилло, выраженных в рельефе невысокими горными хребтами.

Восточнее впадины Мексиканского залива располагается о-в Куба, входящий в состав кайнозойской складчатой зоны Больших Антиль, которая отделяется от платформенных глыб полуостровов Юкатан, Флорида и Багамского архипелага крупным разломом, проходящим

восточнее п-ова Юкатан, а затем — вдоль северного побережья островов Куба и Гаити.

Рассмотренная схема современного структурного плана США и Канады позволяет выделить в их пределах ряд нефтегазогеологических провинций.

1. *Провинция плиты Мидленда и Великих Равнин*, включающая НГБ синеклиз: элементарные Мичиганский, Иллинойский, Уиллистонский, сложный Пермский и внутриплатформенный латерально-гетерогенный Западный Внутренний.

2. *Центральноканадско-Гренландская провинция*, включающая четыре синеклизы — Волластон, Фокс, заливов Гудзонова и Унгава — с мощностью отложений до 3 км, являющиеся возможно нефтегазонаосными, и две крупные синеклизы — моря Баффина и акватории, расположенной между п-овом Лабрадор и Гренландией, подстилающиеся рифтами и образованные фанерозойскими отложениями мощностью свыше 9 км.

В Прилабродорском НГБ мощности мезозойских и кайнозойских отложений бассейна смещены к западу, где прослеживаются три узкие впадины (с севера на юг); Саглек, Хоупдейл и Лейф. Рядом поперечных разломов мелового возраста бассейн расчленен на несколько блоков. Нефтегазонаосность его установлена с открытием в 1973 г. крупного газового месторождения Бьярни (200 млрд. м³). В настоящее время на западном крыле впадины Хоупдейл открыто шесть конденсатогазовых месторождений — Карлсефти, Снорри, Хоупдейл, Бьярни, Гудрид, Робервел, — образующих единую зону газонакопления. На северо-западном крыле впадины Саглек открыто месторождение Хекья (песчаники палеогена на глубине 3269 м). Продуктивны песчаники палеоцена (Снорри) и раннего мела (Бьярни), доломиты нижнего карбона (Гудрид) и ордовика (Хоупдейл). Глубины залежей 2000—2800 м (рис. 2).

3. *Аппалачская провинция*, в которую входят НГБ пограничный Преаппалачский, Восточно-Канадский (зал. Св. Лаврентия или Меритаймз) и долины р. Св. Лаврентия. В двух последних НГБ выявлено по одному месторождению.

Восточно-Канадский бассейн находится на месте зал. Св. Лаврентия внутри герцинид и, вероятно, представляет собой синклиорий, открывающийся в сторону докембрийской платформы. На юго-западе бассейна открыто небольшое газовое месторождение Стони-Крик с 12 залежами в песчаниках миссисипского возраста на глубине 350—770 м. Структура месторождения представлена моноклиной, рассеченной сбросами. НГБ долины р. Св. Лаврентия расположен на стыке докембрийской платформы с Аппалачскими герцинидами, выраженном узким грабеном, сложенном пологозалегающими нижнепалеозойскими образованиями, на которые надвинуты с юга сильно дислоцированные также нижнепалеозойские породы. В бассейне выявлено одно небольшое газовое месторождение Пуэнт-дю-Лак с залежью в маломощных отложениях кайнозойского возраста.

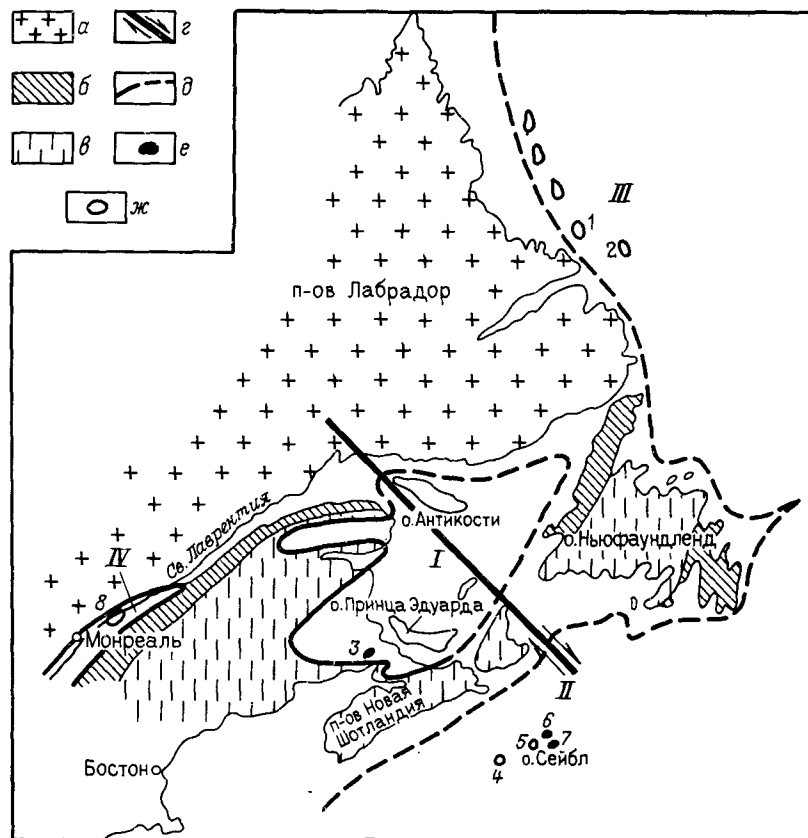


Рис. 2. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Восточной Канады.

Складчатости: а — докембрийская, б — каледонская, в — герцинская; г — сбросо-сдвиг; д — границы бассейнов; месторождения: е — нефтяные и газонефтяные, ж — газовые и конденсатногазовые. НГБ: I — Восточно-Канадский, II — Новошотландский, III — Прилабрадорский, IV — долины р. Св. Лаврентия; месторождения: 1 — Бьярни, 2 — Гудрид, 3 — Стони-Крик, 4 — Тебо, 5 — Вест-Сейбл, 6 — Китналта, 7 — Примроуз, 8 — Пуэнт-дю-Лак.

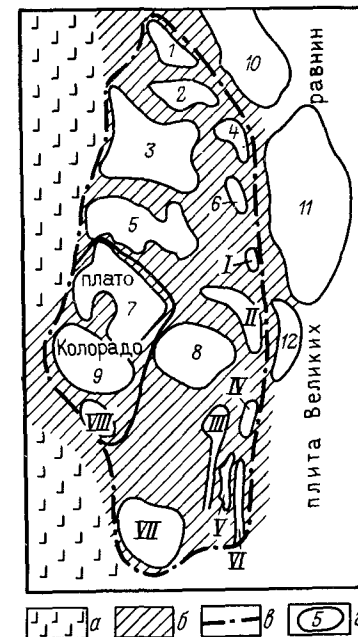
4. Провинция западных краевых (Предкордильерских) прогибов (пограничных), в которой находятся крупный НГБ Западно-Канадский и менее значительные НГБ Крейзи-Булл-Маунтинс, Паудер-Ривер, Денвер, Ратон. Последние четыре бассейна располагаются перед фронтом эпиплатформенного орогена Скалистых гор США.

5. Провинция эпиплатформенного орогена Скалистых гор США, включающая девять сравнительно небольших НГБ (рис. 3): Бигхорн, Уинд-Ривер, Грин-Ривер, Ханна-Ларамии, Уинта-Пайсенс, Норт-Мидл-Парк, Сан-Хуан, Парадокс, Блэк-Меса-Кейпаровиц. Последние два бассейна расположены в пределах плато срединного массива Колорадо, которое не испытало в ларамийское время значительных поднятий. В НГБ Блэк-Меса-Кейпаровиц открыто только два нефтяных и два

Рис. 3. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов орогена Скалистых гор США и смежных пограничных бассейнов:

а — ларамийские горные сооружения Кордильер; б — эпиплатформенный ороген на докембрийском основании; в — граница орогена; г — нефтегазоносные бассейны.

НГБ Скалистых гор: I — Бигхорн, 2 — Уинд-Ривер, 3 — Грин-Ривер, 4 — Ханна-Ларамии, 5 — Уинта-Пайсенс, 6 — Норт-Парк, 7 — Парадокс, 8 — Сан-Хуан, 9 — Блэк-Меса-Кейпаровиц; пограничные (Предкадильерские) НГБ: 10 — Паудер-Ривер, 11 — Денвер, 12 — Ратон; ПНГБ Скалистых гор: I — Саут-Парк, II — Сан-Луи, III — Рио-Гранде, IV — Эстасио, V — Хорнадо-дель-Муэрте, VI — Тулароса, VII — Педрегоса, VIII — Холбрук.



газовых месторождения с залежами в пермских отложениях; в небольшом НГБ Норт-Мидл-Парк известно восемь месторождений, в то время как в остальных НГБ количество месторождений нефти и газа исчисляется десятками (в НГБ Грин-Ривер свыше 150). Помимо перечисленных НГБ в провинции известны не менее семи ПНГБ — Саут-Парк, Сан-Луи, Рио-Гранде и др.

6. Провинция северного эпиплатформенного орогена Канады, или Маккензи-Франклинская. Ороген расположен на месте одноименных гор и образует выступ в их цепи, обращенный в сторону Большого Медвежьего озера. Внутри орогена между горными хребтами Франклин и Маккензи находится межгорная впадина — НГБ Маккензи. Бассейн сложен пологозалегающей 5-километровой толщей кембрийско-девонского и мелового возраста. В бассейне выявлено нефтяное месторождение Норман-Уэллс с залежью, приуроченной к среднедевонскому рифу.

7. Внутрикординьерская провинция, заключающая НГБ синклиналиев и вертикально-гетерогенных грабен, расположенные в средней части горноскладчатого сооружения мезозойского (ларамийского и невадийского) возраста — от Аляски до мексиканской части Кордильер. Из известных здесь свыше 12 бассейнов только три нефтегазоносные: Юта-Невадийский, Фрейзер, Игл-Плейн. В этих бассейнах открыто по одному месторождению. Юта-Невадийский НГБ находится западнее провинции Скалистых гор. В нем выявлено нефтяное месторождение

Игл-Спрингс с продуктивными толщами палеогенового и пенсильванского¹ возраста. В НГБ Фрейзер, расположенном западнее Западно-Канадского бассейна, известно месторождение Биллинглен с газовой залежью в плейстоцене. НГБ Игл-Плейн (Олдкроуский) находится на севере Кордильер, западнее горного хребта Ричардсона — горст-антиклинория (авлакогена). В бассейне известно небольшое газонефтяное месторождение Чейнс с залежью в песчаниках пенсильванского возраста.

8. *Юконская провинция*, расположенная в центральной части Аляски, приуроченная к одноименному срединному массиву и окаймляющим его впадинам. На севере провинция ограничена эпиплатформенным орогеном хр. Брукса, на востоке — орогеном хр. Ричардсона, на юге — разломом Тинтина на контакте с антиклинорием Танана. На западе она открывается в Берингово море. В пределах провинции выделяется несколько ПНГБ типа синеклиз: Юкон-Плейн на востоке, Нортон, Лонг, Бетел на западе (погружаются в море). Первый из них представляет собой синеклизу, наложенную на срединный массив, а последние три — синеклизы, вероятно, подстилающиеся грабенами.

9. *Краевая Притихоокеанская провинция*, протягивающаяся вдоль западного края Северо-Американского континента. В провинции известно девять НГБ, из которых семь находятся в Калифорнии — Грейт-Валли, Лос-Анджелес, Санта-Мария, Вентура-Санта-Барбара и др., два — Кук-Инлет, Сент-Элиас — на юге Аляски. Помимо нефтегазоносных в провинции известно не менее 10 ПНГБ, в том числе два на юге Аляски — Коппер-Ривер, Бристольский. За исключением вертикально-гетерогенного НГБ зал. Кука, представляющего собой грабен внутрискладчатой области, все остальные НГБ и ПНГБ занимают синклинии, часть из которых продолжают в акватории.

В некоторых бассейнах открыто лишь по два-четыре месторождения. Так, в НГБ Сент-Элиас (Каталла-Якатага) еще в 1902 г. выявлено нефтяное месторождение Каталла с продуктивной толщей миоцен-олигоценового возраста на глубине 110—535 м. В НГБ Ил-Ривер открыто четыре месторождения, в НГБ Сонома-Оринда-Ливермор — три. На севере крупного по площади НГБ Калифорнийского залива (Мексика) открыто конденсатногазовое месторождение Экстремьено с залежью в плейстоценовых отложениях на глубине 4125 м. В четырех бассейнах (Хуан-де-Фука, Северной Калифорнии и др.) получены промышленные притоки нефти или газа.

В Никарагуа на месте озер Манагуа и Никарагуа выделяется грабен-синклиний, сложенный кайнозойскими породами мощностью свыше 3 км. В грабене выявлено месторождение Коколес с залежью нефти на глубине 1700 м в известняках олигоцена.

10. *Арктическая провинция*, охватывающая бассейны, расположен-

ные на северном Арктическом склоне Северо-Американского континента и Гренландии, где докембрийский Канадско-Гренландский щит нарастается раннегерцинской (домиссисипской), или иннуитской, складчатостью. На севере в акватории провинция ограничивается подножием континентального склона. Иннуитская складчатость протягивается через Северную Аляску, где южный край ее слагает хр. Брукса, возникший в ларамийское время, через синеклизу моря Бофорта и дельты Маккензи и далее на восток через архипелаг Парри, острова Королевы Елизаветы, Свердруп на северную и восточную окраины о-ва Гренландия.

Провинция включает разнотипные бассейны: пограничный НГБ Северо-Аляскинский, НГБ Маккензи-Бофорта, расположенный внутри синеклизы, сложный латерально- и вертикально-гетерогенный НГБ Свердруп и ПНГБ Пири-Элсмир, заключенный в узком протяженном синклинии иннуитской складчатости, на востоке ее развития, где она заходит на север Гренландии.

11. *Приатлантическая провинция*, расположенная на месте юго-восточного и южного континентального склонов Северо-Американской платформы и протягивающаяся от о-ва Ньюфаундленд до кольцевого шельфа Мексиканского залива включительно. Естественной внешней границей провинции является континентальное подножие.

Континентальный склон по простиранию расчленен на ряд впадин, часто рифтовой природы, с мощностью осадочных отложений иногда более 10 км. Впадины разделены поперечными поднятиями горстовой природы или же смещены по простиранию диагональными разломами — сдвигами.

С северо-востока на юго-запад в провинции выделяются НГБ Новшотландский, Балтимор-Блейк и за п-овом Флорида крупный сложного строения (латерально- и вертикально-гетерогенный) НГБ Мексиканского залива.

Бассейн Балтимор-Блейк занимает обширное плато Блейк и осложнен четырьмя впадинами — Флоридско-Багамской, Блейк, Каролина и Балтимор-Каньон с мощностью выполняющих их отложений более 12 км. В последней впадине выявлены многочисленные локальные поднятия, в том числе и соляные диапиры. В пробуренных скважинах получены притоки газа из верхнеюрских отложений и нефти из песчаников мелового возраста.

12. *Антильско-Карибская провинция*, занимающая обширную молодую геосинклинальную область, в центре которой находятся глубоководные геосинклинальные котловины (с востока на запад): Гренадская, Венесуэльская, Колумбийская и Юкатанская, разделенные поднятиями, выраженными островами, банками, погребенными хребтами (Авес, Беата, Розалинд-Ямайка, Мистерьоса-Кайман). Южное обрамление провинции на востоке образовано Карибскими Андами и Малыми Антильскими островами, на западе в Карибские котловины погружаются горные отроги Колумбийских Анд. Восточным обрамлением провинции служит цепь Наветренных, Малых Антильских остро-

¹ Каменноугольная система разделяется в Северной Америке на две самостоятельные системы: Msp — миссисипскую (нижний карбон без намюрского яруса) и Pns — пенсильванскую (намюрский ярус, средний и верхний карбон).

вов, представляющих собой формирующиеся антиклинории. На западе естественным обрамлением провинции являются горные сооружения Центральной Америки и п-ова Юкатан. На севере провинция окаймляется молодой островной системой Больших Антильских островов — Куба, Гаити, Пуэрто-Рико.

В Антильско-Карибской геосинклинальной области может быть выделено несколько нефтегазоносных, потенциально и возможно нефтегазоносных бассейнов.

Вдоль южного склона Кубинского антиклинория простираются два бассейна: Пинар-Пиносский ПНГБ (или Батабью) на западе и Южно-Кубинский НГБ на востоке. Первый заключен в небольшом синклинории между западным окончанием Центрального антиклинория (антиклинорий Пинар-дель-Рио) и антиклинориями о-ва Пинос. Бассейн образован сильно дислоцированными кайнозойскими, меловыми и юрскими отложениями мощностью до 6 км (рис. 4).

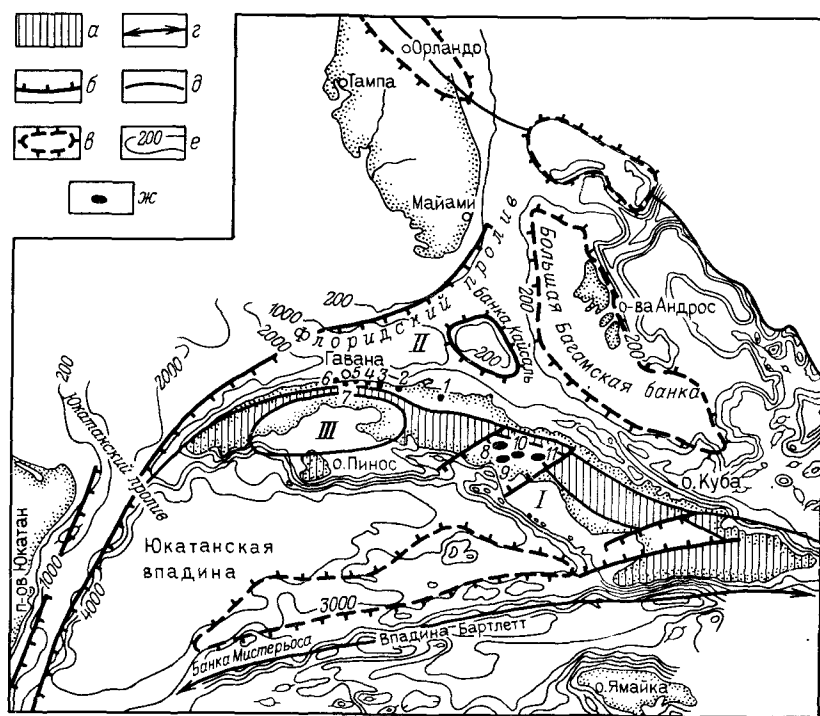


Рис. 4. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Кубинского архипелага: а — Кубинский антиклинорий; б — разломы, сбросы; в — поднятия; г — глубокowodный желоб Барлетт; д — границы бассейнов; е — изобаты, м; ж — месторождения нефти. 1 — Южно-Кубинский НГБ, 2 — кубинская (юго-восточная) часть НГБ Мексиканского залива, 3 — Пинар-Пиносский ПНГБ; месторождения: 1 — Мотембо, 2 — Камариока-Варадеро, 3 — Бока-Харука, 4 — Виа-Бланка, 5 — Гуанабо-Пеньяс-Алмас, 6 — Санта-Мария, 7 — Бакураана-Крус-Верде, 8 — Харауэка, 9 — Катарина, 10 — Хатибоника, 11 — Кристалес

Южно-Кубинский НГБ занимает южную часть о-ва Куба, прилегающую субаквальную часть заливов Ана-Мария и Гуаканаябо и представляет собой поперечный грабен в антиклинории. На юго-западе он погружается в Юкатанскую впадину. Бассейн образован неогеновыми и меловыми отложениями мощностью свыше 5 км. Здесь выявлено четыре нефтяных месторождения (Харауэка, Хатибоника, Катарина, Кристалес) с залежами в верхнемеловых песчаниках, известняках и трещиноватых серпентинитах на глубине 320—2830 м.

Восточнее Южно-Кубинского может быть выделен Гаити-Пуэрто-риканский ПНГБ, протягивающийся от юго-восточной окраины о-ва Гаити, где он находится между Северной и Южной Кордильерами острова, на южную окраину о-ва Пуэрто-Рико. Мощность образующих его кайнозойских отложений достигает 7 км. На западе бассейна (Доминиканская Республика) получены незначительные притоки нефти с небольших глубин в районах Игерито и Малено.

Восточнее Наветренных островов (антиклинория Малых Антильских островов) находится НГБ Барбадос-Тобаго, протягивающийся от прол. Анегда на севере до субширотного разлома, отсекающего Северный хребет Тринидада и восточную часть Карибских Анд.

На юге восточной части провинции в морских впадинах Бонайре и Карьяко выделяется НГБ Бонайре-Карьяко. В нем открыто шесть небольших нефтяных и газовых месторождений, расположенных по периферии: на западе — Миранга, Кумаребо, юго-западе — Абдансия, Эль-Мене-Акоста и на востоке — месторождения без названий. Продуктивны песчаники, обычно залегающие линзовидно, миоценового и плейстоценового возраста (газ), иногда в коре выветривания мелового фундамента. Запасы месторождений небольшие.

На юго-западе провинции от п-ова Гуахира (гранитный массив) на запад вдоль Колумбийского и Панамского побережий и прилегающего шельфа протягивается периконтинентальный прогиб с мощной толщей кайнозойских (свыше 6 км) и меловых отложений. В колумбийской части прогиба (Прибрежно-Колумбийский НГБ) открыто одно нефтяное и шесть газовых месторождений, в том числе три — западнее массива Гуахира, а остальные — вдоль восточного Дарьянского побережья от г. Картахена до зал. Ураба. Продуктивны отложения миоцена и олигоцена на глубине 200—3000 м.

§ 2. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ПЛИТЫ МИДЛЕНДА И ВЕЛИКИХ РАВНИН

Мичиганский нефтегазоносный бассейн

Бассейн располагается между озерами Мичиган и Гурон (США, Канада) и приурочен к крупной синеклизе докембрийской платформы. Синеклиза обрамлена на севере, северо-востоке и северо-западе склонами Канадско-Гренландского щита, на западе — выступом фундамента — сводом Висконсин, а южным и восточным окаймлением ее служат

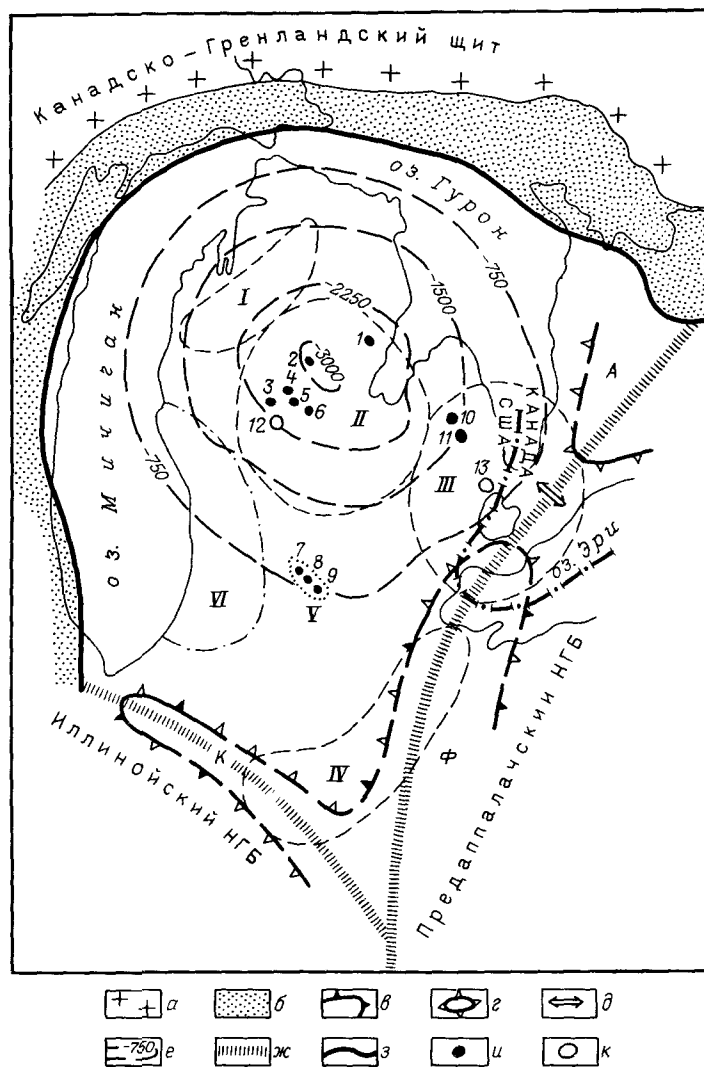


Рис. 5. Мичиганский НГБ:

a — докембрийская складчатость; *b* — аконсервационная зона; *a* — Цинциннатский вал; *г* — своды; *К* — Кэнкекки, *Ф* — Файндлей, *А* — Альгонский; *д* — структурная седловина Чатем; *е* — изогипсы кровли фундамента; *ж* — границы бассейна; *ж* — со смежными бассейнами; *з* — с внебассейновыми пространствами; месторождения: *и* — нефтяные, *к* — газовые.
Ареалы зон нефтегазоаккумуляции: I — Северо-Западный; II — Центральный; III — Гурон-Эри; IV — Лайма-Индиана.
V — зона нефтегазоаккумуляции Албон-Силю; VI — группа разнотипных зон нефтегазоаккумуляции. Месторождения: 1 — Дин-Ривер; 2 — Бакай; 3 — Брумфилд; 4 — Маунт-Плезант; 5 — Вернон; 6 — Портер; 7 — Албон; 8 — Пьюласки; 9 — Силю; 10 — Кэпек; 11 — Бармен; 12 — Сикс-Лейкс; 13 — Питерс

своды Кэнкекки и Файндлей с его северо-восточным продолжением на п-ове Онтарио — пологим Альгонским сводом.

Мичиганский НГБ занимает почти всю площадь синеклизы, кроме ее крайних северных и западных районов, входящих в состав аконсервационной зоны. По осям сводов Кэнкекки, Файндлей и Альгонский он имеет общие границы с Иллинойским и Премаппалачским НГБ (рис. 5). Борта бассейна пологие, характеризуются региональным наклоном не более нескольких градусов. Чашеобразное строение его на большой площади осложнено серией протяженных и параллельных друг другу пологих валов, простирающихся в северо-западном направлении, отражающих древние разломы (рифты в фундаменте).

Сформирован Мичиганский НГБ палеозойскими (допермскими) терригенно-карбонатными породами мощностью около 4 км. В верхнесилурийских и миссисипских отложениях известны мощные толщи каменной соли, для среднесилурийских отложений характерны рифогенные образования. Разрез завершается 500-метровой толщей терригенных юрских и антропогенных отложений.

Основные нефтеносные горизонты Мичиганского бассейна представлены известняками и доломитами среднего девона. Намного меньшие запасы нефти открыты в песчаниках миссисипия, карбонатных коллекторах силура и ордовика. Газоносность бассейна связана в первую очередь с песчаниками миссисипия и в значительно меньшей степени с карбонатными комплексами девона и силура. Небольшие по запасам и немногочисленные залежи газа присутствуют в песчаниках пенсильвания, известняках и доломитах ордовика.

В бассейне открыто свыше 500 нефтяных и более 200 газовых месторождений, которые располагаются по всей его площади. Однако наибольшее их количество и в том числе самые крупные месторождения сосредоточены в нескольких ареалах зон нефтегазоаккумуляции.

Центральный ареал объединяет ряд зон нефтегазоаккумуляции, структурно представленных пологими валами. Эти зоны включают месторождения куполов и брахиантиклиналей платформенного типа. Длина и ширина локальных поднятий соответственно 2—8 и 1—3 км, амплитуда измеряется десятками метров, а углы падения слоев на крыльях обычно не превышают 1—4°.

Основными нефтеносными горизонтами в ареале служат известняки и доломиты среднего девона, а газоносными — песчаники миссисипия.

В породах девона наиболее широко распространены сводовые ловушки (месторождения Бакай, Маунт-Плезант, Портер). Кроме того, на ряде месторождений имеются ловушки в виде линз тектонической трещиноватости. Последние представляют собой участки повышенной пористости и проницаемости, возникшие в зонах развития разрывов. В миссисипских подсолевых отложениях Центрального ареала наиболее развиты газовые залежи, заключенные в седиментационных линзах — песчаных прибрежных валах. В распространении линзовидных песчаных тел по площади ареала не наблюдается сколько-нибудь отчетливой выраженной закономерности, поэтому один из наиболее богатых

газом горизонтов получил название «блуждающий» (Мичиган-Стрэй). Типичные газовые месторождения ареала, содержащие ловушки описанного вида, — Остин и Сикс-Лейкс.

Гурон-Эрийский ареал зон нефтегазонакопления располагается в двух смежных бассейнах: его основная часть находится в Мичиганском НГБ, а юго-восточная окраина — в Преаппалачском. Ареал объединяет зоны нефтегазонакопления с месторождениями, приуроченными к силурийским рифовым массивам. Такие месторождения открыты в ряде районов бассейна, на верхних частях его бортов, однако самые крупные из них сосредоточены в Гурон-Эрийском ареале. В месторождениях последнего залежи заключены в ловушках двух видов: в биогенных выступках (в среднесилурийских известняках Ниагара) и в вышележащих сводовых структурах облекания рифовых тел (в верхнесилурийских известняках и доломитах Салайна). Коллекторы свиты Салайна отделены от известняков Ниагара и перекрыты мощными горизонтами эвапоритов. Все месторождения ареала, среди которых значительно преобладают газовые, невелики по запасам.

Северо-Западный ареал рифовых зон нефтегазонакопления аналогичен Гурон-Эрийскому по типам месторождений, видам ловушек, возрасту и составу коллекторов и отличается от него в общем меньшими размерами месторождений.

Весьма своеобразна **зона нефтегазонакопления Албион-Сипио**. Она приурочена к обширной пологой моноклинали, наклоненной под углом менее 1° , и образует в плане узкую прямую полосу, ориентированную под острым углом к региональному простиранию слоев. Эта полоса соответствует зоне трещиноватых карбонатных пород, сформировавшейся за счет развития располагающегося под ней крупного разрыва, рассекающего подстилающие толщи. Зона прерывиста. Она состоит из трех изолированных друг от друга частей, характеризующихся высокими значениями пористости и проницаемости, с которыми и связаны газонефтяные месторождения приразрывных трещиноватых участков — Албион, Сипио, Пьюласки. Залежи заключены в доломитах и известняках среднеордовикской свиты Трентон. По запасам нефти месторождения Албион и Сипио относятся к средним.

Ареал зон нефтегазонакопления Лайма-Индиана приурочен к межбассейновым сводам Кэнкекки и Файндлей. Небольшие его окраины заходят в Иллинойский и Преаппалачский бассейны. Аккумуляция углеводородов здесь помимо структурного фактора во многом обусловлена литологическим — замещением в юго-восточном направлении карбонатных силурийских и среднеордовикских коллекторов плохопроницаемыми отложениями. Ареал объединяет месторождения пологих поднятий, часто типа структурных носов, содержащие сводовые, выклинивающиеся и линзовидные ловушки. Продуктивные горизонты залегают на небольшой глубине (300—450 м).

В юго-западной части бассейна располагается **группа разнотипных зон нефтегазонакопления**. Одни из этих зон объединяют месторождения рифовых массивов силурийского возраста, другие — месторождения

локальных поднятий с нефтегазонаосными карбонатными породами среднего девона. Все эти месторождения невелики.

Иллинойский нефтегазонаосный бассейн

Бассейн, иногда называемый Восточным Внутренним, находится на северо-востоке США. Он связан с крупной синеклизой длиной 800 км и шириной 500 км. На востоке она ограничена Цинциннатской грядой,

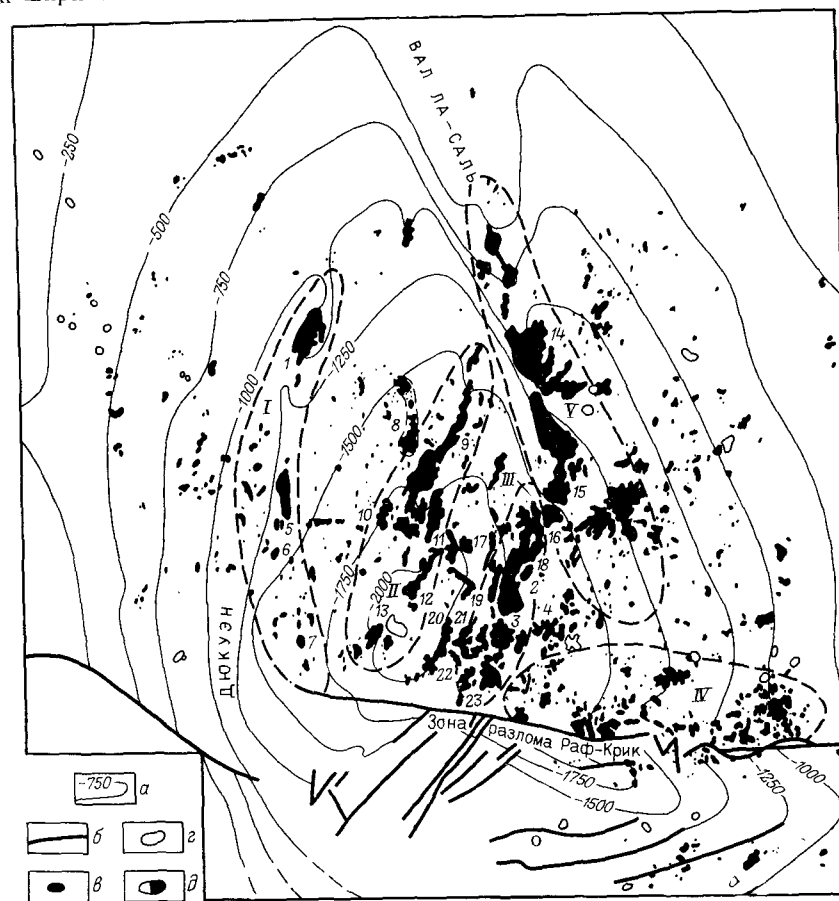


Рис. 6. Иллинойский НГБ:

а — изогипсы кровли отложений свиты Трентон (средний ордовик), м; б — разрывы; месторождения: в — нефтяные, г — газовые, д — газонефтяные. Зоны нефтегазонакопления: I — Лауден-Сейлем; II — Клей-Сити; III — Уобаш-Валли; IV — Раф-Крик; V — Ла-Саль. Месторождения: 1 — Лауден; 2 — Сент-Джемс; 3 — Сентрейлия; 4 — Сейлем; 5 — Бойд; 6 — Вудлон; 7 — Бентон; 8 — Сейлор-Спрингс; 9 — Клей-Сити; 10 — Джексонвилл; 11 — Голденгейт; 12 — Уорлпул; 13 — Дейл; 14 — Олд-Иллинойс; 15 — Эллендейл; 16 — Маунт-Кармел; 17 — Албион; 18 — Нью-Хармони; 19 — Филиппстоун; 20 — Роланд; 21 — Стрис; 22 — Геральд; 23 — Инмен.

на западе и юго-западе — структурной седловиной Миссисипи-Ривер, сводом Линкольн и антеклизой Озарк. Южным ограничением служит погребенный свод Паскола.

Иллинойский НГБ занимает почти всю синеклизу, за исключением ее северной и западной окраин, относящихся к аконсервационной зоне (рис. 6). Между пологими западным, восточным и южным бортами располагается центральная, наиболее погруженная часть бассейна — прогиб Фейрфилд. В северной части этот прогиб отделяется от восточного борта асимметричным (с более крутым западным крылом) валом Ла-Саль, чрезвычайно пологого (около 1 м/км) погружающимся от северной границы бассейна на юго-юго-восток. Вал отражает погребенный рифт в фундаменте. На западе простирается флексуобразная ступень Дюкуэн. Внутри прогиба Фейрфилд находятся ряд погребенных валов, самые крупные из которых — Лауден-Сейлем и Клей-Сиди, а также система разрывов Уобаш-Валли (на востоке).

В южной части бассейна проходит зона сбросов Шонитаун-Раф-Крик. С юга к ней примыкает наиболее глубокая часть южного борта — синклиналь Мурмэн.

В строении бассейна принимает участие сравнительно однообразная толща переслаивающихся известняков, доломитов, в меньшей степени песчаников и глин, включающая отложения кембрийского, ордовикского, силурийского, девонского и миссисипского возраста, мощностью до 3300 м. Выше залегают пенсильванские терригенные угленосные породы мощностью до 850 м. На крайнем юго-западе бассейна появляются маломощные толщи мела и палеогена.

Мощность формирующих бассейн отложений достигает максимума (около 4 км) в прогибе Фейрфилд.

Основные нефтеносные горизонты представлены песчаниками и известняками миссисипия. В них содержится около 80% начальных запасов нефти бассейна, примерно 13% их приходится на долю пенсильванских песчаников, а остальная небольшая часть заключена в известняках, песчаниках и доломитах силура — девона, а также в известняках ордовика.

Наиболее крупные и богатые нефтью ареал зон нефтегазонакопления Фейрфилд, зоны нефтегазонакопления Ла-Саль и Раф-Крик.

В *ареале зон нефтегазонакопления Фейрфилд* расположено несколько субмеридионально простирающихся зон нефтегазонакопления, приуроченных к симметричным валам, развившимся над погребенными разрывами и объединяющим месторождения брахиантклиналей (высотой от 30 до 70 м и площадью до 30—40 км²). Залежи заключены в основном в сводовых ловушках. Многие месторождения многозалежные. Продуктивны главным образом миссисипские песчаники и известняки. Нефтеносны также породы пенсильвания, девона и ордовика.

В ареале располагаются наиболее значительные нефтяные месторождения бассейна: крупное по запасам Лауден и средние Сейлем, Дейл, Клей-Сити, Нью-Хармони, Сентрейлия и др.

Ряд небольших месторождений, связанных с рифовыми массивами

и сопутствующими им структурами облекания, обнаружен на западном борту бассейна. Эти месторождения содержат залежи в биогенных силурийских выступах и в сводовых ловушках (девон, миссисипий) структур облекания.

Зона нефтегазонакопления Ла-Саль, приуроченная к южной части вала, объединяет месторождения куполовидных и брахиантклинальных поднятий, расположенных кулисообразно. В песчаниках нижнего миссисипия и девона залежи заключены в сводовых ловушках, часто осложненных эрозией. На месторождениях зоны в разрезе пенсильвания преобладают выклинивающиеся и линзовидные ловушки, а в верхнемиссисипских слоях — выклинивающиеся и сводовые.

В *зоне нефтегазонакопления Раф-Крик* небольшие нефтяные месторождения приурочены к северным опущенным крыльям сбросов, к приразрывным моноклинальным участкам и складкам. Нефтеносны здесь отложения пенсильвания.

В Иллинойском бассейне среди открытых месторождений резко преобладают нефтяные (около 1000), газовые (более 200) уступают нефтяным не только по количеству, но и по размерам. Гораздо меньшие по сравнению с Мичиганским бассейном масштабы газоносности Иллинойского бассейна, очевидно, объясняются отсутствием в этом бассейне эвапоритовых флюидопоров.

Западный Внутренний нефтегазонаосный бассейн

Расположен бассейн в средней части Северной Америки. Западным и северо-западным его обрамлением служат поднятие Кембридж, структурные седловины Лас-Анимас и Сиу. На севере обрамление выражено сводами Сиу и Висконсин, а на востоке — антеклизой Озарк, сводом Чотоква и поднятием Лоуренс. Юго-восточными элементами обрамления являются узкая горст-антиклиналь Хантон, протягивающаяся на восток, фронт герцинского складчатого пояса, погребенного под мезозойским платформенным осадочным чехлом, и вал Мюнстер, кулисообразно расположенный по отношению к юго-восточному погружению системы Уичито-Амарилло. Эта система, обрамляя рассматриваемую область с юго-запада, представляет собой внутриплатформенную подвижную зону — авлакоген. Система состоит из линейно вытянутых узких сводово-горстовых поднятий (с запада на восток): Амарилло, Уичито, Крайнер-Хилс и Арбокл.

В северной половине НГБ выделяются (с запада на восток): Центральноканзасское поднятие, впадина Салайна, меридионально простирающиеся вал Эбелин и мегавал Немаха и впадина Форест-Сити (рис. 7).

Наиболее крупными элементами южной половины бассейна являются полувпадина Хьюгтон и глубокая впадина Анадарко. Восточная окраина южной половины бассейна расположена в пределах склонов сводов Чотоква, Семинол и включает район, охватывающий юго-восточную периферию впадины Анадарко и площадь между горст-анти-

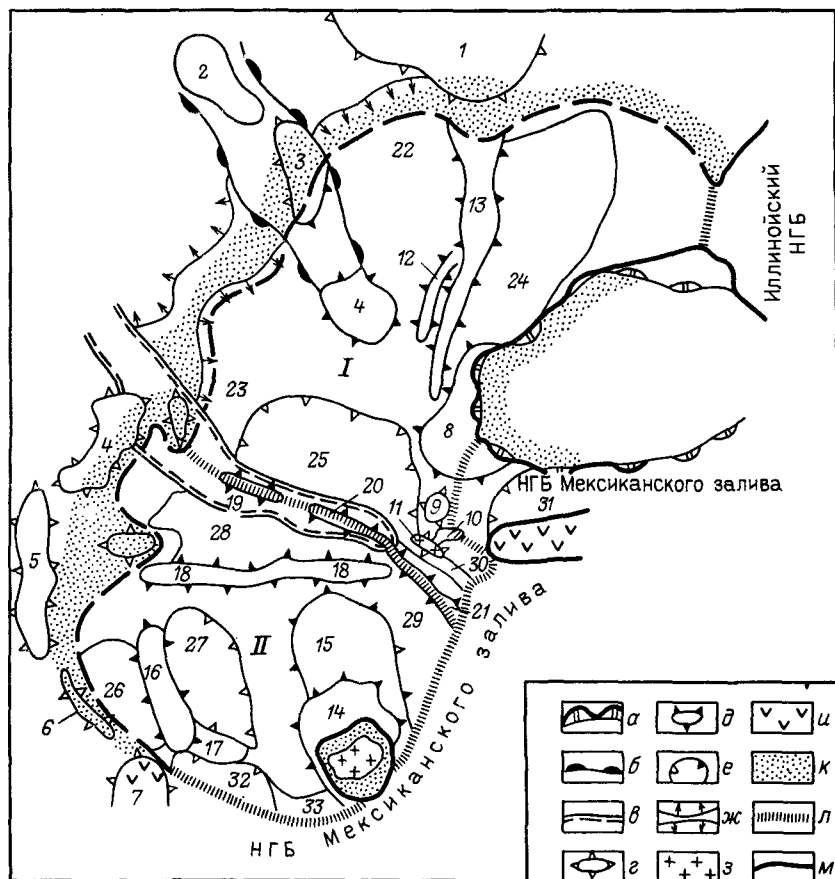


Рис. 7. Структурная схема Западного Внутреннего (I) и Пермского (II) НГБ:

а — антеклиза Озарк; б — гряда Блэк-Хилс-Кембридж; в — авлакоген Уичито-Амарилло; г — забассейновые своды, вали, поднятия; д — впадины, прогибы; е — впадины, прогибы; ж — структурные седловины; з — выступы докембрийского фундамента; и — герцинская складчатость (горы Уичито и поднятие Маратон); к — аконсервационная зона; границы бассейнов; л — со смежными бассейнами; м — с внебассейновыми пространствами

клинально Хантон и фронтом погребенного, надвинутого на северо-запад герцинского складчатого пояса Южной Оклахомы. Последний объединяет ряд узких горст-антиклиналей восточно-юго-восточного простирания и разграничивающих их глубоких грабенообразных прогибов. Из последних наиболее значительным является прогиб Ардмор. В складчатом поясе осадочный чехол весьма интенсивно дислоцирован,

смят в складки, иногда опрокинутые и осложненные взбросо-надвигами и перекрытые пологозалегающими пенсильванскими отложениями.

Бассейн подстилается докембрийским фундаментом, отдельные локальные кровельные участки которого слагаются выветрелыми породами-коллекторами. Максимальная мощность отложений, формирующих Западный Внутренний НГБ, — около 12 км — установлена во впадине Анадарко. В последней пробурены две сверхглубокие скважины Бейден (9159 м) и Берта-Роджерс (9583 м). Осадочное выполнение впадины разделяется на следующие литолого-стратиграфические комплексы:

1) кембрийский — нижнедевонский, в котором резко преобладают доломиты и известняки. В разрезе среднего — верхнего ордовика и в основании кембрия присутствуют иногда довольно мощные песчаные горизонты;

2) верхнедевонский — миссисипский терригенно-карбонатный;

3) пенсильванский карбонатно-терригенный, наиболее мощный (более 6 км) во впадине Анадарко;

4) пермский терригенный, красноцветный, соленосный, мощностью до 1 км.

Состав и особенно мощность перечисленных комплексов на остальной площади бассейна существенно изменяются. Общая их мощность сокращается в прогибе Ардмор до 7 км. Особенно резко она убывает в северном направлении от впадины Анадарко, не превышая во впадинах Форест-Сити и Салайна 1,2 км, на Центральноканзасском поднятии — 0,6 км, а на наиболее поднятых частях мегавала Немаха — нескольких сот метров.

В разрезе отложений, формирующих бассейн, имеется ряд несогласий. Наибольшую роль в нефтегазоаккумуляции сыграло региональное несогласие в основании пенсильвания. Значительные углы этого несогласия обусловили современное залегание пенсильвания на разновозрастных подстилающих горизонтах палеозоя, а местами (Центральноканзасское поднятие, мегавал Немаха) — непосредственно на докембрийском фундаменте. Менее резко выражены несогласия в основании верхнедевонского — миссисипского комплекса и внутри ордовика.

Хотя Западный Внутренний бассейн располагается в пределах древней платформы, но на юго-восточной его окраине (пояс Южной Оклахомы) онтогенез нефти и газа обладает всеми основными чертами, свойственными онтогенезу в геосинклинальных складчатых областях. Поэтому Западный Внутренний бассейн следует рассматривать как простой латерально-гетерогенный, в котором платформенная часть резко преобладает.

В рассматриваемом бассейне нефтегазоносные горизонты распространены во всех отложениях от кембрийских по пермские включительно. Кроме того, в нескольких его районах нефтесодержащими являются трещиноватые докембрийские кварциты. Всего выделяется не менее 40 продуктивных пластов. Однако к основным и наиболее выдержанным в бассейне продуктивным отложениям относятся доломиты Арбокл

верхов кембрия — низов ордовика, песчаники Вилкокс среднего ордовика, известняки Вайола верхнего ордовика, известняки Хантон верхов силура — низов девона, песчаные тела русел рек и баров свиты Чероки среднего пенсильвания, известняки верхнего пенсильвания; известняки и доломиты нижней перми (до 45 горизонтов) преимущественно газоносные.

Месторождения бассейна в основном могут быть сгруппированы в несколько ареалов зон и отдельных зон нефтегазонакопления (рис. 8).

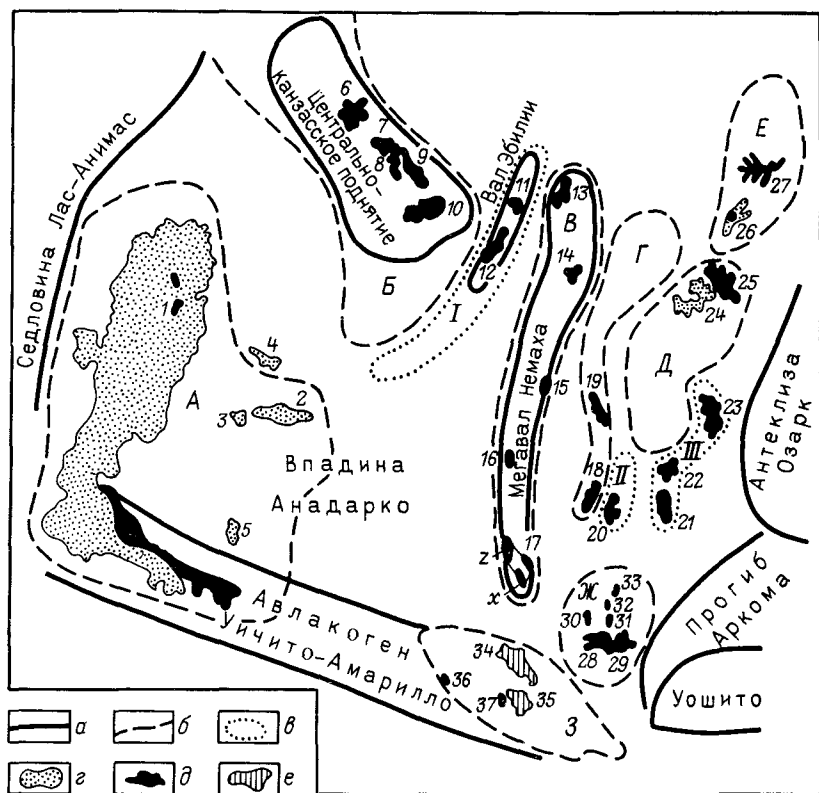


Рис. 8. Западный Внутренний НГБ.

Границы: а — структурных элементов, б — основных ареалов зон нефтегазонакопления, в — крупных зон нефтегазонакопления; месторождения: г — газовые, д — нефтяные; е — группы наиболее богатых зон нефтегазонакопления в Южной Оклахоме.

Ареалы зон нефтегазонакопления: А — Хьюгтон-Амарилло; Б — Центральноканзасского поднятия; В — Немаха; Г, Д — Западный и Восточный в прибрежных песчаных телах; Е — Северо-Восточной Оклахомы; Ж — Семинол; З — Южной Оклахомы.

Зоны нефтегазонакопления: I — Эбилин; II — Кэшинг; III — Гленн-Новата.

Месторождения: 1 — Панхэнл-Хьюгтон; 2 — Мокейн-Лаверн; 3 — Камрик; 4 — Мак-Кинни; 5 — Баффало-Уиллоу; 6 — Бемис-Шаттс; 7 — Холл-Гарней; 8 — Трапп; 9 — Крафт-Пруса; 10 — Чейс-Силика; 11 — Ритгс-Каньон; 12 — Бертон; 13 — Лост-Спрингс; 14 — Эльдorado; 15 — Тонкава; 16 — Гарбер; 17 — Оклахома-Сити, включая залежи Шорт-Джанкшен (х) и Уэст-Эдмонд (z); 18 — Йел-Мермак; 19 — Бербанк; 20 — Кэшинг; 21 — Гленн; 22 — Бред-Крик; 23 — Новата; 24 — Неодеша; 25 — Гумбольдт-Чанут; 26 — Буш-Сити; 27 — Пайола-Рентоул; 28 — Биби; 29 — Аллен; 30 — Сент-Луис; 31 — Литл-Ривер; 32 — Боулдер; 33 — Семинол; 34 — Голден-Тренд; 35 — Шо-Вел-Т-м; 36 — Семент; 37 — Эппайр.

Ареал зон нефтегазонакопления Хьюгтон-Амарилло объединяет зоны преимущественного газонакопления. Он приурочен к обширной пологой моноклинали в пределах полувадины Хьюгтон и западного борта впадины Анадарко, а также к граничащей с этой моноклиной частью системы Уичито-Амарилло. Месторождения на моноклинали представлены участками выклинивания по восстанию песчаных и карбонатных горизонтов-коллекторов пенсильванского — пермского возраста. Среди них можно отметить месторождения Камрик и Мокейн-Лаверн с запасами газа соответственно 85 и 140 млрд. м³.

Однако крупнейшим в ареале является нефтегазовое месторождение Панхэнл-Хьюгтон, запасы которого составляли 2 трлн. м³ газа и 190 млн. т нефти. Оно распространяется в смежный Пермский НГБ. Длина и ширина залежи этого месторождения соответственно 450 и 90 км. Содержащая ее ловушка комбинированная: сводовая в южной части и выклинивающаяся в гораздо более обширных средней и северной частях. Южная окраина залежи заключена в структурно-эрозийном поднятии Амарилло, в едином мощном комплексе коллекторов, представленных карбонатными породами пенсильвания — перми, и подстилающей их коры выветривания докембрийского гранитного основания. В моноклиальной части ловушки коллекторами служат пермские доломиты, замещающиеся по восстанию глинами. На северо-восточном склоне поднятия Амарилло нефть образует оторочку, из которой уже добыто 140 млн. т. Продуктивные горизонты в пределах всего месторождения залегают на небольших глубинах (750—1100 м).

Ареал зон нефтегазонакопления Анадарко располагается в одноименной впадине, частично под ареалом Хьюгтон-Амарилло. Ареал объединяет зоны преимущественного газонакопления, связанные с региональным несогласием в основании пенсильвания и в основании верхнедевонско-миссисипского комплекса. Как те, так и другие зоны содержат месторождения моноклиналей, срезанных поверхностями углового несогласия. Первые располагаются главным образом в северной и средней частях ареала. Продуктивны в этих зонах песчаники миссисипия. Зоны, приуроченные к поверхности несогласия в основании верхнедевонско-миссисипского комплекса, сосредоточены на юге ареала, во впадине Анадарко, включая ее наиболее глубокую часть. В таких зонах газоносны известняки нижнего девона, содержащие залежи на глубине 4—7 км в месторождениях Милс-Ранч, Норт-Уэст-Рейдон, Норт-Кластер-Сити и др.

Центральноканзасский ареал зон нефтегазонакопления расположен на месте одноименного поднятия. Основные месторождения выражены погребенными выступами допенсильванского палеорельефа, обычно соответствующими в нем локальным поднятиям в пределах нескольких пологих параллельных валов северо-западного простирания.

Наиболее распространены и богаты нефтью и газом ловушки в виде сводово-эрозийных или эрозийных выступов с карбонатными коллекторами кембριο-ордовика. Другой распространенный вид ловушек — сводовые в пенсильванском комплексе, облекающем структурно-эрозий-

ные выступы, сформированные более древними отложениями, в частности ордовикскими и кембрийскими. Коллекторами в таких ловушках служат песчаники. Во многих месторождениях одновременно присутствуют ловушки обоих охарактеризованных видов. В наиболее глубоко эродированных частях ареала пенсильванский комплекс залегает непосредственно на выступах докембрийского основания.

К наиболее крупным нефтяным месторождениям ареала относятся средние по запасам месторождения Бемис-Шаттс, Холл-Гарней, Трапп и Крафт-Пруса.

Зона нефтегазонакопления Эбилин и ареал зон нефтегазонакопления Немаха приурочены соответственно к одноименным валу и мегавалу. Ядро каждого из этих элементов образовано структурно-эрозийным выступом докембрийского фундамента, разбитым разрывами на блоки, значительно смещенные относительно друг друга. Зоны нефтегазонакопления структурно выражены пологими валами субмеридионального простирания.

Месторождения локальных поднятий характеризуются двухэтажным строением, которое обусловлено резким угловым несогласием в основании пенсильвания. Допенсильванский комплекс в этих месторождениях участвует в строении складок с крутыми крыльями, часто разбитых на блоки разрывами. Складки подвергались глубокой эрозии. Они включают залежи в ловушках экранирования по поверхности несогласия и в сводовых ловушках. В первых газоносны известняки, доломиты и песчаники ордовика, девона, миссисипия, во вторых — карбонатные породы кембро-ордовика. Верхний этаж месторождений образован отложениями пенсильвания, содержащими залежи в сводовых ловушках с песчаными коллекторами. В ареале Немаха это нефтяные и газонефтяные месторождения Оклахома-Сити (запасы 101 млн. т), Эльдорадо (39 млн. т), Тонкава. Самые богатые продуктивные отложения в зоне Эбилин и ареале Немаха — ордовикские песчаники, затем идут доломиты кембро-ордовика и песчаники пенсильвания.

В восточной части бассейна — на склонах антеклизы Озарк и свода Чотоква, а также во впадине Форест-Сити — нефтегазонакопление контролируется пологими валообразными поднятиями, системами локальных песчаных тел и выклиниванием песчаных горизонтов на моноклинали. Важнейшие продуктивные горизонты — пенсильванские песчаники, залегающие на очень небольшой глубине.

Зона нефтегазонакопления Кэшинг выражена небольшим пологим валом и объединяет месторождения локальных поднятий двухэтажного строения, аналогичного описанному для месторождений ареала Немаха. В верхнем пенсильванском этаже залежи содержатся в песчаных горизонтах сводовых ловушек, а в нижнем, срезанном поверхностью предпенсильванского несогласия, залежи приурочены к ловушкам экранирования по этой поверхности и к сводовым ловушкам. Продуктивны в нижнем этаже отложения миссисипия и девона.

С системами локальных песчаных тел связаны *ареалы Западный и Восточный баровые*, а также *ареал Северо-Восточной Оклахомы*. Пер-

вые два ареала объединяют месторождения прибрежных песчаных валов (баров), образующих зоны в виде более или менее прямолинейных цепочек, третий содержит месторождения извилистых в плане русловых песчаных тел длиной до нескольких десятков километров при ширине 0,1—0,5 км. Залежи тех и других месторождений заключены в линзовидных ловушках пенсильванского возраста.

Зона нефтегазонакопления Гленн-Новата содержит месторождения моноклинальных участков выклинивания пенсильванских песчаных горизонтов в восточном и северо-восточном направлении.

В рассмотренных зонах и ареалах зон нефтегазонакопления восточной части Западного Внутреннего НГБ находятся крупные нефтяные месторождения: Кэшинг, Бербанк (73 млн. т), Гленн.

На юго-востоке бассейна *ареал нефтегазонакопления Семинол* приурочен к одноименному своду. Он объединяет месторождения пологих куполовидных поднятий. Залежи заключены в сводовых ловушках на небольших глубинах (до 1 км). Продуктивны породы ордовика, девона, пенсильвания. Большая роль в образовании скоплений нефти принадлежит несогласию между пенсильванскими и нижнепалеозойскими породами. Наиболее значительные здесь нефтяные месторождения Семинол,

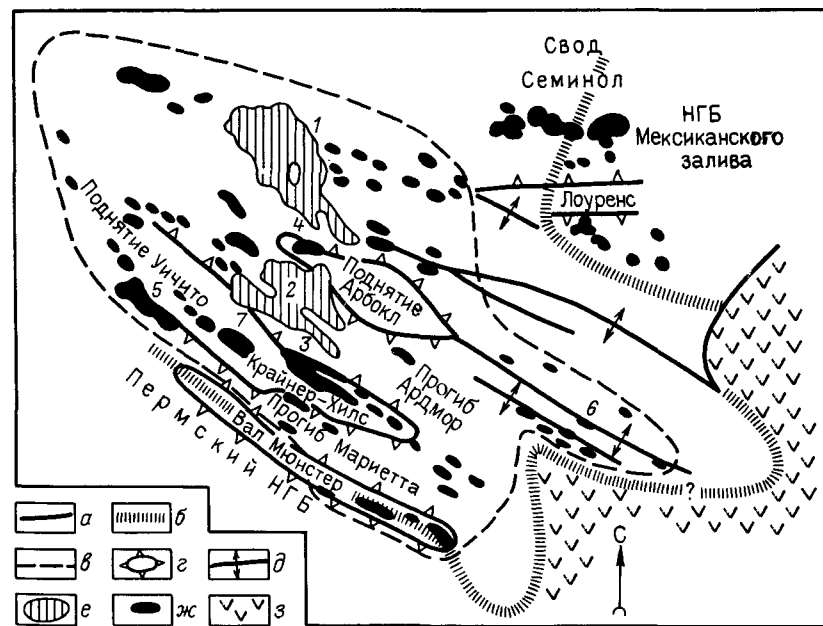


Рис. 9. Ареал зон нефтегазонакопления Южной Оклахомы.

Границы Западного Внутреннего НГБ: а — с внебассейновыми пространствами, б — со смежными бассейнами; в — границы ареала Южной Оклахомы; г — поднятия; д — оси валов и горст-антиклиналей; е — группы месторождений: 1 — Голден-Тренд, 2 — Шо-Вел-Т-м; ж — нефтяные месторождения: 3 — Хилдтон, 4 — Эола, 5 — Эмпайр, 6 — Камберленд, 7 — Локо; з — герцинский складчатый пояс

Боулегс, Сент-Луис, Литл-Ривер. Запасы нефти в каждом из них составляли от 20 до 30 млн. т.

Ареал зон нефтегазоаккумуляции Южной Оклахомы включает целый ряд зон, структурно выраженных горст-антиклиналями северо-западного простирания (рис. 9). Складки, к которым приурочены месторождения, разбиты сбросами на блоки, часто осложнены надвигами и поверхностями углового несогласия. Наиболее распространены ловушки экранирования по разрыву и сводовые ловушки, в меньшей степени — ловушки экранирования по поверхности несогласия. Основные нефтяные запасы ареала были сосредоточены в группах месторождений Голден-Тренд (60 млн. т) и Шо-Вел-Т-м (175 млн. т).

В целом в бассейне наибольшие количества нефти выявлены в породах пенсильвания, среднего — верхнего ордовика и кембрия — нижнего ордовика, газа — в отложениях перми и пенсильвания. Начальные извлекаемые запасы нефти бассейна составляли 3,4 млрд. т, газа — более 4 трлн. м³. К настоящему времени здесь выявлено более 5000 нефтяных и примерно 1500 газовых месторождений.

Вертикальная зональность залежей характеризуется полным их рядом, причем наличие верхнего газоносного этажа обусловлено главным образом месторождением Панхэнди-Хьюгтон. Этот этаж подстилается газонефтеносным этажом, в котором нефтяные залежи распространяются до глубины около 5 км, но сконцентрированы в интервале 1—2 км. Этаж преобладающих конденсатногазовых залежей приурочен к глубинам 4,9—5,8 км. Вертикальный ряд завершается нижним газоносным этажом (глубже 5,8 км). Геотермический градиент во впадине Анадарко меняется от 16°С/км на глубине 3 км до 26°С/км на глубине 7 км.

Пермский нефтегазоносный бассейн

Пермский бассейн находится на юго-западной окраине Северо-Американской платформы. Структурным обрамлением его на западе служат краевые западные элементы платформы, вовлеченные в воздымание эпиплатформенного орогена Скалистых гор, на северо-востоке — система Уичито-Амарилло и вал Мюнстер. На востоке и юге бассейн граничит с герцинским складчатым поясом Уошито — Маратон. Эта граница погребена под чехлом полого залегающих мезозойских осадков. Метаморфические породы фронтальной части пояса Уошито здесь вскрыты эрозией на поднятии Маратон.

По осям системы Уичито-Амарилло и вала Мюнстер Пермский бассейн имеет общую границу с Западным Внутренним. От бассейна Мексиканского залива Пермский бассейн отделяется на небольшом отрезке выступом фундамента Ллано с примыкающей к последнему аконсервационной зоной.

В современной структуре бассейна отчетливо выделяется несколько крупных впадин и прогибов, разделенных внутренними поднятиями.

Среди последних наиболее значительными являются узкий крутой вал Матадор-Ред-Ривер, протягивающийся с запада на восток, а также мегавал Сентрал-Бейсин и свод Бенд, характеризующиеся субмеридиональным простиранием. Мегавал Сентрал-Бейсин разделяет впадины Делавэр и Мидленд. Его юго-восточное продолжение — поднятие Озона (Пекос) — разграничивает впадину Мидленд и прогиб Вал-Верде на юге бассейна. Шарнир свода Бенд погружается на север от выступа Ллано, в котором обнажаются кристаллические породы докембрия. Между сводом Бенд и валом Мюнстер располагается прогиб Форт-Уэрс (Строун). Еще один крупный прогиб — Пало-Дуро — находится между системой Уичито-Амарилло и валом Матадор-Ред-Ривер.

В целом в Пермском бассейне можно выделить «кольцо» периферийных впадин: Пало-Дуро, Форт-Уэрс, Керр, Вал-Верде, Делавэр, которые окружают «кольцо» поднятий: Матадор-Ред-Ривер, Ллано, Эдвардс, Пекос, Сентрал-Бейсин.

Бассейн почти полностью сформирован породами палеозоя, залегающими на докембрийском фундаменте. В разрезе кембрия — нижнего девона резко преобладают карбонатные отложения. Верхний девон — миссисипий представлен известняками, чередующимися с пачками темных глин. Пенсильванская система в бассейне выражена преимущественно песчано-глинистыми отложениями. Лишь в наиболее удаленных от источников сноса участках формировались рифовые сооружения. Наиболее значительный из них атолл Хоршу, расположенный в северной части впадины Мидленд.

В раннепермское время бассейн подвергался интенсивному погружению. Впадины Делавэр и Мидленд были областями накопления терригенно-карбонатных относительно глубоководных осадков. На поднятиях формировались толщи известняков, а в зонах сочленения поднятий и впадин — барьерные рифы. Самый крупный из них — Кэптен — возник на границе впадины Делавэр и мегавала Сентрал-Бейсин. Разрез пермских отложений завершается мощным эвапоритовым комплексом, над которым залегают красноцветные обломочные породы триасового возраста. Палеозойские и локально развитые триасовые образования с угловым несогласием перекрыты морскими слоями мелового возраста.

Основную роль в формировании бассейна играют пермские породы, мощность которых во впадине Делавэр достигает 5 км, а во впадине Мидленд снижается до 3300 м. Мощность терригенно-карбонатных пород пенсильванского возраста изменяется от 800 м во впадине Делавэр до 2600 м во впадине Мидленд. Допенсильванские отложения характеризуются мощностью, не превышающей 2100 м. Мощность нижнемеловых и триасовых отложений (юра отсутствует) колеблется в пределах от 400 м (Делавэр) до 860 м (Мидленд). В целом мощность отложений, выполняющих бассейн, не превышает 9 км.

Разрез отложений бассейна осложнен десятью перерывами, из которых наиболее резко проявляются перерывы на границе палеогена и мела, мела и триаса, и резким угловым несогласием на границе перми с более древними отложениями в пределах поднятия Сентрал-Бейсин.

В Пермском НГБ продуктивен практически весь разрез. Основная продуктивность связана с известняками и доломитами, меньшая — с песчаниками. Наибольшее количество продуктивных свит — 16 — выделяется в пермских отложениях.

Основные запасы нефти и газа, обнаруженные в Пермском НГБ, заключены в рассматриваемых ниже элементах его нефтегеологического районирования (рис. 10).

Зона нефтегазоаккумуляции Артижа-Вэ́кью расположена на севере впадины Делавэр, вытянута в широтном направлении. В строении зоны участвуют нижнепермское рифовое сооружение и структура его обложения. Наибольшая часть последней выражена пологим острым структурным носом, погружающимся на восток. Залежи нефти и газа содержатся в биогенных выступах и сводовых ловушках, главным обра-

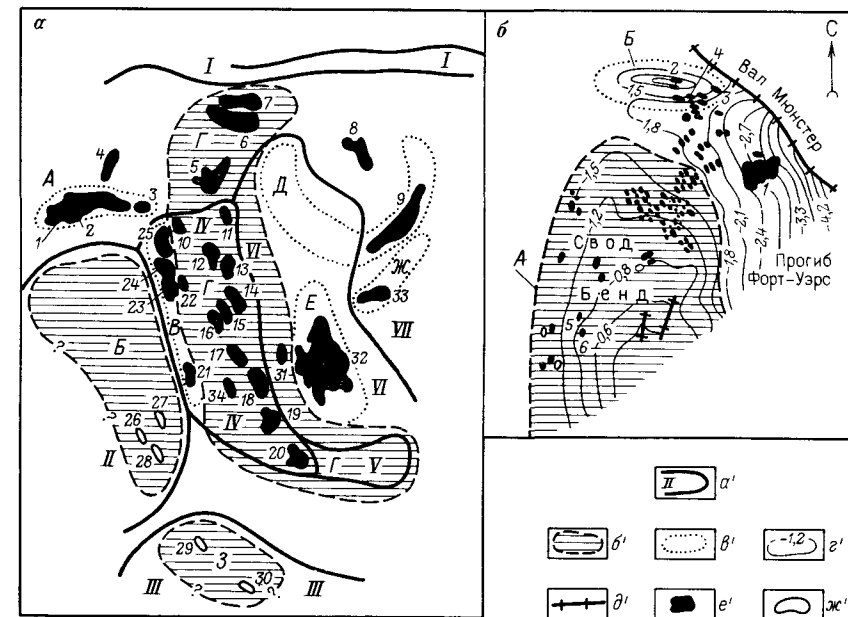


Рис. 10. Пермский НГБ:

а' — границы структурных элементов; б' — ареалы зон нефтегазоаккумуляции; в' — зоны нефтегазоаккумуляции; г' — изогипсы кровли фундамента, км; д' — разрывы; месторождения; е' — нефтяные, ж' — газовые.

а — западная и центральная части НГБ. Зоны нефтегазоаккумуляции: А — Артижа-Вэ́кью, В — Кэптен, Д — Хорсшу, Е — Спраберри-Тренд, Ж — Говард-Гласко; ареалы зон нефтегазоаккумуляции: Б — Делавэр, Г — Главный, З — Вал-Верде; месторождения: 1 — Артижа, 2 — Локо-Премьер, 3 — Вэ́кью, 4 — Кепок, 5 — Уоссон, 6 — Слотер, 7 — Левеленд, 8 — Гарза, 9 — Келли-Снайдер (Скарри-Снайдер), 10 — Хоббз, 11 — Семинол, 12 — Фуллертон, 13 — Шафтер-Лейк, 14 — Норт-Кауден, 15 — Голдсмит, 16 — Ги-Икс-Эл, 17 — Иордан, 18 — Мак-Илрой, 19 — Мак-Кейми, 20 — Йейтс, 21 — Хендрик, 22 — Доллархайд, 23 — Джэл, 24 — Купер, 25 — Юнис-Моньюмент, 26 — Рохо-Кабаллос, 27 — Койаноса, 28 — Гомес, 29 — Пакетт, 30 — Браун-Бассет, 31 — Пегасус, 32 — Спраберри, 33 — Говард-Гласко, 34 — Блок-31; структурные элементы: I — мегавал Матадор-Ред-Ривер, II — впадина Делавэр, III — прогиб Вал-Верде, IV — мегавал Централ-Бейсин, V — поднятие Озона (Пекос), VI — впадина Мидленд, VII — западный склон свода Бенд. б — восточная часть НГБ. А — ареал зон нефтегазоаккумуляции свода Бенд; Б — зона нефтегазоаккумуляции Ред-Ривер; месторождения: 1 — Бунсвилл, 2 — Электра, 3 — Беркбернетт, 4 — КМЛ, 5 — Нудл-Крик, 6 — Кросс-Кэт

зом в пермских и пенсильванских породах. Наиболее значительны в зоне месторождения Эмпайр и Вэ́кью с запасами нефти соответственно 30 и 50 млн. т.

Ареалы зон нефтегазоаккумуляции Делавэр и Вал-Верде находятся в одноименных впадинах и включают зоны нефтегазоаккумуляции, представленные платформенными поднятиями. Залежи содержатся в сводовых ловушках в песчаных и карбонатных коллекторах.

В обоих ареалах газовые залежи преобладают над нефтяными как по количеству, так и по размерам. Основным газоносным комплексом служат доломиты ордовика, заключающие залежи на значительной глубине. Второе место по выявленным запасам газа занимают продуктивные горизонты пермского возраста. Примерно в 25 месторождениях запасы газа превышали 100 млрд. м³. К таким газовым и конденсатно-газовым месторождениям относятся месторождения Джалмат-Юмонт, Локридж, Койаноса, Гомес (280 млрд. м³) в ареале Делавэр и Пакетт (185 млрд. м³) в ареале зон Вал-Верде. В первом месторождении продуктивны пермские отложения на глубине около 1 км, в остальных — ордовикские доломиты Элленбергер на глубине до 7 км. Для ареала

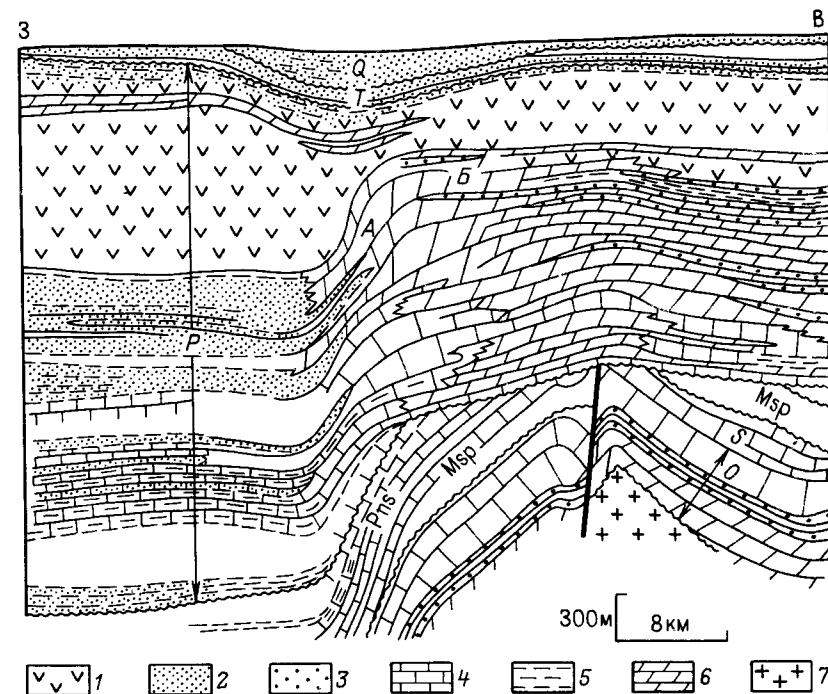


Рис. 11. Схематический геологический разрез мегавала Централ-Бейсин:

1 — эвапориты; 2 — песчаники; 3 — нефтегазоносные песчаники; 4 — известняки; 5 — аргиллиты; 6 — доломиты; 7 — фундамент. А — положение месторождений барьерного рифа Кэптен; Б — положение месторождений «Песчаного пояса»

зон Вал-Верде характерны геотермические градиенты от 28 до 31° С/км в интервале глубин 3000—7300 м.

Зона нефтегазонакопления Кэптен связана с одноименным пермским барьерным рифом, окаймляющим впадину Делавэр на расстоянии свыше 500 км. В зоне открыт ряд нефтяных месторождений рифовых массивов с ловушками — биогенными выступами, значительно реже — сводовыми в структурах облекания рифовых массивов (рис. 11).

Главный ареал зон нефтегазонакопления приурочен к средней и восточной частям мегавала Централ-Бейсин и поднятию Озона, захватывает западную окраину впадины Мидленд и распространяется на север. В ареале находится ряд зон субмеридионального простирания, которое к поднятию Озона меняется на субширотное.

Многочисленные месторождения ареала представлены куполовидными поднятиями или брахиантиклиналями. Амплитуда некоторых складок заметно возрастает с глубиной.

На многих месторождениях ареала допермский комплекс разбит разрывами, разделен поверхностями несогласия, в том числе резкого углового несогласия в основании перми. Перерывы сопровождались более или менее глубоким размывом ранее сформировавшихся толщ. Месторождения с таким строением (Доллархайд, Кийстон, Ги-Икс-Эл и др.) характеризуются многообразием ловушек. Под поверхностью предпермского углового несогласия сводовые ловушки разбиты на блоки, иногда осложнены размывом, частично экранированы по разрыву или по поверхности несогласия. Менее распространены выклинивающиеся ловушки и ловушки экранирования по поверхности несогласия.

В ареале наиболее широко развиты продуктивные горизонты карбонатного состава (пермь, пенсильваний, девон, силур, ордовик). Песчаные нефтегазоносные горизонты присутствуют в разрезе мела (на месторождении Йейтс), ордовика, а на востоке мегавала Централ-Бейсин — в пермских отложениях, где последние выражены зарифовыми фациями, образующими так называемый Песчаный пояс восточнее рифа Кэптен. Главными аккумуляторами УВ в ареале являются коллекторы пермского возраста.

Ареал объединяет нефтяные месторождения, три из которых — Йейтс, Уоссон и Слотер — относятся к крупнейшим. Начальные извлекаемые запасы в указанных месторождениях составляли соответственно 210, 180 и 100 млн. т. Кроме того, в Главном ареале открыто несколько крупных (Голдсмит, Левеленд) и ряд средних по запасам нефтяных месторождений.

Зона нефтегазонакопления Спраберри-Тренд размещается в центральной части впадины Мидленд и связана с региональным выклиниванием нижнепермских песчаных горизонтов на восток. Залежи располагаются на глубине 1800—2100 м. В наиболее крупном месторождении — Спраберри — запасы нефти оценивались в 69 млн. т.

Рифовая зона нефтегазонакопления Хорсшу образует выгнутую на юг дугу длиной до 250 км. Она приурочена к пенсильванскому атоллу. Зона объединяет более 30 нефтяных месторождений с залежами в био-

генных выступах. Кроме того, широко распространены залежи в сводовых ловушках структур облекания рифов, в песчаниках пенсильвания и перми. Известны также небольшие залежи в ловушках выклинивания структур облекания к своду с коллекторами, представленными пермскими известняками. Наиболее крупное в зоне месторождение Келли-Снайдер (Скарри-Снайдер) с начальными запасами нефти более 150 млн. т.

Зона Говард-Гласко располагается юго-восточнее зоны Хорсшу и структурно представляет пологое валообразное поднятие, заключающее несколько месторождений брахиантиклиналей. Нефтеносны здесь породы перми. Наиболее значительное месторождение Говард-Гласко с запасами нефти около 50 млн. т.

Ареал зон нефтегазонакопления свода Бенд приурочен к западной и центральной его частям. Зоны связаны с структурными террасами и носами. Месторождения нефти и газа довольно многочисленные, но невелики. Продуктивные песчаники и известняки заключены главным образом в пенсильванских отложениях, которые на своде Бенд характеризуются значительной фациальной изменчивостью. Вследствие этого месторождения пологих складок содержат залежи как в сводовых, так и в выклинивающихся и линзовидных ловушках. Восточнее ареала Бенд в прогибе Форт-Уэрс открыто крупное многозалежное газовое месторождение Бунсвилл с запасами, достигающими 85 млрд. м³. Месторождение приурочено к участку выклинивания на моноклинали горизонтов пенсильванских и ордовикских пород-коллекторов.

Зона нефтегазонакопления Ред-Ривер связана с одноименным линейно вытянутым поднятием. Она объединяет месторождения довольно крутых брахиантиклиналей. Нефтяные залежи заключены в сводовых ловушках в породах пенсильванского и пермского возраста. Месторождения зоны невелики.

На долю Пермского НГБ приходится каждая 5-я тонна нефти, добытой в США. Из его недр извлечено более 2 млрд. т нефти, главным образом из пород пермского (свыше 1 млрд. т) и пенсильванского возраста. Наибольшая часть начальных извлекаемых запасов нефти, составлявших примерно 4 млрд. т, выявлена в пермских и пенсильванских породах. Более половины начальных доказанных запасов свободного газа, достигавших 2,3 трлн. м³, заключено в отложениях ордовика.

В бассейне открыто около 5000 нефтяных и 600 газовых месторождений. Залежи в них преимущественно однофазные (газовые или нефтяные), при этом до глубины 4 км значительно преобладают нефтяные залежи, ниже — конденсатногазовые, а глубже 5,2 км — газовые (впадины Делавэр и прогиб Вал-Верде).

Уиллистонский нефтегазоносный бассейн

Уиллистонский НГБ представляет собой неглубокую синеклизу с размерами 900×1000 км, юго-западный борт которой несет следы незначительного воздействия ларамийской складчатой системы Скалистых

Миссисипские отложения участвуют в строении полого наклоненной на юго-запад моноклинали, ограниченной сверху и снизу несогласиями в залегании пород.

Месторождения нефти связаны со структурными носами, террасами и небольшими куполами, а также с эрозионными выступами (останцами) размытой поверхности миссисипских отложений, трудно объединяемыми в зоны.

Большая часть залежей нефти в той или иной степени контролируется несогласиями и выклиниванием пород, в меньшей степени формой их изгиба. Залежи нефти, связанные с выклиниванием известняков по восстановию, известны, например, на месторождениях Верден-Розли, Норт-Верден-Розли, с выклиниванием песчаников — на месторождениях Флейсберг и Зенит. Все эти месторождения выражены на поверхности структурными носами и террасами.

С погребенными останцами пород миссисипского возраста, облекаемыми мезозойскими отложениями, связаны массивные залежи нефти месторождений Алида, Инденвайл и др.

Ареал зон Поплар объединяет несколько зон нефтегазонакопления, приуроченных к поднятым частям одноименного свода и заключающим месторождения брахиантиклиналей и куполов. Залежи содержатся главным образом в известняках девонского и миссисипского возраста, а также в песчаниках миссисипской системы. Запасы наиболее крупного нефтяного месторождения Поплар около 11 млн. т.

Небольшой *ареал зон нефтенакпления Фрайберг* содержит 15 нефтяных месторождений, приуроченных к небольшим брахиантиклиналям и флексурно изогнутым слоям. Продуктивны отложения палеозойского возраста.

Зона нефтегазонакопления Цедар-Крик представляет собой валовое поднятие, расположенное на юге западного борта бассейна. Длина его 170 км, ширина около 24 км, высота (по меловым отложениям) 30 м. В зоне Цедар-Крик открыто более 20 нефтяных и 50 газонефтяных и газовых месторождений, приуроченных к небольшим пологим брахиантиклиналям. Нефтеносны меловые и палеозойские отложения.

Ареал зон нефтенакпления Рапдан-Фостертон прослеживается на 150 км. Известные здесь нефтяные залежи сконцентрированы в песчаниках юрского и раннемелового возраста. Юрские отложения несогласно подстилаются миссисипскими и несогласно перекрываются меловыми. В разрезе юрских отложений имеются три перерыва в осадконакоплении, соответственно большая часть залежей нефти стратиграфически и литологически экранированных типов. В ареале зон Рапдан-Фостертон выявлено более 15 нефтяных месторождений.

Небольшой *ареал нефтегазонакопления Колвилл-Смайли* расположен на северо-западе бассейна. Месторождения нефти и газа связаны с пологими поднятиями. Нефть заключена в миссисипских песчаниках (пластовые сводовые залежи), которые на севере размыты

и перекрыты песчано-глинистыми породами мелового возраста; залежи газа содержатся в песчаниках нижнего мела.

На западе бассейна в пределах восточного склона межбассейнового поднятия Суитграсс известно свыше 20 газовых и 15 нефтяных месторождений, образующих *Восточно-Суитграсский ареал зон нефтегазонакопления*. Юго-восточнее его находится *Предбирпоуский ареал зон преимущественного газонакопления* (10 газовых и 2 нефтяных месторождения). Газоносны песчаники главным образом мелового возраста.

Уиллистонский НГБ в целом отличается небольшой удельной плотностью запасов нефти (4 тыс. т/км²), так как значительная его площадь (свыше 80%) лишена промышленных месторождений. Доля запасов свободного газа составляет не более 10% общих запасов углеводородов, причем большая часть запасов газа сконцентрирована на западе бассейна в породах мелового возраста. Основные запасы нефти в бассейне связаны с зонами нефтенакпления Нессон и Цедар-Крик.

§ 3. АППАЛАЧСКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ПРЕДГОРНЫХ И МЕЖГОРНЫХ ВПАДИН

Предаппалачский нефтегазоносный бассейн

Основная часть Преаппалачского НГБ расположена на северо-востоке США, а небольшая северо-западная его окраина — в канадской провинции Онтарио. Сформировался он в зоне сочленения древней Северо-Американской платформы и каледонско-герцинской Аппалачской складчатой системы (рис. 13).

На северо-западе бассейн обрамлен Цинциннатским валом со сводами Нашвилл и Джессамейн. На севере и северо-востоке граничит с окраиной Канадско-Гренландского щита, юго-восточным обрамлением служит Аппалачская складчатая система. Ее внешняя миогеосинклинальная зона Ридж-Валли и Преаппалачский краевой прогиб разделяются Аппалачским структурным фронтом — крупным пологим надвигом, который на северо-востоке переходит во флексуру. На юге средней части покрова наблюдается резкий северо-западный выступ Аппалачского фронта по ограничивающим его поперечным сдвигам — это Кемберлендский покров с амплитудой горизонтального перемещения около 10 км, надвинутый на Преаппалачский прогиб. Покров испытал глубокую эрозию; в ряде «окон» обнажены нижнепалеозойские породы автохтона.

Преаппалачский прогиб выполнен отложениями палеозоя. В осевой части прогиба мощность их достигает 6—7 км. Слои здесь характеризуются весьма пологим залеганием. По мере приближения к Аппалачскому структурному фронту степень дислоцированности осадочного чехла постепенно возрастает. На внутреннем борту прогиба в его

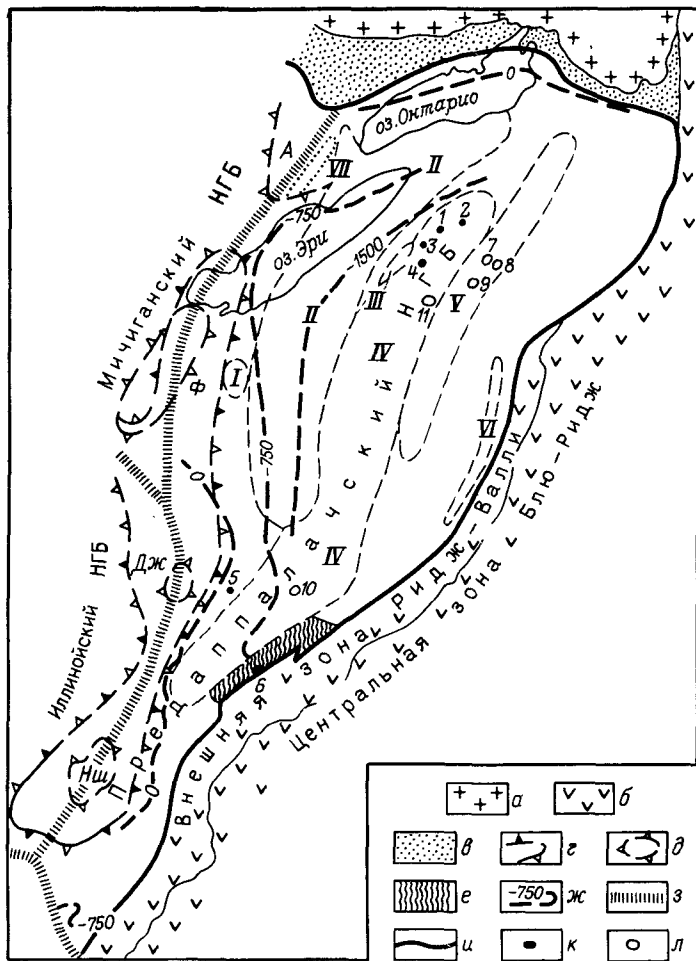


Рис. 13. Преаппалачский НГБ.

Складчатость: а — докембрийская, б — герцинская; в — акonserвационная зона; г — Цинциннатский вал; д — своды (НШ — Нашвилл, Дж — Джессамин, Ф — Файндлей, А — Альгонский); е — Кемберлендский покров; ж — изогипсы кровли фундамента; м — границы бассейна; з — со смежными бассейнами; и — с внебассейновыми пространствами; месторождения: к — нефтяные, л — газовые. Ареалы зон нефтегазоаккумуляции: I — Морро, II — Клинтон, III — Вэнанго, IV — Центральный, V — Внешний (Орисканский), VI — Внутренний, VII — зона нефтегазоаккумуляции Клирвилл-Джоблс. Месторождения: 1 — Братфорд, 2 — Ричберг (Аллегейни); 3 — Уоррен, 4 — Батлер-Армстронг; 5 — Биг-Синкинг; 6 — Роз-Хилл, Бен-Гур; 7 — Тайога; 8 — Леди; 9 — Бенезетт-Дрифтвуд; 10 — Биг-Санди; II — группа месторождений Болдуин-Солт-Лейк

южной и особенно в северной частях развиты линейные складки аппалачского простираения (области развития «открытых» складок).

Северо-западная платформенная часть бассейна представляет собой моноклиналь с пологим падением слоев на юго-восток.

Преаппалачский НГБ имеет общие границы с Иллинойским, Мичиганским НГБ и на юго-западе — с НГБ Мексиканского залива.

Юго-восточная граница бассейна скрыта под Аппалачским структурным фронтом.

Отложения, образующие Преаппалачский бассейн, представлены тремя литологическими комплексами. Нижний комплекс терригенно-карбонатный мощностью до 2300 м, включает отложения кембрийского, ордовикского и силурийского возраста. В верхах ордовика в комплексе выделяется терригенная толща мощностью до 700 м. Средний комплекс карбонатно-терригенный, представлен девонскими и миссисипскими отложениями мощностью до 2300 м. Верхний комплекс пенсильванского и пермского возраста терригенно-угленосный, мощность его до 1100 м. В целом мощность отложений бассейна не превышает 5500 м. В разрезе известно не менее пяти перерывов.

Выделяемые в пределах НГБ зоны и ареалы зон нефтегазоаккумуляции включают около 600 нефтяных и до 1000 газовых месторождений.

Внутренний ареал зон («открытых» складок) объединяет ряд антиклинальных зон газонакопления. Месторождения содержат газовые залежи в сводовых ловушках нижнедевонских песчаников Орискани. Наиболее значительные месторождения ареала Литл-Кейпон-Огаста, Лост-Ривер, Уэйн-Кейв.

Внешний (Орисканский) ареал зон газонакопления сравнительно узкой полосой протягивается вдоль границы области «открытых» складок с юго-запада на северо-восток. В ареале имеется ряд зон газонакопления, содержащих месторождения, приуроченные к брахиантиклиналям платформенного типа. Залежи газа заключены в песчаниках Орискани в сводовых ловушках, иногда разбитых на блоки. Примерами месторождений с такими залежами могут служить месторождения Тускарора, Вудхелл, Тайога и др.

Центральный ареал объединяет многочисленные зоны нефтегазоаккумуляции, представленные очень пологими протяженными складками аппалачского простираения. Одни продуктивные песчаные горизонты характеризуются широким и непрерывным площадным распространением (Бири, Скво, Биг-Инджун раннемиссисипского возраста), другие развиты локально, отличаясь резкой фациальной изменчивостью (Вэнанго, Братфорд — верхний девон; Принстон, Равенклифф — миссисипий). С первыми связаны сводовые ловушки, со вторыми — в зависимости от степени их распространения на площади поднятия — сводовые, либо выклинивающиеся или линзовидные. Типичным примером месторождений брахиантиклиналей с совокупностью таких ловушек (в разрезе верхнего девона) служит самое крупное нефтяное месторождение ареала Братфорд с запасами около 100 млн. т, открытое в 1871 г. Аналогично построены другие наиболее значительные нефтяные (Ричберг, или Аллегейни, Уоррен, Батлер-Армстронг) и газовые (группа Болдуин-Солт-Лейк и др.) месторождения ареала.

В Центральном ареале зон нефтегазоаккумуляции самые богатые нефтегазосодержащие горизонты представлены песчаниками верхнего девона — среднего миссисипия. Нефтегазосодержащие также песчаники верх-

него силура. Наибольшие запасы газа содержатся в верхнедевонских трещиноватых аргиллитах. На юго-западной окраине ареала продуктивны ордовикские и миссисипские известняки.

В обширный *ареал Клинтона* входят зоны главным образом *газонакопления*, выраженные региональным выклиниванием по восстанию на внешнем борту бассейна среднесилурийских песчаников свиты Клинтона и нижнесилурийских песчаников Медайна. Ареал Клинтона протягивается на 300 км при ширине 40—65 км. На западе ареала зоны газонаосны, а на востоке нефтеносны песчаники свиты Клинтона. Местами газонаосны нижнедевонские песчаники Орискани. Месторождения ареала представлены участками выклинивания на моноклинали с залежами главным образом в выклинивающихся ловушках, а также в седиментационных линзах.

Небольшой *ареал зон нефтегазонакопления Морро* расположен западнее Клинтона на склоне свода Файндлей. Ареал включает зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным несогласием и объединяющие небольшие месторождения погребенных возвышенностей палеорельефа, слагаемых доломитами верхнего кембрия и перекрытых отложениями ордовика.

Зона нефтегазонакопления Клирвилл-Джоблс связана с региональным разрывом и включает месторождения горстов с ловушками-выступами, поднятыми по ограничивающим сбросам. Нефтеносны песчаники кембрия.

На обширном северо-западном борту Предаппалачского бассейна известен ряд месторождений, приуроченных к локальным песчаным скоплениям. Эти месторождения заключают залежи в линзовидных или «шнурковых» верхнедевонских — нижнемиссисипских песчаных телах, пересекающих по своему простираю как структурно поднятые, так и погруженные элементы, выраженные в подстилающих отложениях. Типичным примером таких месторождений является месторождение Гей-Спенсер-Ричардсон с нефтегазовой залежью в песчаном извилистом «шнурке» (баре) раннемиссисипского возраста, протягивающемся на десятки километров. Иногда месторождения баров группируются в короткие зоны и даже образуют небольшой *ареал зон нефтегазонакопления Венанго*, в котором продуктивны песчаники верхнего девона.

На этом же борту бассейна открыты весьма интересные, хотя и небольшие месторождения с нефтяными залежами в ядрах синклиналей. Газ (при его наличии) заполняет крылья синклиналей и своды сопряженных антиклиналей. В качестве примеров можно привести месторождения Гриффитсвилл, Копли, Кабин-Крик и др.

§ 4. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ЗАПАДНЫХ КРАЕВЫХ ПРОГИБОВ ДОКЕМБРИЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн

Западно-Канадский НГБ занимает обширную территорию западных провинций Канады, главным образом Альберты. Его западное горное обрамление представлено Северными Скалистыми горами, эпигеосинклинальными образованиями ларамийского орогенеза. Граница бассейна проходит по системе надвигов. На востоке он обрамляется зоной развития маломощных осадочных пород на склоне Канадского щита, на юге граничит с Уиллистоиским НГБ через межбассейновый свод Суитграсс. На севере, на широте Большого Медвежьего озера, Канадский щит близко подходит к горам Франклин (эпиplatformенный ороген), и бассейн замыкается площадью развития маломощных пород (рис. 14).

Основной структурный план бассейна определяется его платформенным бортом, представляющим собой пологую моноклиаль, осложненную лишь одним крупным пологим сводом Пис-Ривер, расположенным на северо-западе. Свод наиболее хорошо выражен в девонских отложениях и постепенно выполаживается снизу вверх. Складчатый борт прогиба имеет ширину, не превышающую 80 км (при ширине платформенного борта до 450 км), и образован складчато-покровными дислокациями.

Бассейн сформирован мезозойскими и палеозойскими образованиями и лишь на складчатом борту известны кайнозойские терригенные отложения мощностью до 2 км. Складчатый борт является местом развития максимальных мощностей терригенных меловых (более 3700 м) и юрских (700 м) отложений. В платформенной части НГБ мощность меловых отложений сокращается до 1500—1700 м, а юрских — до 40 м в центре бассейна и до 300 м на севере. Триасовые образования наиболее развиты на севере бассейна (1000 м) и на его складчатом борту (до 900 м), где они представлены карбонатно-терригенными породами. В центре и на юге НГБ породы триасового возраста отсутствуют. Верхнепалеозойские и девонские преимущественно терригенно-карбонатные породы наиболее полно представлены на севере бассейна, где мощность их достигает 3 км, в центральной части НГБ она сокращается до 1350 м, а в остальной части бассейна — до 700 м. Для девона характерно присутствие в разрезе толщи рифовых массивов. Мощность кембрийских терригенных пород изменяется от 150 м на севере до 450 м в остальной части бассейна.

В пределах межбассейнового свода Суитграсс отсутствуют пермские, триасовые и юрские отложения, и мощность всех отложений сокращается до 1 км (юго-запад свода).

В Западно-Канадском НГБ на площади 650×2500 км² выявлено около 1000 месторождений, в том числе более 650 газовых, среди которых семь сравнительно крупных. Продуктивны меловые, юрские,

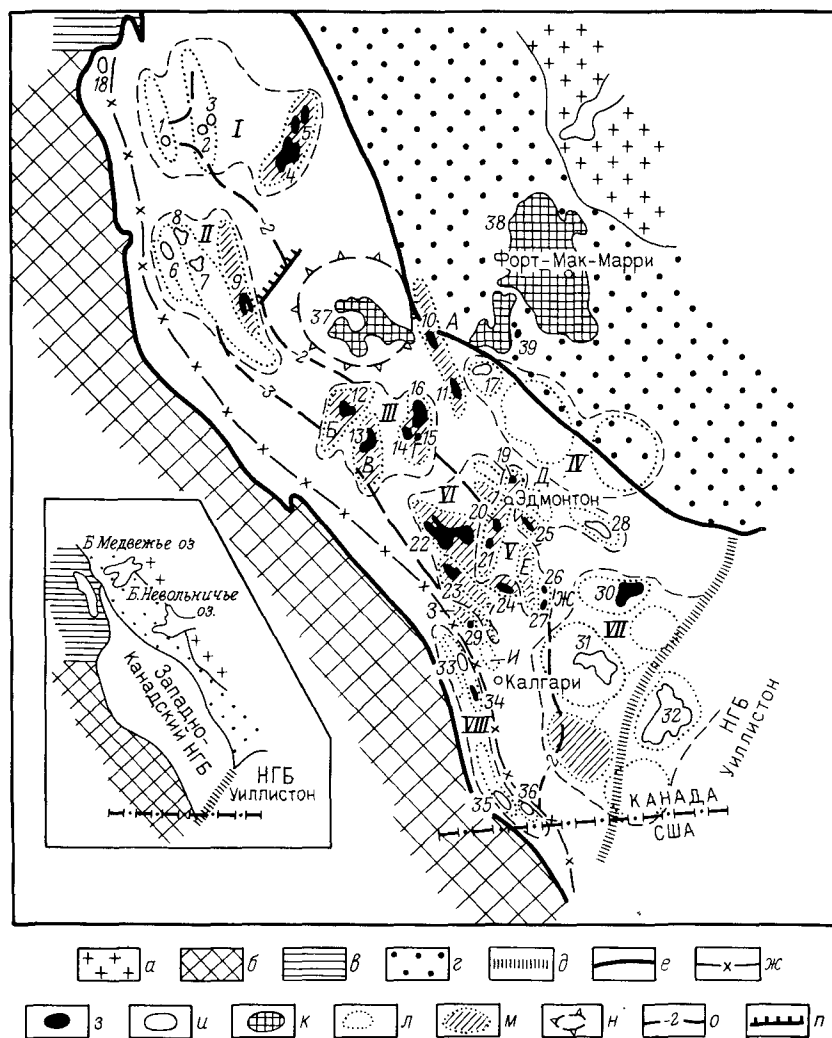


Рис. 14. Западно-Канадский НГБ.

Складчатость: а — докембрийская (Канадский щит); б — ларамийская (Главные Хребты Северных Скалистых гор); в — ларамийский эпиплатформенный ороген на докембрийском основании (горы Франклин); г — аконсервационная зона; границы бассейна: д — со смежными бассейнами, е — с внебассейновыми пространствами; ж — граница складчатого и платформенного бортов бассейна; месторождения: з — нефтяные и газонефтяные, и — газовые и газоконденсатные, к — высоковязких и твердых нефтей; зоны: л — преимущественного газонакопления, м — преимущественного нефтенакпления; н — поднятие Пис-Ривер; о — изогипсы поверхности фундамента, м (от уровня моря); п — разлом. Ареалы зон нефтегазонакопления: I — рифовых зон Форт-Нельсон; II — Форт-Сент-Джон; III — Центральный рифовых зон; IV — Восточный; V — Юго-Восточный рифовых зон; VI — Эдмонтонский; VII — Суиттрасский; VIII — Юго-Западный. Зоны нефтегазонакопления: А — Сильвия-Хондо; Б — Стержен-Лейк; В — Кейбоб; Г — Суон-Хилс; Д — Римбей-Сент-Альберт; Е — Малмо; Ж — Стетлер-Фенн-Биг-Валли; З — Харматтан; И — Кроссфилд.

триасовые, пермско-пенсильванские, миссисипские, девонские и кембрийские отложения в интервале глубин 200—3500 м. Выделяется свыше 25 продуктивных пластов. Наибольшее количество продуктивных пластов-песчаников сконцентрировано в меловой системе. В палеозойских отложениях продуктивны преимущественно известняки, прежде всего рифовые.

Нефтегазонаосность бассейна контролируется четырьмя региональными структурными факторами: широким развитием рифовых образований, зон выклинивания и несогласного залегания и локальных поднятий. С локальными поднятиями связаны месторождения преимущественно газовые, но с небольшими запасами, расположенные на северо-западе и северо-востоке бассейна, где они образуют крупные ареалы зон преимущественного газонакопления. Обращает на себя внимание малая насыщенность платформенного борта бассейна локальными поднятиями, что отличает этот бассейн от других бассейнов материка.

В бассейне можно выделить восемь ареалов зон нефтегазонакопления и несколько относительно изолированных зон нефтегазонакопления.

Ареал рифовых зон нефтегазонакопления Форт-Нельсон расположен на севере бассейна. Из открытых здесь месторождений самые значительные входят в состав нескольких зон нефтегазонакопления, представленных цепочками рифов субмеридионального простирания. Западная и Средняя зоны этого ареала объединяют газовые месторождения Кларк-Лейк, Котчо-Лейк, Йо-Йо и др. В Восточной зоне расположены главным образом нефтяные месторождения, из которых наиболее значительны по запасам месторождения Рейнбоу и Зама. Продуктивны в зоне известняки среднего девона.

В Центральном ареале рифовых зон нефтегазонакопления, расположенном северо-западнее Эдмонта, обнаружено более 30 месторождений (преимущественно нефтяных), которые представлены крупными, высокими одиночными рифами или атоллообразными сооружениями и группируются главным образом в трех зонах: Стержен-Лейк, Кейбоб и Суон-Хилс. Основным нефтеносным горизонтом в ареале служат верхнедевонские известняки. Здесь располагаются одно крупнейшее и три крупных месторождения: нефтяные Суон-Хилс (с запасами 180 млн. т), Суон-Хилс-Саут (54 млн. т), Кейбоб (52 млн. т) и конденсатонефтяное Джуди-Крик (80 млн. т).

Юго-Восточный ареал рифовых зон преимущественного нефтенакпления (Ледюкский) расположен южнее Эдмонта. В нем обо-

Месторождения: 1 — Кларк-Лейк; 2 — Котчо-Лейк; 3 — Йо-Йо; 4 — Рейнбоу; 5 — Зама; 6 — Едней; 7 — Лепрайз-Крик; 8 — Ниг-Крик; 9 — Баундари-Лейк; 10 — Ниписи; 11 — Митсью; 12 — Стержен-Лейк; 13 — Кейбоб; 14 — Вирджиния-Хилс; 15 — Джуди-Крик; 16 — Суон-Хилс; 17 — Мартин-Хилс; 18 — Пойнтид-Маунтин; 19 — Редуотер; 20 — Ледюк-Вудбенд; 21 — Бонни-Глен; 22 — Пембина; 23 — Вилдсен-Грин; 24 — Джофр; 25 — Джоаркам; 26 — Стетлер; 27 — Фенн-Биг-Валли; 28 — Викинг-Кинселла; 29 — Харматтан-Элтон; 30 — Прово; 31 — Кессфорд; 32 — Медисин-Хат; 33 — Джампинг-Паунд; 34 — Тернер-Валли; 35 — Уотертон; 36 — Пинчер-Крик; 37 — Пис-Ривер; 38 — Атабаска; 39 — Уобаска.

Чтобы показать некоторые крупные месторождения Юго-Восточного ареала рифовых зон нефтегазонакопления, на карте снята покрывающая их часть Эдмонтонского ареала.

соблены зоны, выраженные цепочками рифов меридионального или северо-восточного простираия. Зоны *Римбей-Сент-Альберт*, *Малмо* и *Стетлер-Фенн-Биг-Валли* включают преимущественно газонефтяные месторождения, в том числе крупнейшие Редуотер (с запасами 110 млн. т), крупные Ледюк-Вудбенд (80 млн. т) и Бонни-Глен (60 млн. т), средние Фенн-Биг-Валли, Голден-Спайк и др. Кроме того, в северо-западной части ареала открыта группа крупных рифовых месторождений Уэст-Пембина с общими запасами нефти до 150 млн. т.

Характерной чертой месторождений ареала является наличие ловушек двух типов: самых распространенных и крупных — ловушек биогенных выступов, сложенных известняками верхнедевонской свиты Ледюк, а также сводовых ловушек в складках облекания над рифовыми сооружениями, сформированных известняками позднедевонского возраста (месторождения Фенн-Биг-Валли, Ледюк-Вудбенд и др.).

Эдмонтонский ареал зон нефтегазонакопления — один из наиболее богатых нефтью и газом в Западно-Канадском бассейне. Находящиеся в ареале зоны связаны с региональным выклиниванием по восстанию песчаных горизонтов меловой системы в северо-восточном направлении. Зоны образуют в плане отчетливые полосы, простирающиеся параллельно друг другу на северо-запад. В наиболее гипсометрически высокой части ареала заключены зоны газонакопления. По падению склона платформы на юго-запад они сменяются зонами преобладающего нефтенакопления. Типичные для ареала и самые распространенные месторождения связаны с выклинивающимися ловушками. Из многих продуктивных горизонтов меловой системы наибольшее количество нефти и газа содержится в песчаниках коньяка — турона и альба.

Среди открытых в ареале месторождений выделяется самое большое нефтяное месторождение Западно-Канадского НГБ и всей Канады — Пембина — с запасами нефти около 240 млн. т и крупными ресурсами газа. Площадь месторождения Пембина превышает 2000 км². Здесь следует также отметить средние по запасам нефтяные месторождения Джофр, Джоаркам.

Средняя и юго-восточная области Эдмонтонского «мелового» ареала располагаются в разрезе бассейна над «девонским» Юго-Восточным ареалом рифовых зон.

Юго-западнее Эдмонтонского ареала располагается зона нефтегазонакопления *Кроссфилд*, связанная со срезанием известняков миссисипия на северо-западе от Калгари, включающая крупнейшее нефтегазовое месторождение Кроссфилд (с запасами газа более 100 млрд. м³) и крупное газовое месторождение Ист-Кроссфилд (около 50 млрд. м³). С зонами несогласия связаны также две небольшие зоны нефтегазонакопления Сильвия-Хондо и Харматтан.

Зона нефтенакопления *Сильвия-Хондо* размещается на восточном и юго-восточном склонах поднятия Пис-Ривер. Структурно выражена моноклиналью, по восстанию которой в восточной ее части регионально выклиниваются среднедевонские песчаники Гилвуд. В западной части

зоны разведаны небольшие нефтяные месторождения с залежами в выклинивающихся и линзовидных песчаниках выветривания гранитов фундамента. В южной половине зоны открыты месторождения нефти Ниписи и Митсю с запасами примерно по 50 млн. т. Оба месторождения представляют участки выклинивания на моноклинали горизонта Гилвуд.

Зона нефтегазонакопления *Харматтан* содержит несколько нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений на участках моноклинали, где она срезана по восстанию поверхностью углового несогласия, покрытой глинами мелового возраста. Основные залежи заключены в ловушках экранирования по поверхности несогласия, главным образом в миссисипских известняках. Наиболее значительным в зоне является среднее по запасам конденсата (до 20 млн. т) и газа (около 48 млрд. м³) месторождение Харматтан-Элктон.

Суитграсский ареал зон нефтегазонакопления приурочен к своду Суитграсс. Он распространяется в смежный бассейн Уиллистон. Здесь намечается ряд зон нефтегазонакопления, связанных с крупными очень пологими поднятиями. В них открыты месторождения, представленные брахиантиклиналями и куполовидными складками. В ареале заметно преобладают газовые месторождения.

Залежи нефти и газа содержатся главным образом в терригенном комплексе мелового возраста, который на своде Суитграсс и на его склонах характеризуется значительной литологической изменчивостью. Вследствие этого наряду с наиболее широко распространенными сводовыми ловушками в месторождениях ареала довольно часто отмечаются выклинивающиеся и линзовидные ловушки. Нефтяные и газовые месторождения ареала невелики.

Восточный ареал зон нефтегазонакопления находится севернее Эдмонта и аналогичен предыдущему по структурной характеристике и составу залежей. В нем находится несколько десятков главным образом газовых месторождений. Основными газоносными горизонтами служат песчаники меловой системы. Почти все месторождения этого ареала по размерам газовых запасов незначительны.

Ареал зон нефтегазонакопления Форт-Сент-Джон расположен на севере бассейна, южнее ареала зон Форт-Нельсон. Здесь обнаружены в основном газовые месторождения. Все месторождения невелики. В ареале намечается несколько зон нефтегазонакопления, представленных параллельными валлообразными поднятиями северо-западного простираия. Месторождения приурочены к платформенным брахиантиклиналям.

Наиболее распространены сводовые ловушки, коллекторами в которых служат известняки девона, песчаники мела, а также нефтегазоносные только в этой части бассейна песчаники пермо-карбона, известняки и песчаники триаса.

На юге складчатого борта бассейна расположен *Юго-Западный ареал (Тернер-Валли или Западно-Калгарийский)*, объединяющий несколько антиклинальных зон преимущественного газонакопления,

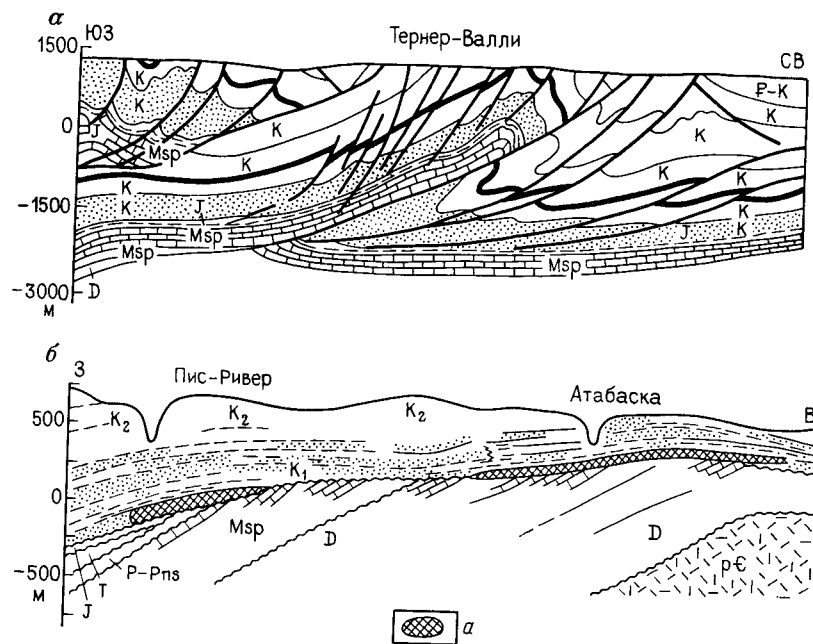


Рис. 15. Разрез через складчатый (а) и платформенный (б) борта Западно-Канадского НГБ.
а — скопления битумов

простирающихся на северо-запад. В этих зонах выявлен целый ряд газовых месторождений (Уотертон, Пинчер-Крик, и Джампинг-Паунд). Здесь же находится открытое одним из первых (1913 г.) в Западной Канаде нефтегазовое месторождение Тернер-Валли с запасами 25 млн. т нефти и 85 млрд. м³ газа (рис. 15).

Все месторождения ареала приурочены к антиклиналям или брахиантиклиналям, осложненным пологими надвигами и сформированным известняками миссисипия, терригенными породами юры и мела. Ловушками в регионе служат своды этих складок. Основным продуктивным горизонтом является горизонт миссисипских известняков.

На северо-восточной окраине Западно-Канадского НГБ и за его пределами — в аконсервационной зоне — находится ряд месторождений (Пис-Ривер, Уобаска, Колд-Лейк, Атабаска и др.) высоковязких и полутвердых битумов. Залежи их заключены в песчаниках раннемелового, позднемелового и каменноугольного возраста. Наибольшее из них — Атабаска — расположено в долине одноименной реки. Площадь его превышает 30 тыс. км². Мощность битуминозных нижнемеловых песчаников Мак-Марри на этой площади меняется от нескольких метров до 80 м. Песчаники обнажаются в долине Атабаски на расстоянии до 160 км. Содержание битума в песчаниках местами составляет 20% массы породы. Плотность его достигает 1,05 г/см³. Запасы

битума в Атабаске оцениваются в 139 млрд. т, а запасы битума в бассейне в целом в 435 млрд. т, в том числе в зоне несогласного залегания девонских и меловых отложений в 215 млрд. т.

Западно-Канадский НГБ обладает рядом особенностей, отличающих его от других бассейнов. К таким особенностям относятся:

1) невыдержанность в распространении крупных стратиграфических подразделений (полное отсутствие или частичное развитие систем в разных частях бассейна, обилие перерывов), что обусловило плохую сохранность рано образовавшихся скоплений углеводородов;

2) слабая структурная расчлененность бассейна, что определило однонаправленную миграцию углеводородов (по восстанию);

3) слабая насыщенность локальными поднятиями при большом развитии ловушек, не связанных с антиклинальными изгибами пластов. В целом улавливающая способность этих ловушек (емкость) оказалась небольшой — удельная плотность запасов углеводородов (без битумов) для бассейна составляет лишь 8 тыс. т/км²;

4) преобладание в бассейне газовых месторождений при отсутствии среди них месторождений-гигантов;

5) высокая концентрация в бассейне твердых битумов (битуминозных песчаников).

Две последние особенности бассейна связаны с малой суммарной емкостью ловушек бассейна, что в условиях однонаправленной (вверх по моноклинали) миграции углеводородов обусловило большой их вынос к поверхности с последующим образованием (в зоне гипергенеза) огромных скоплений битумов. Относительно большое развитие в бассейне газовых скоплений дает основание полагать, что из-за малой емкости ловушек значительная часть жидких УВ на ранней стадии миграции была выжата газом.

Нефтегазоносный бассейн Крейзи-Бул-Маунтинс

НГБ Крейзи-Бул-Маунтинс расположен перед фронтоном гор Бергут и Белт, но в отличие от пограничных бассейнов, развитых южнее (Паудер-Ривер, Денвер) и представляющих собой просто построенные прогибы, испытал значительное влияние ларамийского орогенеза. Оно проявилось в значительной структурной расчлененности бассейна, развитии внутри него сбросовых зон различного простирания и интрузий, а также в разломном ограничении части контура бассейна.

Северо-западная граница НГБ следует по поперечному разлому, отсекающему свод Литл-Белт и горы Белт от бассейна; юго-восточная граница идет по сбросовой зоне Фромберг, отделяющей свод Прайор от бассейна. Юго-западная граница образована разломом северо-восточного склона гор Бергут. Менее резко выражено ограничение северо-восточной части бассейна, где он сочленяется с НГБ Уиллистон через обширное плоское поднятие, состоящее из куполов Поркьюпайн на востоке и Биг-Сноуи на западе, соединенных узкой антиклиналью

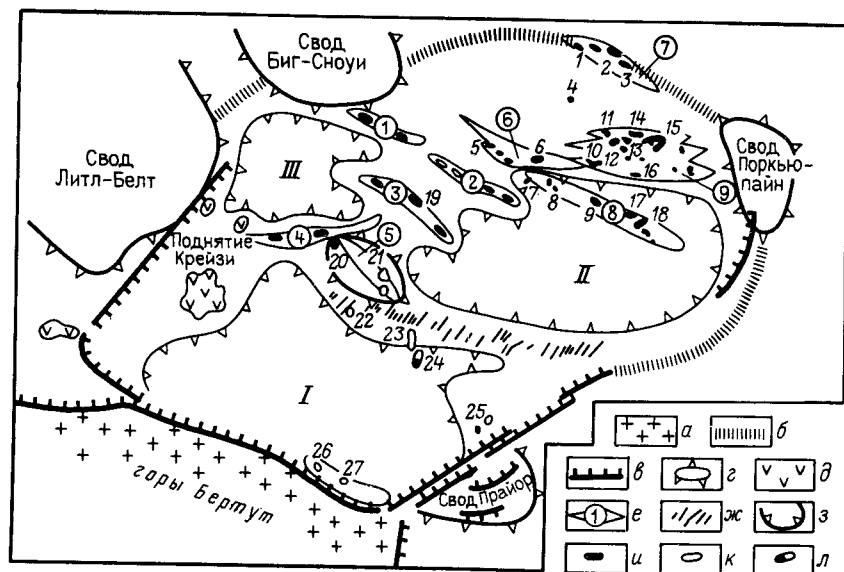


Рис. 16. НГБ Крейзи-Бул-Маунтинс:

а — кристаллические породы докембрия; б — межбассейновые поднятия; в — сбросы, разломы; г — своды; д — интрузивный массив; е — антиклинальные зоны нефтегазоаккумуляции; ж — зона нарушения Лейк-Бейсин — Хантлей; з — впадины: I — Рид-Маунтинс, II — Бул-Маунтинс, III — Уитленд; месторождения: и — нефтяные, к — газовые, л — газонефтяные. Антиклинальные зоны (цифры в кружках): 1 — Биг-Сноуи, 2 — Поул-Крик, 3 — Юман-Покет, 4 — Шоумат, 5 — Биг-Кули, 6 — Девис-Бейсин, 7 — Кэт-Крик, 8 — Хоук; 9 — ареал зон нефтегазоаккумуляции Суматра. Месторождения: 1 — Вест-Кэт-Крик; 2 — Мосби; 3 — Ист-Кэт-Крик; 4 — Реттлснейк-Бьютт; 5 — Девис-Бейсин; 6 — Биг-Уолл; 7 — Гейдж; 8 — Делфиа; 9 — Хоук; 10 — Мелстон; 11 — Наггет-Пойнт; 12 — Кег-Кули; 13 — Айванхо; 14 — Бренсфил; 15 — Суматра; 16 — Гайавата; 17 — Уид-Крик; 18 — Вулф-Спрингс; 19 — Юманс-Рок; 20 — Мад-Крик; 21 — Биг-Кули; 22 — Сикс-Шептер; 23 — Норт-Лейк-Бейсин; 24 — Лейк-Бейсин; 25 — Уоссер; 26 — Дин-Доум; 27 — Роско-Доум.

Кэт-Крик. Купол Биг-Сноуи сочленяется со сводом Литл-Белт узкой седловиной, купол Поркьюпайн — через седловину с зоной сбросов Фромберг (рис. 16).

В этих границах бассейн Крейзи-Бул-Маунтинс сложен с поверхности маломощной толщей (до 150 м) палеоценовых отложений, подстилаемых андезитами и туфами. Меловые отложения мощностью свыше 2100 м сложены песчаниками и аргиллитами. Нижезалегающие юрские (240 м), триасовые (120 м) и палеозойские породы (до 1600 м) представлены чередующимися песчаниками, аргиллитами, известняками, реже доломитами. Палеозойские отложения залегают на слабометаморфизованных карбонатно-терригенных породах протерозоя.

В структуре НГБ выделяются следующие основные элементы.

1. Впадина Бул-Маунтинс, расположенная на северо-востоке бассейна. Она имеет крутое внешнее крыло, осложненное узкой антиклинальной зоной Кэт-Крик. Южная граница впадины рассечена серией разрывов, образующих зону Лейк-Бейсин, пересекающую в субширотном направлении почти весь бассейн.

2. Впадина Уитленд, расположенная на северо-западе бассейна и примыкающая по разлому крутым крылом к его обрамлению (сводам Биг-Сноуи и Литл-Белт).

3. Поднятие Крейзи, занимающее западный угол бассейна, характеризуется неглубоким залеганием фундамента. В средней части прорвано интрузией.

4. Впадина Рид-Маунтинс, расположенная на юге бассейна, ограниченная с севера сбросовой зоной Лейк-Бейсин.

Нефтегазоносны в бассейне песчаники мелового (четыре продуктивные свиты), юрского, пенсильванского (три продуктивные свиты), миссисипского возраста и известняки миссисипского возраста. Наибольшие выявленные запасы нефти содержатся в пермских и пенсильванских отложениях. Газоносность бассейна приурочена преимущественно к меловым породам.

В бассейне выявлено более 25 нефтяных месторождений и 15 газовых, связанных с брахиантиклиналями. Залежи нефти и газа большей частью пластовые сводовые, на восьми месторождениях выявлены стратиграфически и литологически экранированные залежи.

Большая часть месторождений расположена в северной приподнятой части впадины Бул-Маунтинс. Здесь находятся три антиклинальные зоны и один ареал зон нефтегазоаккумуляции. Зона нефтегазоаккумуляции Кэт-Крик, расположенная на одноименной антиклинали, содержит несколько нефтяных месторождений (Вест-Кэт-Крик, Мосби, Ист-Кэт-Крик и др.).

Зона Девис-Бейсин находится несколько южнее и параллельно первой зоне. Она включает нефтяные месторождения Девис-Бейсин, Биг-Уолл и др.

На юго-востоке впадины Бул-Маунтинс прослеживается антиклинальная зона нефтегазоаккумуляции Хоук, содержащая восемь нефтяных месторождений (Делфиа, Вулф-Спрингс, Гейдж и др.) с продуктивными отложениями юрского и пенсильванского возраста.

Ареал зон нефтегазоаккумуляции Суматра содержит более 10 нефтяных месторождений, в том числе Бренсфил, Суматра, Гайавата и др.

Во впадине Рид-Маунтинс выявлено несколько групп нефтяных и газовых месторождений как на юге (нефтяные месторождения Макки-Доум, Моссер-Доум, газовые Дин-Доум, Роско-Доум и др.), так и на севере, на склоне поднятия Биг-Кули (нефтяные Лейк-Бейсин, Мад-Крик, Юманс-Покет, газовые Норт-Лейк-Бейсин, Сикс-Шептер, Биг-Кули и др.).

Выявленные залежи нефти и газа находятся в интервале глубин 350—2000 м.

Нефтегазоносный бассейн Паудер-Ривер

НГБ Паудер-Ривер заключен в межгорной впадине, ограниченной с востока поднятием Блэк-Хилс, с запада горами Биг-Хорн и расположенным на их продолжении плоским межбассейновым поднятием Каспер. Поднятия и горы обрамляют бассейн также на юге и севере.

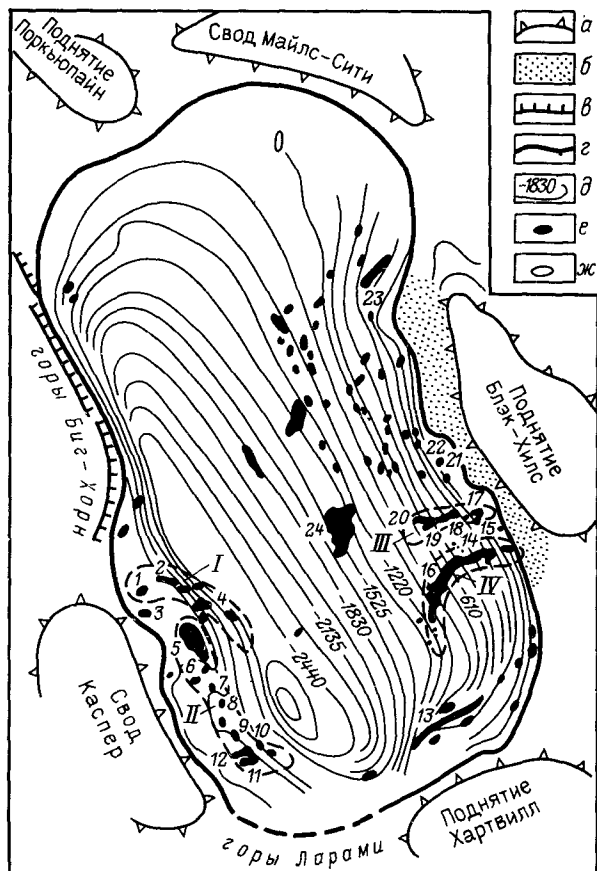


Рис. 17. НГБ Паудер-Ривер:

a — краевые своды; *b* — аконсервационная зона; *в* — разрывы; *г* — граница бассейна; *д* — изолинии глубин залегания фундамента, м; месторождения: *е* — нефтяные, *ж* — газовые. Зоны нефтегазоаккумуляции: I — Сассекс; II — Солт-Крик; III — Осейдж-Фидлер-Крик; IV — Клэретон-Скалл-Крик. Месторождения: 1 — Норт-Тайсдел; 2 — Сассекс; 3 — Шеннон; 4 — Миддоу-Крик; 5 — Солт-Крик; 6 — Типот; 7 — Норт-Сейдж-Спринг-Крик; 8 — Сейдж-Спринг-Крик; 9 — Саут-Коул-Крик; 10 — Гленрок; 11 — Саут-Гленрок; 12 — Биг-Мадди и Ист-Биг-Мадди; 13 — Ланс-Крик; 14 — Скалл-Крик; 15 — Маш-Крик; 16 — Клэретон; 17 — Осейдж-Крик; 18 — Фидлер-Крик; 19 — Хай-Крик; 20 — Лоун-Три-Крик; 21 — Торнтон; 22 — Уайкмен-Флэтс; 23 — Белл-Крик; 24 — Хилайт

Бассейн имеет резко выраженное асимметричное строение. Его западный борт крутой, осложнен системой асимметричных, сравнительно крутых складок, сильно нарушенных небольшими поперечными разрывами. Наиболее прогнутая часть бассейна, где докембрийский фундамент залегает на глубине около 5 км, смещена на юго-запад (рис. 17). Пологий восточный борт представляет собой моноклиналь, нарушенную разрывами.

Выполнен НГБ Паудер-Ривер палеогеновыми, мезозойскими и палеозойскими отложениями. Мощность образований палеозоя не превышает 600 м, представлены они терригенно-карбонатными породами с большой долей известняков в пенсильванских и миссисипских отложениях. Весь разрез изобилует перерывами. Основная часть разреза НГБ (около 3 км) сложена песчано-глинистыми породами мелового возраста, подстилаемыми с перерывом юрскими и триасовыми карбонатно-терригенными образованиями (мощность более 500 м) и перекрываемыми также с перерывом 1500-метровой толщей терригенных угленосных пород палеогена.

Нефтегазоносность бассейна ограничивается отложениями олигоценового, мелового, юрского, пермского, пенсильванского и миссисипского возраста. Основная нефтеносность связана с песчаниками меловых и пенсильванских отложений, в меньшей степени с песчаниками верхнего отдела юры и нижнего отдела перми. Соответственно большинство месторождений бассейна многозалежные.

В пределах складчатого борта НГБ достаточно хорошо прослеживаются две сопряженные зоны нефтегазоаккумуляции: Солт-Крик и Сассекс.

Зона нефтегазоаккумуляции Солт-Крик расположена на крайнем юго-западе бассейна, на сравнительно крупной террасе, обращенной в сторону наиболее прогнутой части его. Она протягивается на 75 км и включает месторождения Солт-Крик, Типот, Норт-Сейдж-Спринг-Крик и другие, приуроченные к брахиантиклиналям.

Зона нефтегазоаккумуляции Сассекс находится севернее зоны Солт-Крик и протягивается в субширотном направлении. Месторождения зоны (Норт-Тайсдел, Сассекс, Миддоу-Крик и др.) приурочены к структурным террасам и небольшим поднятиям, расположенным на северо-западном погружении террасы Солт-Крик.

В пределах обеих зон нефтеносны меловые, юрские, пенсильванские и миссисипские песчаники, а также трещиноватые известняки миссисипской системы.

Нефтяное месторождение Солт-Крик — наиболее крупное (запасы 84 млн. т) на складчатом борту бассейна. Структура его представляет собой асимметричную антиклиналь, нарушенную большим количеством небольших поперечных разрывов, длиной 32 км, шириной 8 км и высотой 480 м. Нефтеносны меловые, юрские, пермские, пенсильванские и миссисипские отложения. В интервале глубин 270—1460 м выделяется 18 продуктивных пластов. Залежи пластовые сводовые, нарушенные разрывами, а также тектонически экранированные.

В пределах платформенного борта сконцентрирована большая часть месторождений бассейна. Они связаны с относительно небольшими куполообразными поднятиями, структурными террасами, носами и с участками выклинивания коллекторов на моноклинали. Продуктивны преимущественно меловые отложения, в меньшей степени пенсильванские.

Для всего бассейна в целом характерно развитие скоплений нефти

и газа в литологически экранированных ловушках — в коллекторах, выклинивающихся на сводах поднятий (складчатый борт) и на моноклиналих (платформенный борт), а также в линзовидных ловушках — локальных и зональных (русловые тела, бары). Месторождения Биг-Мадди и Саут-Гленрок представляют собой примеры скоплений нефти в линзовидных резервуарах песчаников нижнего мела, развитых в пределах антиклинальных зон нефтегазоаккумуляции (Солт-Крик). Месторождения Белл-Крик и Хилайт содержат в песчаниках нижнего мела литологически экранированные залежи, приуроченные к моноклинали платформенного борта бассейна. Скопления нефти в русловых песчаниках известны только на платформенном борту бассейна. Так, залежь нефти в русловых песчаниках свиты Ньюкасл нижнего мела образует *зону нефтеаккумуляции Осейдж-Фидлер-Крик*, прослеживающуюся на протяжении более 40 км при ширине от 1—2 до 10 км (залежи Осейдж-Крик, Фидлер-Крик, Хай-Крик, Лоун-Три-Крик). Зона протягивается вкрест простирания моноклинали бассейна. Глубина нахождения залежей нефти меняется от 610 до 1890 м. Несколько южнее этой зоны и параллельно ей выделяется еще более протяженная зона *нефтеаккумуляции Клэретон-Скалл-Крик* ($75 \times 3 \div 5$ км; месторождения Клэретон, Маш-Крик, Скалл-Крик), также заключающая залежи в русловых песчаниках (пять пластов) свиты Ньюкасл, залегающих на глубине 100—1900 м.

НГБ Паудер-Ривер выявлен в 1888 г. открытием нефтяного месторождения Солт-Крик. В бассейне известно более 175 нефтяных и 50 газовых месторождений с залежами на глубинах, не превышающих 3500 м. Геотермический градиент в бассейне составляет 36°C/км .

Нефтегазоносный бассейн Денвер

Расположен НГБ Денвер в сравнительно крупной асимметричной впадине, прижатой на западе к Передовому хребту Скалистых гор. Восточный борт бассейна представляет собой моноклираль, полого поднимающуюся на северо-востоке на своды Чэдрон и Кембридж, на юго-востоке — на свод Лас-Анимас. На севере и юге бассейн ограничен поперечными свообразными поднятиями Хартвилл и Апишапа. Крутой борт НГБ осложнен линейно ориентированными антиклинальными зонами, нарушенными разрывами, пологий — структурными носами, террасами и небольшими куполовидными поднятиями (рис. 18).

Осадочное выполнение бассейна образовано отложениями фанерозоя мощностью не более 4500 м. Палеозойские допермские отложения представлены преимущественно карбонатными породами небольшой мощности (до 500 м), выше залегают преимущественно терригенные породы. В юрских (мощность 120 м) и верхнепермских отложениях известны угленосные пласты, в верхнепермских — соленосные и угленосные. В предгорной части бассейна большую мощность (2400 м) имеет песчано-глинистая толща, слагающая верхнюю часть меловой системы, общая мощность которой достигает 2800 м.

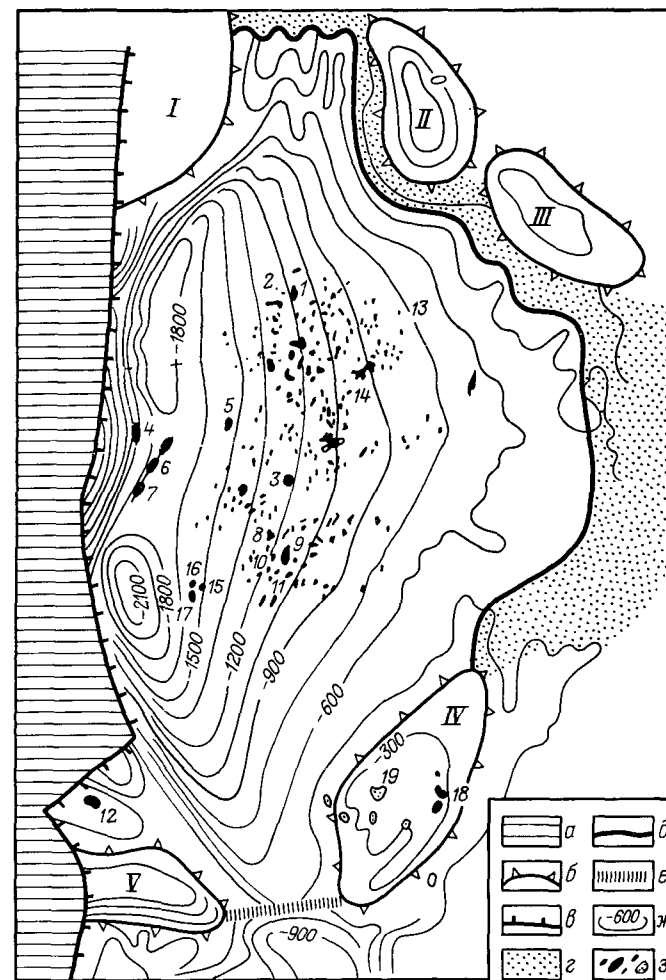


Рис. 18. НГБ Денвер:

а — Передовые хребты Скалистых гор; б — краевые своды: I — Хартвилл, II — Чэдрон, III — Кембридж, IV — Лас-Анимас, V — Апишапа; в — разломы; г — аконсервационная зона; д — границы бассейна; е — межбассейновое поднятие; ж — изолинии глубин залегания подошвы миссисиппийской системы, м; з — месторождения нефти и газа. Месторождения: 1 — Харрисберг; 2 — Стауффер; 3 — Санд-Ривер; 4 — Веллингтон; 5 — Кюта; 6 — Блэк-Хэллоу; 7 — Нью-Винозер; 8 — Адена; 9 — Литл-Бивер; 10 — Миддлэмист; 11 — Баджер-Крик; 12 — Флоренс-Каннон-Сити; 13 — Биг-Спрингс; 14 — Саут-Вест-Сидней; 15 — Пеория; 16 — Уоттенберг; 17 — Терд-Крик; 18 — Брендон; 19 — Мак-Клейв.

В бассейне выявлено свыше 900 нефтяных и более 120 газовых месторождений с залежами нефти и газа, заключенными в меловых, пермских, пенсильванских и миссисиппийских отложениях, однако большая их часть связана с серией Дакота нижнего мела и свитой Самнер раннепермского возраста. Основная часть месторождений сконцентри-

рована на платформенном борту бассейна и склонах ограничивающих его поднятий, меньшая (свыше 30) — на складчатом борту.

Месторождения платформенного борта содержат залежи главным образом литологически экранированные, связанные с зонами выклинивания песчаных пластов, развития песчаных баров и отдельных линз. Подобного типа залежи нефти и газа наиболее развиты в серии Дакота, где выделяются пять песчаных пластов (D, E, I, M, O).

Залежи в песчаных барах связаны с широкой и протяженной (100 км) полосой развития пласта D. Размеры отдельных баров $60 \times 3 \div 5$ км. Обычно в крупных барах залежи нефти (газа) занимают сводовую (выпуклую) часть. Со структурным носом связано нефтяное месторождение Санд-Ривер, где залежь нефти приурочена к бару, вытянутому в северо-западном направлении на 64 км при средней ширине 3 км. На наиболее крупном газонефтяном месторождении бассейна — Адена (запасы нефти 13,5 млн. т) — залежи приурочены к баровым накоплениям D и I.

Залежи нефти в линзовидных телах, заключенных в глинистых толщах, обычно встречаются на востоке бассейна. Наиболее крупные нефтенасыщенные линзы известны на месторождениях Стауффер и Харрисберг.

Газонефтяное месторождение Пеория представляет пример скопления нефти в русловых песках серии Дакота. Литологически замкнутая залежь нефти находится на глубине 1980—2103 м. Такой же тип залежи нефти установлен на месторождении Терд-Крик.

На склоне свода Лас-Анимас значительная роль в образовании залежей нефти и газа принадлежит палеозойским отложениям, причем и здесь большая часть скоплений углеводородов обязана ловушкам литологического ограничения. Для этой части бассейна характерна повышенная газоносность разреза.

Месторождения складчатого борта бассейна связана с антиклинальными структурами, однако и здесь большую роль в ограничении залежей играют изменения коллекторских свойств природных резервуаров.

Нефтегазоносность НГБ Денвер была установлена еще в 1862 г. открытием нефтяного месторождения Флоренс, однако второе месторождение Боулдер было открыто лишь в 1902 г.

Большая часть месторождений бассейна имеет небольшие запасы нефти и газа. Запасы нефти оцениваются в 140 млн. т и газа — в 80 млрд. м³. Залежи находятся на глубине 1000—2600 м.

На юго-западном склоне межбассейнового поднятия Кембридж выявлено 50 мелких нефтяных месторождений с суммарными запасами 150 тыс. т при глубине залегания 1200—1300 м.

§ 5. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ОРОГЕНА СКАЛИСТЫХ ГОР США

Нефтегазоносный бассейн бигхорн

НГБ Бигхорн располагается в северной части орогена Скалистых гор США. Обрамление бассейна образовано с востока и северо-востока горами Бигхорн, с юга горами Оул-Крик, с запада вулканическим плато Абсарака, с северо-запада хр. Бертут. В обрамлении на поверхность выходят докембрийские, палеозойские и мезозойские отложения.

Бассейн представляет собой впадину округлой формы с осью, вытянутой в северо-западном направлении (рис. 19). Длина впадины 190 км, ширина 140 км. Центральная часть бассейна образована палеогеновыми отложениями мощностью более 4500 м, представленными преимущественно терригенными породами с вулканогенными образованиями в кровле и мощной толщей (до 2500 м) грубозернистых (до конгломератов) пород в основании (палеоцен). Ниже с перерывом залегают терригенные породы мезозойского возраста мощностью более 2500 м. Палеозойские образования имеют сокращенный из-за многочисленных перерывов стратиграфический объем, мощность их не превышает 1300 м. В отличие от залегающих выше палеозойские отложения представлены терригенно-карбонатными толщами пород.

В НГБ Бигхорн выявлено более 100 нефтяных и 15 газовых месторождений, связанных с пологими, обычно небольшими, асимметричными брахиантиклиналями и куполами, как правило, осложненными поперечными разрывами. В меньшей степени месторождения приурочены к эрозионным выступам, образованным пенсильванскими отложениями, а также к зонам выклинивания — замещения пермских известняков аргиллитами и ангидритами, развитыми на юго-востоке бассейна.

Все месторождения бассейна расположены по его периферии и местами довольно хорошо группируются в короткие антиклинальные зоны нефтегазонакопления. Таковыми являются, например, антиклинальные зоны *Спринг-Крик*, *Литл-Буффало-Грасс-Крик* на западном борту бассейна, зоны *Бонанза-Нувуд* и *Сейдж-Крик-Франни* на восточном крыле и зона месторождений, приуроченных к выклиниванию пермских известняков. Обычно зоны нефтегазонакопления содержат два-три, реже больше месторождений.

Нефтегазоносны в бассейне отложения почти всех отделов систем разреза, однако основные запасы нефти (более 70%) сосредоточены в известняках пермской свиты Фосфория и пенсильванских песчаниках. С этими резервуарами связаны залежи нефти свыше 60 месторождений, в том числе таких крупных, как газонефтяные Элк-Бейсин (запасы нефти 70 млн. т) и Орегон-Бейсин (50 млн. т).

Значительные запасы нефти сконцентрированы в миссисипских трещиноватых известняках, а также в песчаниках верхнего мела и палеоцена. Небольшие ее запасы размещены в остальной части разреза. В целом в разрезе отложений бассейна выделяется 21 продук-

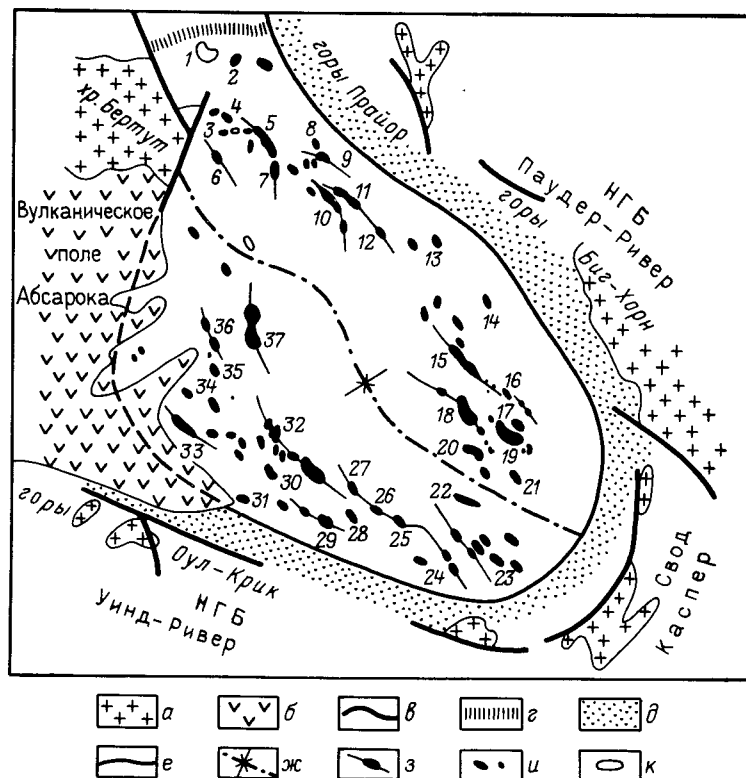


Рис. 19. НГБ Бигхорн:

а — выходы докембрийских пород; б — кайнозойские эффузивные покровы; в — разломы; г — межбассейновый раздел; д — аконсервационная зона; е — граница бассейна; ж — осевая зона бассейна; з — антиклинальные зоны; месторождения: и — нефтяные и газонефтяные, к — газовые. Месторождения: 1 — Драй-Крик; 2 — Голден-Доум; 3 — Кларк; 4 — Форк; 5 — Эл-Бейсин; 6 — Боджер-Бейсин; 7 — Саут-Эл-Бейсин; 8 — Франни; 9 — Сейдж-Крик; 10 — Гарленд; 11 — Байрон; 12 — Алкали; 13 — Кристал-Крик; 14 — Черри; 15 — Мандерсон; 16 — Бонанза; 17 — Хилден-Доум; 18 — Уорленд; 19 — Коттонвуд-Крик; 20 — Стик-Крик; 21 — Санд-Крик; 22 — Нейбер; 23 — Лей-Крик; 24 — Уорм-Спрингс; 25 — Гейбо; 26 — Литл-Санд-Крик; 27 — Голден-Игл; 28 — Уог; 29 — Гамильтон-Доум; 30 — Грасс-Крик; 31 — Дикл; 32 — Литл-Баффало-Бейсин; 33 — Форбир; 34 — Фичфорк; 35 — Спрингс-Крик; 36 — Фергюссон-Ранч; 37 — Орегон-Бейсин

тивный пласт. Обилие продуктивных пластов обусловило существование месторождений с большим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности. Так, на месторождении Эл-Бейсин в интервале глубин 300—1600 м нефтегазоносны 11 свит мезозойского и палеозойского возраста, на месторождении Орегон-Бейсин (230—1250 м) — восемь свит.

Месторождение Коттонвуд-Крик (длина 6,4 км, ширина 4 км) содержит на глубине 2000 м типичную литологически экранированную залежь в известняках свиты Фосфория. В карбонатных резервуарах обычно содержатся массивные залежи.

Нефтегазоносность бассейна изучена лишь до глубины 2500—3000 м. Газовые и газонефтяные залежи концентрируются обычно в верхней части продуктивного разреза месторождения. Для попутного газа характерно высокое содержание сероводорода.

Первые нефтяные месторождения (Грейбалл, Гарленд) открыты в 1906—1907 гг. Разведанные запасы нефти составляют 510 млн. т газа — 70 млрд. м³.

Нефтегазоносный бассейн Уинд-Ривер

Межгорная впадина, заключающая одноименный НГБ, расположена между горными сооружениями Уинд-Ривер, Оул-Крик, Суитуотер. На северо-востоке НГБ Уинд-Ривер сочленяется с бассейном Паудер-Ривер через поднятие Каспер.

Бассейн имеет асимметричное строение. Его наиболее прогнутая часть прижата к северному краю впадины. Весь бассейн осложнен системой продольных надвигов различной протяженности и амплитуды. Взброшенные крылья надвигов сопровождаются антиклинальными зонами с отдельными небольшими (4×2 км) брахиантиклиналями, обычно асимметричными, нарушенными сбросами и взбросами. Преднадвиговые зоны представляют собой синклинали (рис. 20).

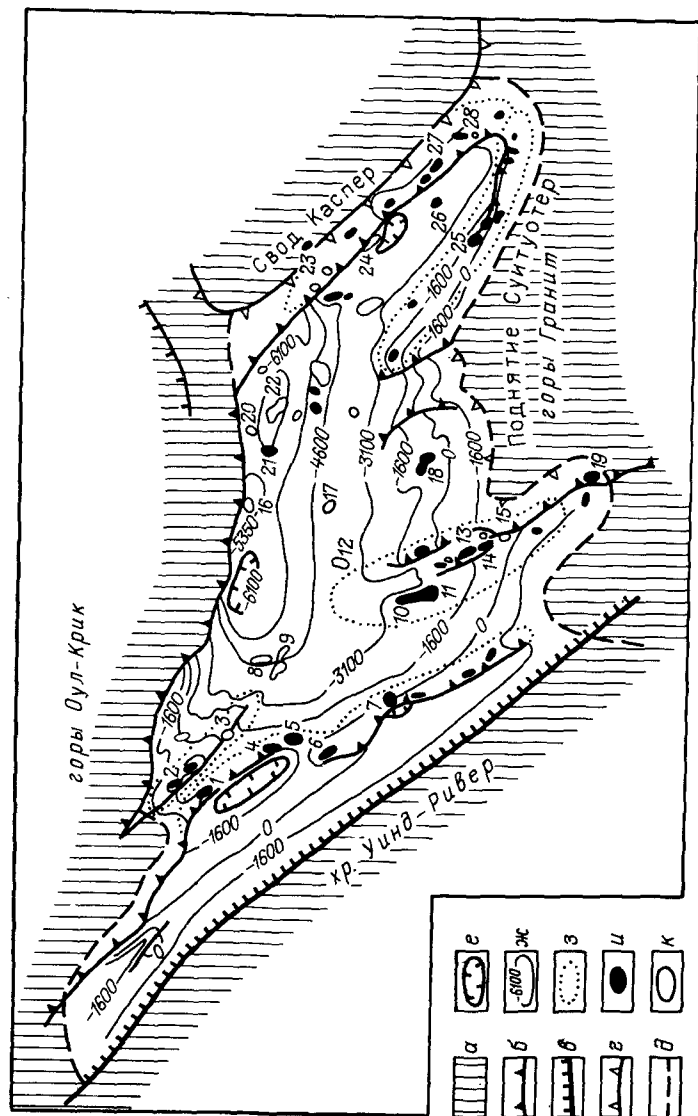
В строении бассейна принимают участие три разнородных осадочных комплекса: верхний — наиболее мощный (до 10 км), образованный терригенными отложениями палеогенового и мелового возраста; средний — юрско-триасовый мощностью до 900 м, терригенный, с большой долей красноцветных пород и пачкой ангидритов (до 70 м) в средней юре; нижний — палеозойский, сложенный терригенно-карбонатными породами мощностью 650—1260 м. На поднятии Каспер из разреза полностью выпадают кайнозойские, девонские, силурийские и ордовикские отложения.

Нефтегазоносность бассейна Уинд-Ривер охватывает все системы фанерозойских отложений, за исключением девонских и более древних отложений палеозоя. Основные запасы нефти и газа связаны с палеоценовыми, верхнемеловыми, нижнемеловыми и пермскими отложениями.

В бассейне наблюдается довольно хорошо выраженная дифференциация в распределении нефтяных (и газонефтяных) и чисто газовых месторождений. Последние развиты преимущественно в пределах средней части северо-восточной периферии бассейна, т. е. на месте развития максимальных мощностей отложений. Газовые залежи сконцентрированы в основном в эоценовых, палеоценовых и верхнемеловых отложениях (месторождения Мадди-Ридж, Павильон, Пойсон-Крик и др.). Газовые месторождения имеют сравнительно небольшие запасы (до 15 млрд. м³). Залежи газа связаны с литологически и стратиграфически экранированными типами резервуаров.

Нефтяные месторождения размещены вдоль юго-западного и южного бортов бассейна, где они группируются в несколько разбросанных

Рис. 20. НГБ Уинд-Ривер:



ареалов зон нефтенакопления, так или иначе связанных с надвиговыми дислокациями. Наиболее протяженный *ареал зон Стимбоат-Бьютт-Сейдж-Крик* включает не менее 15 нефтяных месторождений, в том числе Ролф-Лейк, Стимбоат-Бьютт, Пайлот-Бьютт и др.

На юго-востоке выделяется *ареал*, состоящий из двух зон *нефте-накопления* (и нескольких отдельных месторождений): *Айрон-Крик*, приуроченной к взброшенной части надвига и насчитывающей более пяти месторождений нефти (Пойсон-Слайдер, Айрон-Крик и др.), и *Грайв*, расположенной юго-западнее зоны Айрон-Крик вне надвиговой дислокации, также содержащей более пяти нефтяных месторождений (Грайв, Шрейдер-Флэтс и др.). На юге бассейна находится *ареал зон Бивер-Крик*, состоящий из трех зон нефтегазоаккумуляции. Крайние *северо-восточная* и *юго-западная* зоны нефтегазоаккумуляции связаны с антиклинальными зонами, размещенными в надвинутых крыльях надвиговых зон.

Между надвиговыми зонами находится антиклинальная зона *Санд-Дро*, содержащая более пяти нефтяных месторождений (Биг-Санд-Дро, Саут-Биг-Санд-Дро и др.) и одно газовое (Лонг-Крик).

В НГБ Уинд-Ривер выявлено свыше 70 нефтяных месторождений и 50 газовых со сравнительно небольшими запасами (нефть до 12 млн. т). Нефтяные залежи находятся в интервале глубин 290—3370 м, газовые — преимущественно на глубине 1300—2800 м. Нефтегазоносность бассейна была установлена еще в 1884 г., когда на глубине 90 м на месте асфальтового покрова была вскрыта небольшая нефтяная залежь в песчаниках триасового возраста.

Нефтегазоносный бассейн Грин-Ривер

Сравнительно крупный НГБ Грин-Ривер расположен между горными сооружениями Уинд-Ривер и Уинта. Западная граница бассейна образована обширным поясом надвигов и сбросов Вайоминга, восточная часть которого нефтегазоносна и входит в состав бассейна. На востоке бассейн ограничивается аконсервационной зоной на месте меридионально вытянутого свода Роулинс. Южная граница бассейна хорошо выражена лишь на западе, где она проходит по надвигам и сбросам северного склона гор Уинта, на востоке НГБ Грин-Ривер сочленяется на небольшом участке с НГБ Уинта-Пайсенс через небольшое погребенное поднятие, отделяющее впадину Сандуош от впадины Пайсенс. На севере бассейн ограничен надвигами и взбросами южных склонов гор Уинд-Ривер (рис. 21).

Структура бассейна характеризуется сильной расчлененностью. В его пределах выделяются три впадины: на западе впадина Бриджер, на северо-востоке — Грейт-Дивайд, на востоке — Уошоки, на юго-востоке — Сандуош. Впадина Бриджер отделена от впадины Грейт-Дивайд крупным меридионально вытянутым поднятием Рок-Спрингс, в наиболее приподнятой части которого развиты небольшие интрузии.

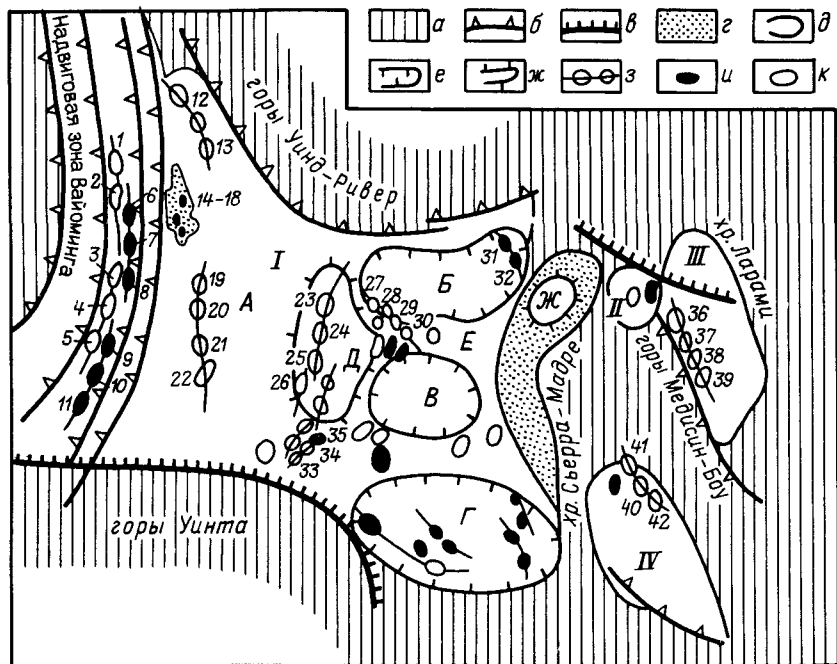


Рис. 21. НГБ Грин-Ривер (I), Ханна-Ларами (II, III) и Норт-Парк (IV):

а — горное обрамление бассейнов; б — надвиги, взбросы; в — сбросы; г — аксонерационная зона; д — границы бассейнов; е — впадины, прогибы; А — Бриджер, Б — Грейт Дивайд, В — Ушоки, Г — Сандоуш; ж — своды; Д — Рок-Спрингс, Е — Уамсаттер, Ж — Роулинс; з — зоны нефтегазоаккумуляции; месторождения: и — нефтяные, к — газовые. Месторождения: 1 — Картер-Крик; 2 — Уитни-Каньон; 3 — Эванстон; 4 — Йеллоу-Крик; 5 — Аншу-Ранч; 6 — Рикман-Крик; 7 — Клар-Крик; 8 — Пейнтер-Резервуар; 9 — Пайнвью; 10 — Эсмхорн; 11 — Лоджнот-Крик; 12 — Мена; 13 — Доунз; 14 — Биг-Пайн; 15 — Тип-Топ-Челлоу; 16 — Сэдл-Ридж; 17 — Норт-Ла-Бардж; 18 — Беч-Крик; 19 — Эмигрант-Спрингс; 20 — Оупеа; 21 — Мокса; 22 — Черч-Батс; 23 — Норт-Бакстер-Бейсин; 24 — Мидл-Бакстер-Бейсин; 25 — Саут-Бакстер-Бейсин; 26 — Литл-Уорм-Крик; 27 — Вест-Дезерт-Спрингс; 28 — Плейа; 29 — Дезерт-Крик; 30 — Арч; 31 — Лост-Солджер; 32 — Уэри; 33 — Шугер-Лоаф; 34 — Вест-Гайавата; 35 — Гайавата; 36 — Биг-Мадисон-Бой; 37 — Рок-Ривер; 38 — Даттон-Крик; 39 — Квилли; 40 — Канадиан-Ривер; 41 — Баттлшип; 42 — Норт-Мак-Каллем.

Поднятия образовались в послезооценовое время. Впадины Грейт-Дивайд и Ушоки разделены седловиной Уамсаттер.

Мощность отложений, выполняющих бассейн, максимально составляет 5700 м, из них на долю палеозойских карбонатно-терригенных отложений приходится 1200 м, на долю мезозойских и палеогеновых — 4500 м. Меловые и палеогеновые образования представлены терригенными породами, угленосными в разрезе палеоцена. Среди юрских и триасовых преимущественно терригенных пород встречаются известняки, доломиты, а также гипсы и ангидриты.

В бассейне выявлено более 80 нефтяных и 130 газовых месторождений с залежами в отложениях эоцена, палеоцена, мела, юры, триаса, перми, пенсильвания, миссисипия и кембрия. Для отложений эоценового, палеоценового и мелового возраста характерна повышен-

ная газоносность, для палеозойских — нефтеносность. Большая часть коллекторов нефти и газа представлена песчаниками, причем в палеогеновых и меловых отложениях они часто образуют линзы или песчаные тела различной формы, развитые в зонах выклинивания и несогласного залегания. В юрских и пенсильванских породах продуктивны также известняки.

Доля запасов чисто газовых и конденсатногазовых скоплений в общей сумме запасов углеводородов в бассейне составляет около 30%. Имеются чисто газоносные зоны. Нефтяные и газовые месторождения бассейна наиболее часто связаны с валлообразными зонами. Зоны содержат от 3 до 10 месторождений. Во впадине Бриджер прослеживаются две наиболее крупные антиклинальные зоны субмеридионального простирания: Мокса на юге и Биг-Пайн-Ла-Бардж в средней части впадины. Первая — зона газонакопления (месторождения Эмигрант-Спрингс, Дупел, Мокса и др.), содержит залежи газа в отложениях мелового и палеозойского возраста, во второй — зоне нефтегазоаккумуляции (месторождения Биг-Пайн, Тип-Топ-Челлоу, Сэдл-Ридж и др.) — нефть и газ имеются в отложениях палеозойского, мелового и эоценового возраста. В зоне находится наиболее крупное газовое месторождение бассейна — Биг-Пайн (79 млрд. м³) — с залежами в породах эоцена и мела.

На западном крыле поднятия Рок-Спрингс располагается зона газонакопления Бакстер (месторождения Норт-Бакстер-Бейсин, Мидл-Бакстер-Бейсин, Саут-Бакстер-Бейсин и др.).

На стыке поднятия Рок-Спрингс и впадины Грейт-Дивайд находится зона газонакопления Дезерт (Уэст-Дезерт-Спрингс, Плейа, Дезерт-Крик и др.), в которой месторождения газа связаны со структурными носами, террасами. Залежи часто литологически экранированные (песчаные бары) и стратиграфически экранированные, содержатся в отложениях палеоцена и верхнего мела. На южном склоне поднятия Рок-Спрингс выделяются параллельно расположенные антиклинальные зоны, в которых нефтяные и газовые залежи связаны как с антиклинальными поднятиями, так и с зонами выклинивания и несогласного залегания.

Две антиклинальные зоны с нефтяными месторождениями находятся во впадине Сандоуш. Нефтеносны песчаники эоцена, палеоцена и верхнего мела.

На крайнем северо-востоке впадины Грейт-Дивайд прослеживается зона нефтеаккумуляции Лост-Солджер, содержащая одноименное наиболее крупное в бассейне месторождение нефти (запасы 22 млн. т). Известные здесь месторождения содержат залежи нефти в верхнемеловых, пенсильванских, миссисипских и кембрийских отложениях. Имеется также несколько небольших зон нефтеаккумуляции, расположенных на севере средней части впадины. Залежи нефти здесь заключены в песчаных линзах с литологически экранированными (палеоген, верхний мел, юра) и стратиграфически экранированными типами ловушек (палеоген).

Помимо перечисленных зон нефтегазонакопления в бассейне известны отдельные месторождения и небольшие группы. В целом площадь зон нефтегазонакопления и структур отдельных месторождений занимает около 50% всей территории бассейна.

Залежи нефти и газа бассейна находятся в интервале глубин 200—3000 м, причем газовые залежи занимают верхнюю часть этого интервала.

Особое положение в бассейне занимает сложно дислоцированный пояс надвигов Вайоминга, в пределах которого открыто более 40 нефтяных и газовых месторождений. Пояс состоит из шести надвиговых зон общей шириной до 100 км и с амплитудой горизонтального перемещения от 50 км на западе до 100 км на востоке. Нефтегазоносны первые с востока четыре надвиговые зоны шириной около 70 км. В 1940—1942 гг. в крайней восточной надвиговой зоне были открыты два нефтяных месторождения, однако из-за малых запасов нефти разработка их вскоре была прекращена. Позднее (с 1970 г.) во второй зоне было открыто 11 месторождений нефти и газа, в третьей зоне — одно газовое месторождение. Нефтяные месторождения оказались приуроченными к двум коротким, сложно построенным антиклинальным зонам, каждая из которых содержит по три месторождения: на севере зона *нефтегазонакопления Рикман-Крик* с месторождениями Рикман-Крик, Клар-Крик и Пойнтер-Резервуар, на юге зона *нефтегазонакопления Пайнвью* с месторождениями Пайнвью, Эмсхорн и Лодж-поул-Крик. Пять газовых месторождений (Картер-Крик, Уитни-Каньон, Эванстон, Йеллоу-Крик, Аншуц-Ранч) приурочены к антиклинальной зоне, расположенной западнее зон нефтегазонакопления, — к зоне *газонакопления Картер-Аншуц*. Месторождения Картер-Крик, Уитни-Каньон содержат 150 млрд. м³ газа и 16 млн. т нефти.

Залежи нефти и газа большей частью находятся в аллохтонной части надвигов, но имеются и в автохтоне (например, на месторождении Уитни-Каньон). Продуктивны песчаники и известняки юрского и пермского возраста, песчаники мелового и известняки триасового, пермского, пенсильванского, девонского и ордовикского возраста на глубине 800—4855 м (месторождения Картер-Крик и Уитни-Каньон).

Запасы НГБ Грин-Ривер в целом составляют 300 млн. т нефти, 460 млрд. м³ газа. Геотермический градиент всего бассейна 25—29° С/км.

Нефтегазоносные бассейны Ханна-Ларамии и Норт-Парк

Оба бассейна расположены в краевой восточной части орогена Скалистых гор и вытянуты в субмеридиональном направлении. Более крупный и севернее расположенный бассейн Ханна-Ларамии на востоке обрамлен меридионально простирающимся хр. Ларамии, на западе — горами Медисин-Боу (на юге) и Суит-Уотер (на севере); небольшой бассейн Норт-Парк обрамлен на востоке хр. Парк-Рейндж, на западе — Передовым хребтом.

Оба бассейна в отличие от рассмотренных выше характеризуются значительной дислоцированностью слагающих их отложений. В пределах бассейнов развиты достаточно хорошо выраженные антиклинали, часто нарушенные сбросами и ориентированные как в субмеридиональном (преимущественно), так и в субширотном направлении.

Разрезы отложений, выполняющих бассейнов Уинд-Ривер и Грин-Ривер, близки к разрезам прилегающих бассейнов Ханна-Ларамии и Норт-Парк, близки к разрезам уменьшенной мощностью палеозойских отложений (до нескольких сот метров) и большой мощностью верхнемеловых образований на западе бассейна Ханна-Ларамии.

НГБ Ханна-Ларамии характеризуется асимметричным строением. Его восточная часть (Ларамии) сформирована отложениями, мощность которых не превышает 3—4 км, а в западной части (Ханна), представляющей собой отходящий на запад залив, мощность мезозойских и кайнозойских отложений превышает 10 км.

В бассейне Ханна-Ларамии продуктивны отложения мелового, юрского и пенсильванского (известняки) возраста, в бассейне Норт-Парк — отложения мела и юры.

В НГБ Ханна-Ларамии известно свыше 20 нефтяных и несколько газовых месторождений. Газовые залежи заключены преимущественно в отложениях мела. Месторождения довольно хорошо группируются в короткие антиклинальные зоны. Залежи нефти и газа находятся в интервале глубин 400—2000 м.

В НГБ Норт-Парк выявлено несколько небольших по запасам нефтяных месторождений, связанных с брахиантиклиналями. Залежи нефти расположены на глубине 550—2150 м.

Нефтегазоносный бассейн Уинта-Пайсенс

Расположенный южнее НГБ Грин-Ривер крупный по размерам (350 × 200 км) НГБ Уинта-Пайсенс отделен от первого широтным ориентированным блоком гор Уинта. Южное его обрамление образовано сложно построенной системой поднятий: на западе — горных сооружений Салт и Сан-Рафаэль, на востоке — Анкомпагре северо-западного простирания. Западная меридиональная граница бассейна определяется южным продолжением системы надвигов и разрывов Вайоминга бассейна Грин-Ривер (горы Уосатч), восточная — поднятием Уайт-Ривер и сбросами далекого склона поднятия (хребта) Саватч и гор Уинта (рис. 22).

Меридионально вытянутым погребенным поднятием Дуглас-Крик (зона газонакопления), идущим на соединение с внебассейновым поднятием Анкомпагре, рассматриваемый бассейн разделен на две части: западную, большую, — впадина Уинта, и восточную — впадина Пайсенс.

Северное крыло впадины Уинта, прилегающее к блоку гор Уинта, крутое, с углами падения слоев до 80°, южное крыло пологое (2—8°), осложнено меридиональным выступом, расположенным на северном про-

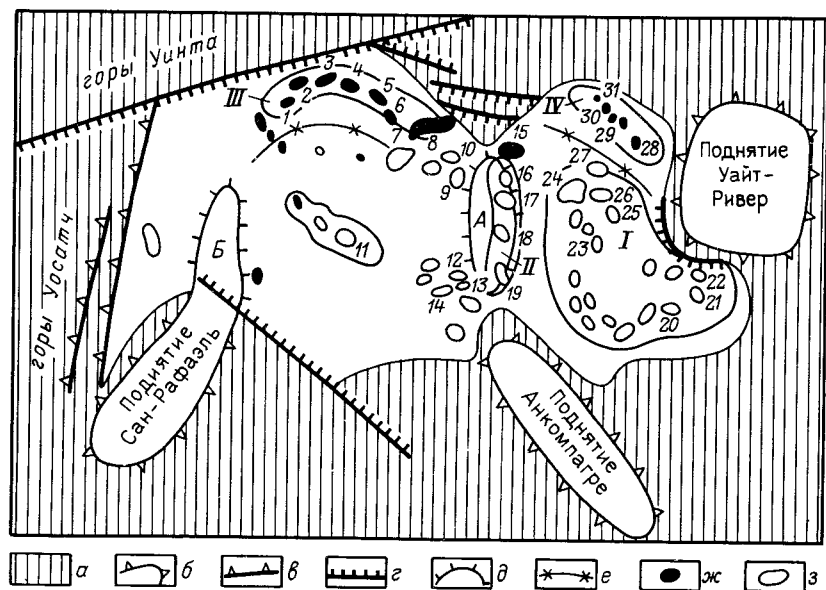


Рис. 22. НГБ Уинта-Пайсенс:

а — горное обрамление бассейна; б — краевые поднятия; в — надвиги; г — сбросы, разрывы; д — внутренние поднятия: А — Дуглас-Крик, Б — Сан-Рафаэль; е — наиболее прогнутые части бассейна; месторождения: ж — нефтяные, з — газовые.

I — ареал зон Пайсенс; зоны нефтегазонакопления: II — Дуглас-Крик, III — Блубел, IV — Денфоос-Хилс.

Месторождения: 1 — Сидар-Рим; 2 — Алтамонт; 3 — Блубел; 4 — Рузвельт; 5 — Эшли-Валли; 6 — Бреннан-Ботемс; 7 — Ред-Уотер; 8 — Биттер-Крик; 9 — Кауфман-Каньон; 10 — Чепита-Уэлс; 11 — Петерс-Пойнт; 12 — Сан-Эррой; 13 — Вест-Уотер; 14 — Бэр-Икс; 15 — Рейнджли; 16 — Норт-Дуглас-Крик; 17 — Дуглас-Крик; 18 — Твин-Бате; 19 — Гамеза; 20 — Бацет; 21 — Дивайд-Крик; 22 — Норт-Вест-Дивайд-Крик; 23 — Уиллоу-Крик; 24 — Иквити; 25 — Саут-Пайсенс-Крик; 26 — Пайсенс-Крик; 27 — Уайт-Ривер; 28 — Вилсон-Крик; 29 — Маудлин-Галч; 30 — Денфоос-Хилс; 31 — Норт-Денфоос-Хилс.

должении блока гор Сан-Рафаэль. Максимальное погружение фундамента впадины Уинта — около 13 км — находится в северной ее части. Впадина Пайсенс вытянута в северо-западном направлении, северо-восточное ее крыло крутое, юго-западное более пологое.

Породное выполнение бассейна включает палеозойские отложения, состоящие из толщ конгломератов кембрийского возраста (мощностью около 275 м), карбонатно-терригенных пород миссисипского и пенсильванского возраста (1265 м) и 150-метровой пачки известняков пенсильванского возраста. Мощность мезозойских отложений изменяется от 4200 до 5100 м, из которых 2400—3000 м составляют меловые угленосные терригенные породы мелового возраста; юрские отложения (мощность до 1330 м) представлены терригенными и карбонатными породами. Для триасовой системы характерны пестроцветные породы (мощность до 800 м).

Палеогеновая система и миоценовый отдел слагаются внизу карбонатно-терригенными породами, сверху — терригенными. Мощность кай-

нозойских отложений меняется в широких пределах: на поднятиях они полностью отсутствуют, во впадинах их мощность достигает 6 км. Послепалеозойский разрез изобилует перерывами.

В бассейне Уинта-Пайсенс давно известны поверхностные нефтепроявления, а также крупные скопления различных твердых битумов (озокерит, гильсонит, альбертит), приуроченные к выходящим на поверхность палеогеновым отложениям (свиты Грин-Ривер и Уасатч). Запасы сланцевого масла только свиты Грин-Ривер оцениваются в несколько десятков миллиардов тонн.

Промышленная нефтеносность бассейна установлена еще в 1902 г. Залежи нефти и газа в НГБ Уинта-Пайсенс известны в отложениях эоцена, палеоцена, мела, юры, триаса, перми, пенсильванского. Большая часть коллекторов представлена песчаниками, причем в отложениях эоценового, мелового и юрского возраста они имеют линзовидное строение. Песчаники подошвы мела часто заполняют эрозионные выемки в рельефе кровли юрских отложений. Продуктивны известняки эоценового и верхнепермского возраста.

Обилие перерывов, линзовидный характер коллекторов, сильное колебание мощности отдельных свит, вплоть до полного выклинивания в краевых частях бассейна, обусловили значительное развитие в бассейне ловушек литологически экранированного типа. Находящиеся в них скопления нефти иногда объединяются в зоны, соответствующие зонам выклинивания.

Основными и сравнительно хорошо выраженными в бассейне являются следующие зоны и ареалы зон нефтегазонакопления.

В зоне нефтенакопления Блубел, расположенной на севере впадины Уинта, нефтяные месторождения Алтамонт, Блубел, Рузвельт, и другие приурочены к структурным носам и террасам, осложняющим бортовую моноклинали. Исключение составляет месторождение Эшли-Валли, связанное с антиклиналью. Залежи нефти преимущественно литологически экранированные, находятся в отложениях эоцена, позднего мела, в меньшей степени — пенсильванского и миссисипского.

Антиклинальная зона нефтенакопления Денфоос-Хилс находится на севере впадины Пайсенс, характеризуется большим стратиграфическим диапазоном нефтеносности (мел, юра, триас, пенсильванский). Среди залежей нефти известны пластовые сводовые и литологически экранированные. В этой зоне расположены месторождения нефти Вилсон-Крик, Маудлин-Галч, Денфоос-Хилс и др.

Ареал зон газонакопления Пайсенс расположен в пределах одноименной впадины. Месторождения тяготеют к зонам выклинивания на склонах впадины, осложненным структурными носами, террасами, реже замкнутыми поднятиями. В группе месторождений, находящихся на севере впадины (Пайсенс-Крик, Саут-Пайсенс-Крик, Уайт-Ривер), газоносны эоценовые и палеоценовые отложения, в южных месторождениях (Бацет, Дивайд-Крик, Норт-Вест-Дивайд и др.) — верхнемеловые, реже эоценовые.

Зона газонакопления Дуглас-Крик содержит 10 газовых месторож-

дений (Драгон-Трейл, Дуглас-Крик, Норт-Дуглас-Крик и др.). Продуктивны преимущественно меловые отложения.

Помимо описанных зон известны две группы газовых месторождений. В одной из них, расположенной на востоке впадины Уинта (месторождения Биттер-Крик, Кауфман-Каньон и др.), газonosны отложения верхнего мела и эоцена. Месторождения второй группы — на юго-востоке впадины (Сан-Эррой, Вест-Уотер, Бэр-Икс и др.) — содержат залежи литологически экранированного типа. Небольшие группы нефтяных месторождений известны на западе впадины Уинта. На северном погружении поднятия Дуглас-Крик находится наиболее крупное месторождение бассейна — Рейнджли (запасы нефти 90 млн. т). Размеры его 32×12 км. В интервале глубин 150—2000 м выделяются пять продуктивных пластов, заключенных в отложениях мелового, триасового и пенсильванского возраста.

Нефтяные залежи НГБ Уинта-Пайсенс заключены в интервале глубин 800—4000 м, газовые — 800—1700 м, причем 90% всех запасов углеводородов связано с отложениями мела и палеогена.

Нефтегазоносный бассейн Парадокс

НГБ Парадокс занимает северо-восточную краевую часть массива Колорадо. На северо-востоке он обрамляется поднятием Анкомпагре, склон которого, входящий в бассейн, представляет собой сильно нарушенную сбросами моноклинал (складчато-сбросовый пояс Парадокс). На западе его границей служат поднятия Сан-Рафаэль (на севере) и Серкл-Клиффс (на юге). С юга в бассейн вклинивается поднятие Монумент, которое разделяет южную часть бассейна на две впадины: западную — Генри-Маунтин и восточную — Бландинг. Последняя отделяется от соседнего с юго-востока бассейна Сан-Хуан межбассейновым поднятием Фор-Корнерс (рис. 23).

Бассейн образован мезозойскими и палеозойскими отложениями максимальной мощностью около 6500 м. Обращают на себя внимание отсутствие палеогеновых отложений, малая мощность меловых (300 м), большая мощность соленосных пенсильванских отложений (до 3 км), что отличает этот бассейн от других бассейнов Скалистых гор.

Соленосная толща заключена в среднем отделе пенсильванской системы и выделяется под названием свиты Парадокс. Мощность этой толщи достигает 2500 м, состоит она из мощных пластов ангидритов, каменной соли, доломитов, известняков, аргиллитов. Каменная соль местами представляет собой мощные линзы со структурами облекания в надсолевой толще. Подошва пенсильванских отложений залегает на размытой поверхности нижнемиссисипских пород, структурный план которых отличается от такового надсолевой толщи. Из разреза палеозойских образований нижнего комплекса выпадают верхний и средний отделы миссисипской системы, нижний девон и полностью силурийская и ордовикская системы.

Нефтегазоносность бассейна охватывает отложения миссисипского,

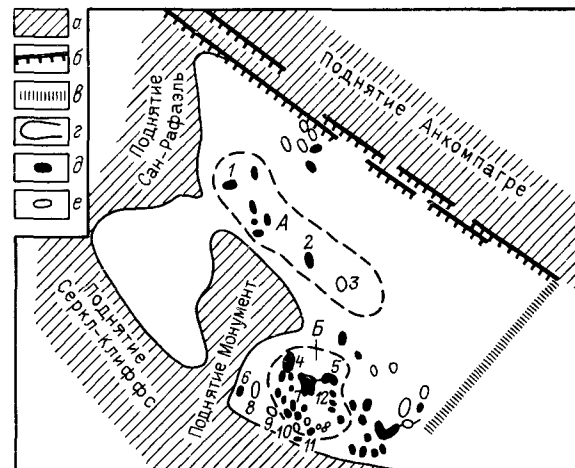


Рис. 23. НГБ Парадокс:

а — горноскладчатое обрамление бассейна; б — сбросы; в — межбассейновое поднятие Фор-Корнерс; г — границы бассейна; месторождения: д — нефтяные, е — газовые.
Ареалы зон нефтегазоаккумуляции: А — Лисбонский; Б — Бландингский.
Месторождения: 1 — Солт-Уош; 2 — Лисбон; 3 — Мак-Интейр-Каньон; 4 — Грейт-Анет; 5 — Исмей; 6 — Мексикан-Хат; 7 — Дезерт-Крик; 8 — Аках; 9 — Баундари-Бьютт; 10 — Ист-Баундари-Бьютт; 11 — Кэч; 12 — Хорешу-Верде

пенсильванского, пермского и мелового возраста. В первых двух системах коллекторами являются известняки, в частности рифовые. В меловых отложениях известны небольшие газовые залежи в песчаниках и трещиноватых аргиллитах. Пермские породы содержат продуктивные коллекторы как карбонатного, так и терригенного состава.

Основные нефтяные и газовые месторождения сосредоточены в двух ареалах зон нефтегазоаккумуляции — Лисбонском и Бландингском.

Лисбонский ареал зон, расположенный на моноклинали пояса Парадокс, характеризуется распространением подсолевых антиклинальных присбросовых структур. Залежи нефти и газа заключены в миссисипских и верхнедевонских отложениях. В Лисбонском ареале находятся нефтяные месторождения Лисбон, Солт-Уош, Мак-Интейр-Каньон и др.

Бландингский ареал зон занимает одноименную впадину. Известные здесь нефтяные месторождения (Грейт-Анет, Исмей, Дезерт-Крик и др.) связаны с выступами известняков — биогермами и биостромами пенсильванского возраста. Наиболее крупное нефтяное месторождение Грейт-Анет (запасы нефти 50 млн. т) приурочено к антиклинали длиной 17 км, шириной 4,4 км и высотой 40 м. Нефтеносны известняки свиты Парадокс.

На востоке впадины, а также на склоне поднятия Сан-Рафаэль известно несколько газовых месторождений. Всего в бассейне выявлено свыше 50 нефтяных месторождений и более 20 газовых.

Нефтегазоносный бассейн Сан-Хуан

НГБ Сан-Хуан известен крупным газовым месторождением Бланко-Месаверде, занимающим северную наиболее прогнутую часть бассейна. Начальные запасы газа месторождения оцениваются в 424 млрд. м³. Бассейн Сан-Хуан занимает сравнительно крупную округлой формы асимметричную впадину (240 × 160 км), сложенную фанерозойскими породами мощностью свыше 6 км. Крутой северо-восточный и восточный борта бассейна примыкают к поднятию Анкомпагре-Насимьенто, отделяясь от него разломами. На юго-востоке выделяется сбросовая зона Пуэрто. На северо-западе НГБ Сан-Хуан сочленяется с НГБ Парадокс через межбассейновое поднятие Фор-Корнерс. На западе он граничит с бассейном Блэк-Меса через поднятие Зуни-Дифайанс. Юго-западная большая часть бассейна представляет собой моноклинал (Чако), полого (70—80 м/км) поднимающуюся в сторону выступа фундамента Зуни (рис. 24).

Для всего разреза отложений, слагающих бассейн, характерен преимущественно терригенный состав. Известняки и доломиты известны в меловых, юрских и палеозойских отложениях лишь в виде сравнительно маломощных пачек. Обращает на себя внимание большая мощность палеогеновых и верхнемеловых образований (свыше 4 км). Мощность палеозойских отложений (в их составе отсутствуют ордовик и силур) не превышает 1200 м, триасовых, юрских и нижнемеловых — около 1100 м.

Нефтегазоносность бассейна установлена в 1911 г. Она охватывает песчаники верхнего мела, верхней юры и девона, известняки пенсильванского и миссисипского возраста, в разрезе которых выделяется около 15 продуктивных свит. Основные продуктивные толщи бассейна заключены в верхнемеловых отложениях. В бассейне выявлено свыше 80 месторождений нефти и 50 месторождений газа.

Для бассейна характерно развитие литологически экранированных и литологически замкнутых типов залежей. Крупнейшая газовая залежь месторождения Бланко-Месаверде (площадь газоносности 102 × 54 км² — 15% площади бассейна) связана с мощной (около 1 км) толщей верхнемеловых песчано-глинистых пород. Основные газоносные свиты Клифф-Хаус и Пойнт-Лукаут сложены мелко- и среднезернистыми песчаниками. Залежь газа в этих свитах залегает на глубине 1350—1950 м. Газоносные песчаные горизонты в юго-западном направлении замещаются слабопроницаемыми породами, а на севере и северо-востоке — глинами.

В других небольших газовых месторождениях залежи содержатся также в пенсильванских и миссисипских отложениях.

В свите Манкос мелового возраста выделяются баровые песчаные накопления Галлап. Они развиты в полосе шириной около 30 км, простирающейся в северо-западном направлении на 200 км. Скопления нефти в барах Галлап выявлены на 11 месторождениях, расположенных по простиранию южного борта бассейна южнее газовой залежи Бланко-Месаверде. Наиболее крупное нефтяное месторождение, залежи кото-

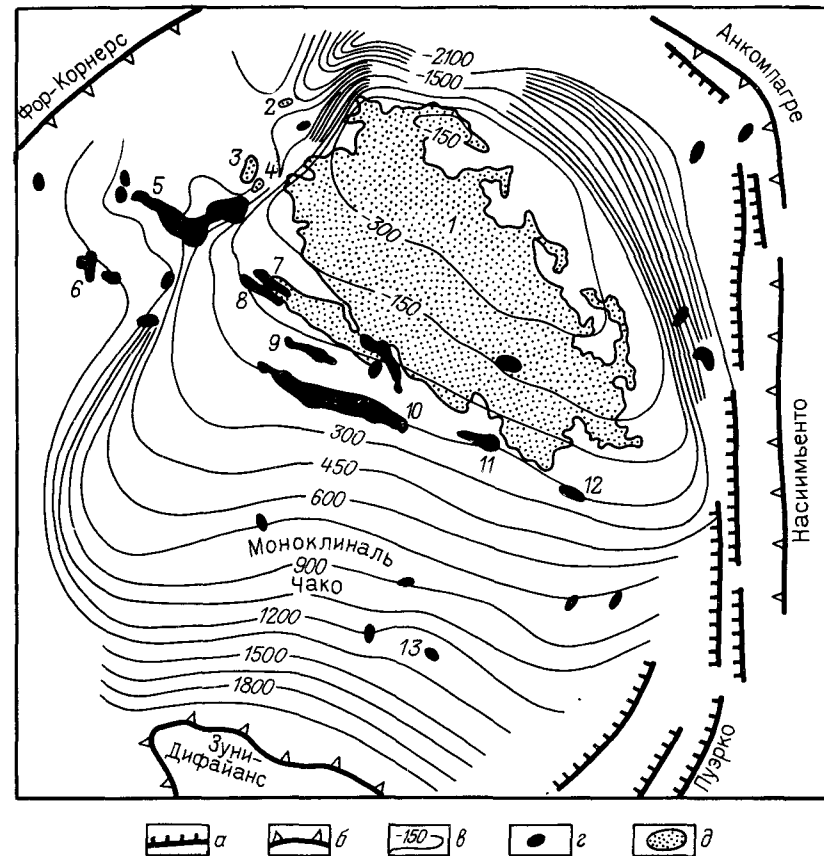


Рис. 24. НГБ Сан-Хуан:

а — разломы; б — поднятия в обрамлении бассейна; в — изогипсы подошвы меловых отложений, м; месторождения: г — нефтяные, д — газовые. Месторождения: 1 — Бланко-Месаверде; 2 — Элкелли-Галч; 3 — Баркер-Крик; 4 — Ют-Доум; 5 — Хорсшу-Верде; 6 — Раттлснейк; 7 — Тотак; 8 — Ча-Ча; 9 — Галлигаус; 10 — Бисти; 11 — Дэвилс-Форк; 12 — Этеро; 13 — Хоспер.

рого связаны с барами, — Бисти. Нефтенасыщенными являются три бара: Мэри, Хьюэфана и Керзон. Ширина бара Мэри 3 км, длина 48 км, высота 12 м; размеры бара Хьюэфано соответственно 3 км, 38 км, 9,1 м, он находится под первым баром, отделяясь от него глинистым пластом; бар Керзон с размерами 15 км × 1,5 км залегает рядом с баром Хьюэфано. С баровыми песчаниками связаны также залежи нефти месторождений Тотак, Хорсшу-Верде, Талигаус.

Литологически замкнутые залежи нефти известны в линзах песчаника Дакота (нижний мел) на нескольких небольших нефтяных месторождениях (Солт-Крик, Баркер-Крик и др.), расположенных на севере и северо-востоке бассейна. На месторождении Раттлснейк антикли-

нального строения продуктивны пенсильванские и девонские отложения. На юге бассейна в антиклинали Тадлен (на северо-восточном склоне краевого поднятия Зуни-Дифайнас) выявлено месторождение Диней-Би-Кейя, нефть которого заключена в молодой пластовой интрузии, внедрившейся в пенсильванские известняки. Скопление нефти находится на глубине 975 м.

§ 6. КРАЕВАЯ ПРИТИХООКЕАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Нефтегазоносный бассейн Кук-Инлет (зал. Кука)

Бассейн Кук-Инлет располагается на юге Аляски, где он приурочен к межгорной впадине, отчетливо вытянутой в северо-восточном направлении. Длина бассейна достигает 325 км, ширина примерно 100 км. Около 2/3 его площади покрыто водами зал. Кука. Обрамлением бассейна в пределах суши являются горные складчатые сооружения, представляющие области развития интенсивно дислоцированных метаморфических пород мезозоя. На северо-востоке он ограничен горами Талкитна, на юго-востоке — горами Кенай и Чугач (рис. 25).

Фундамент бассейна сформирован метаморфическими толщами перми — нижнего и среднего триаса.

Осадочный чехол включает два структурных этажа, разделенных поверхностью углового несогласия, — мезозойский, смятый в складки и нарушенный многочисленными разрывами, и кайнозойский с меньшей степенью дислоцированности (особенно в южной части бассейна).

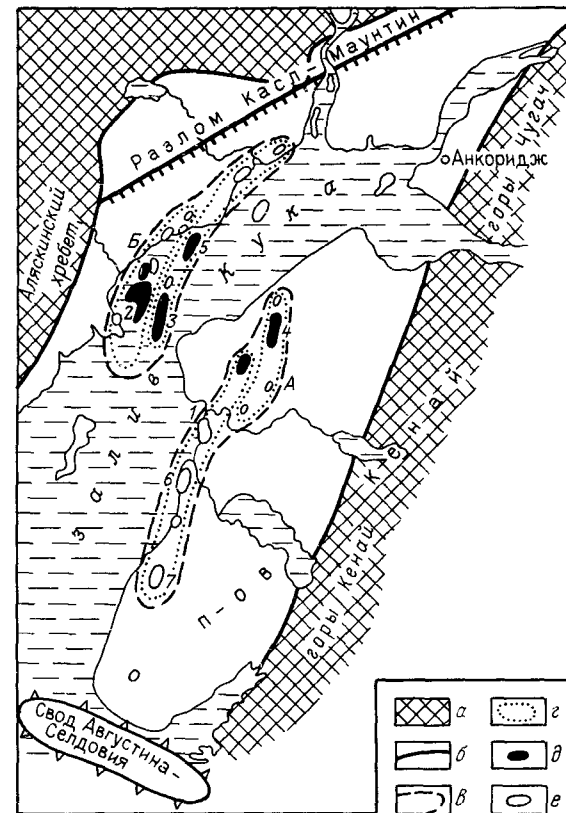
Мезозойские отложения начинаются с конгломератов, карбонатно-терригенных туфоносных пород верхнего триаса общей мощностью более 400 м. Юрские отложения представлены преимущественно терригенными породами, угленосными в среднем и верхнем отделе и туфоносными в нижнем отделе, общая мощность системы более 5 км. Меловые отложения мощностью до 3500 м образованы терригенными породами с большой долей в них грубозернистых пород и известняками неокомского возраста.

Нижний этаж участвует в строении синклиория Шелихова — Матануска, на северо-восточном погружении которого в кайнозойское время образовался грабен бассейна зал. Кука.

Кайнозойские отложения мощностью свыше 6 км образованы терригенными породами, угленосными в неогеновой части разреза. Нефтеносны отложения олигоцена и нижнего миоцена, газоносны отложения верхнего и среднего миоцена и плиоцена. В верхнем структурном этаже выделяются многочисленные локальные поднятия — брахиантиклинали, группирующиеся в линейные зоны северо-восточного простирания, в пределах которых эти поднятия располагаются кулисообразно по отношению друг к другу. Подавляющее большинство их выражено сравнительно пологими асимметричными (с более крутым западным крылом) складками, осложненными разрывами небольшой амплитуды.

Рис. 25. НГБ Кук-Инлет (зал. Кука):

а — кайнозойская складчатость, метаморфические и изверженные породы горного обрамления бассейна; б — границы бассейна; в — ареалы зон нефтегазонакопления: А — Восточный, Б — Западный; г — зоны нефтегазонакопления; месторождения: д — нефтяные и газонефтяные, е — газовые. Месторождения: 1 — Кенай; 2 — Макатур-Ривер; 3 — Мидл-Гранд-Шоал; 4 — Суонсон-Ривер; 5 — Гранит-Пойнт; 6 — Фолс-Крик; 7 — Норт-Форк



Промышленная нефтегазоносность НГБ Кук-Инлет установлена в 1957 г. открытием нефтяного месторождения Суонсон-Ривер с запасами нефти 29 млн. т. Всего в бассейне выявлено более 7 нефтяных и газонефтяных и 15 газовых месторождений, большинство с небольшими запасами нефти и газа. Наиболее крупные нефтяное месторождение Макатур-Ривер (74 млн. т) и газовое Кенай (152 млрд. м³). Месторождения располагаются главным образом в антиклинальных зонах нефтегазонакопления, входящих в состав Западного и Восточного ареалов. Все месторождения заключают залежи в сводовых ловушках, иногда осложненных разрывами. Нефтяные залежи бассейна находятся в интервале глубин 2490—3470 м, газовые — в интервале 1000—3000 м.

Нефтегазоносный бассейн Лос-Анджелес

НГБ Лос-Анджелес (рис. 26) отличается высокой нефтенасыщенностью. В пределах его, начиная с 1890 г., выявлено более 90 нефтяных месторождений, из которых 15 с извлекаемыми запасами более

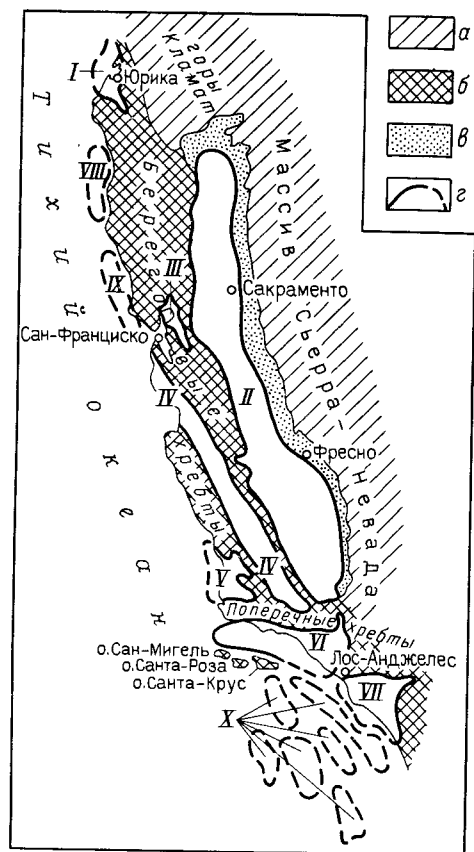


Рис. 26. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Калифорнии.

Складчатость: а — мезозойская, б — кайнозойская; в — аконсервационная зона; г — границы бассейнов.

НГБ: I — Ил-Ривер, II — Грейт-Валли, III — Сонома-Оринда-Ливермор, IV — Хаф-Мун-Салинас-Кайама, V — Санта-Мария, VI — Вентура-Санта-Барбара, VII — Лос-Анджелес; ПНГБ: VIII — Пойнт-Арена, IX — Бодега, X — шельфа Калифорнии

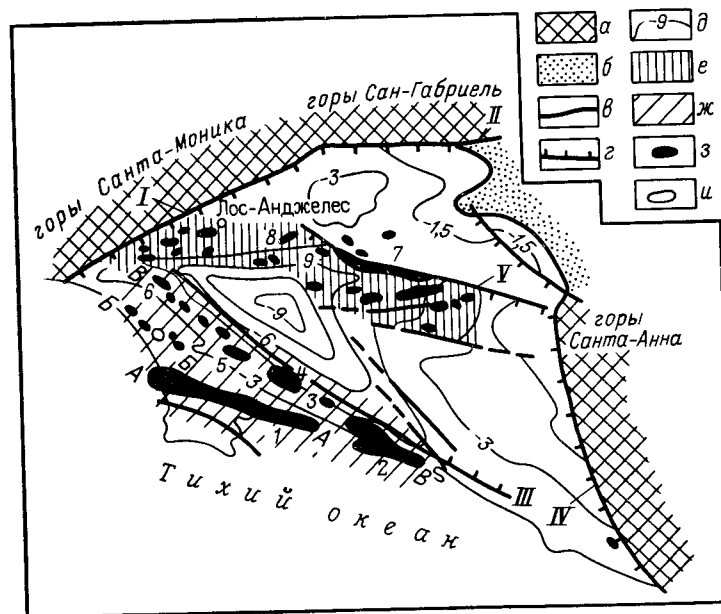


Рис. 27. НГБ Лос-Анджелес:

а — горные кайнозойские складчатые сооружения; б — аконсервационная зона; в — граница бассейна; г — разломы: I — Реймонд, II — Сан-Габриель, III — Инглюуд-Ньюпорт, IV — Кристианитос, V — Уиттер; д — изогипсы кровли фундамента, км; ареалы зон нефтегазоаккумуляции; е — Северный, ж — Юго-Западный.

Зоны нефтегазоаккумуляции: А-А — Уилмингтон-Хантингтон-Бич; Б-Б — Эль-Сегундо; В-В — Ньюпорт-Инглюуд.

Месторождения: 1 — Торранс и Уилмингтон; 2 — Хантингтон-Бич; 3 — Сил-Бич; 4 — Лонг-Бич; 5 — Домингес; 6 — Плайя-Дель-Рей; 7 — Бреа-Олинда; 8 — Монтебелло; 9 — Санта-Фе-Спрингс

15 млн. т., в том числе месторождение-гигант Уилмингтон с начальными извлекаемыми запасами нефти 321 млн. т., месторождения Лонг-Бич — 120 млн. т, Хантингтон-Бич — 140 млн. т, Санта-Фе-Спрингс — 82 млн. т. Нефтяные месторождения сосредоточены на площади, составляющей около половины площади бассейна.

Границы бассейна определяются разломами, идущими по подножию горных сооружений, обрамляющих бассейн. На севере это горы Санта-Моника и Сан-Габриель, на востоке — Санта-Ана, на юго-западе — нагорье Палос-Вердес-Хилс (рис. 27).

В строении бассейна участвуют терригенные породы позднемиоценового, палеогенового, неогенового и антропогенного возраста с максимальной мощностью 14 350 м. Около половины этой мощности приходится на неогеновые (6400 м) и антропогенные (600 м) отложения. Фундамент бассейна образован метаморфическими породами юрского возраста.

Осадочное выполнение бассейна в среднеплейстоценовое время было смято в систему складок и рассечено рядом продольных сбросов,

обычно приуроченных к антиклинальным элементам складок. Последние развиты на северном и южном бортах бассейна, с которыми и связаны все известные в бассейне месторождения нефти.

Нефтегазоносны плиоценовые, миоценовые и верхнемеловые песчаники. Небольшие скопления нефти выявлены в юрских трещиноватых сланцах фундамента (месторождения Уилмингтон, Эль-Сегундо, Плайя-Дель-Рей) и в песчаниках нижнего плейстоцена (месторождение Йорба-Линда).

Месторождения группируются в два ареала зон нефтегазоаккумуляции — Юго-Западный и Северный, разделенные центральной наиболее прогнутой частью бассейна. В Юго-Западном ареале выделяются три антиклинальные зоны: наиболее крупная по запасам зона Уилмингтон-Хантингтон-Бич, зоны Эль-Сегундо и Ньюпорт-Инглюуд. В первой зоне выделяется значительными запасами нефти месторождение Уилмингтон, приуроченное к антиклинали, расчлененной пятью разрывами меридионального простирания на несколько блоков. В плиоценовых, миоценовых и юрских отложениях в интервале глубин 760—2200 м заключены 37 сводовых залежей. Северо-восточнее протягивается

(под острым углом к первой) зона Ньюпорт-Инглвуд, прижатая к одноименному сбросу, отделяющему наиболее прогнутую часть бассейна от приподнятой юго-западной ступени, где верхний миоцен залегают непосредственно на фундаменте. Зона Ньюпорт-Инглвуд протягивается почти через весь бассейн. В ее пределах выявлены 17 нефтяных месторождений, в том числе крупные (запасы нефти свыше 100 млн. т) Лонг-Бич и Хантингтон-Бич. На месторождении Лонг-Бич нефтеносны плиоценовые, миоценовые песчаники и кристаллические сланцы юры в интервале глубин 1560—3064 м, на месторождении Хантингтон-Бич нефтеносны те же отложения в интервале 680—2020 м. Небольшая зона Эль-Сегундо содержит пять месторождений, в том числе газовое Эль-Сегундо с залежью в плиоцене и юре.

В Северном ареале зон отчетливо прослеживается зона Уиттьер, примыкающая с юга к разлому Уиттьер (месторождения Бреа-Олинда, Монтебелло и др.). Южнее располагается менее структурно выраженная зона Санта-Фе-Спрингс с одноименным крупным месторождением. Структура месторождения представляет купол с девятью залежами нефти в плиоценовых и миоценовых отложениях на глубине 900—3045 м. Имеются и другие короткие антиклинальные зоны нефтенакопления.

Залежи нефти находятся в интервалах глубин 300—3500 м, однако основные выявленные запасы нефти (60%) приурочены к интервалу 1050—1650 м.

НГБ Лос-Анджелес — один из наиболее крупных по плотности разведанных запасов нефти: более 200 тыс. т/км². Он характеризуется высокими геотермическими градиентами: на востоке бассейна 26—37° С/км, на западе 50° С/км.

Нефтегазоносный бассейн Вентура-Санта-Барбара

НГБ Вентура-Санта-Барбара находится внутри так называемых Поперечных хребтов Калифорнии и ориентирован в широтном направлении (см. рис. 26.). Значительная часть его находится в субаквальной части прол. Санта-Барбара (глубина дна до 450 м), где его западная граница определяется подошвой континентального склона. В остальной части контур бассейна определяется разломами: на севере это сбросы Санта-Инес (запад) и Сан-Габриель (восток) северо-западного простирания, на юге — сброс Санта-Моника, продолжающийся на запад через острова Санта-Крус и Санта-Роза (рис. 28). Ряд продольных и диагональных разрывов расчленяет тело бассейна на блоки.

Фундамент бассейна образован метаморфическими породами юрского возраста (францисканский метаморфический комплекс). Осадочное выполнение бассейна начинается сравнительно маломощной (1500 м) толщей пород мелового возраста, которые с несогласием перекрываются палеогеновыми отложениями мощностью около 7500 м, из которых более 4000 м приходится на эоценовый ярус. На олиго-

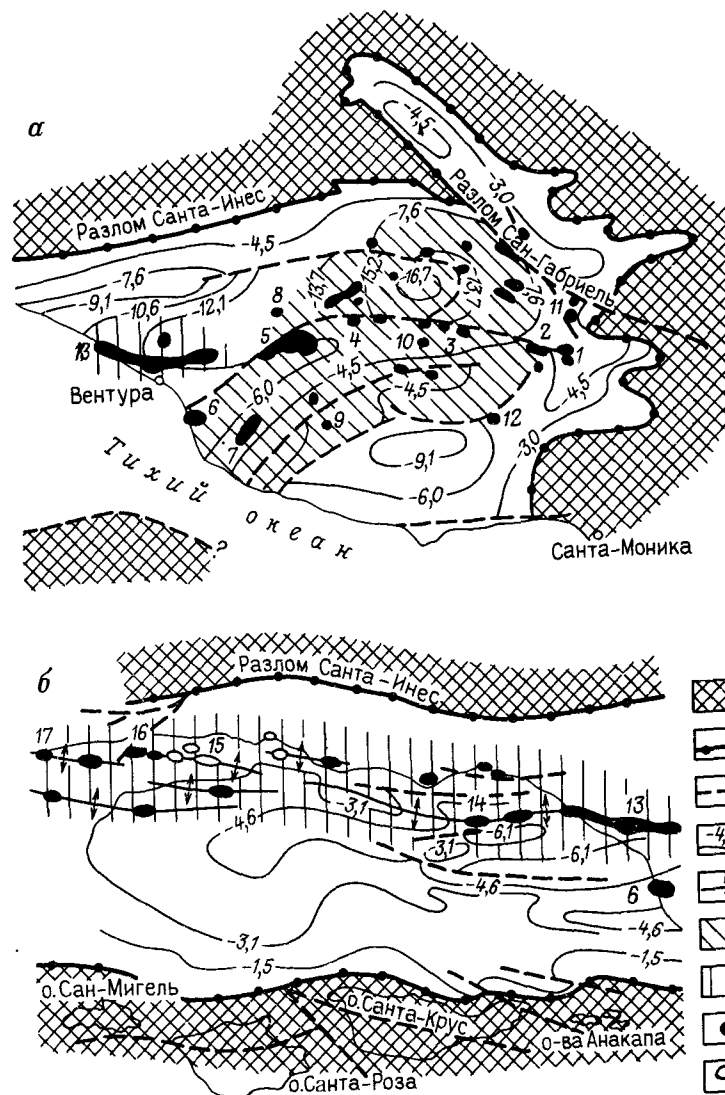


Рис. 28. НГБ Вентура-Санта-Барбара:

А — материковая часть (Санта-Барбара); Б — субаквальная часть (Вентура).
 1 — Каскенд; 2 — Алисо-Каньон; 3 — Ок-Ридж; 4 — Бардсейл; 5 — Сатикой, Вест-Маунтин, Саут-Маунтин; 6 — Вест-Монталво; 7 — Окснард; 8 — Санта-Пола; 9 — Конехо; 10 — Биг-Маунтин; 11 — Пласерита; 12 — Каног-Парк; 13 — Вентура; 14 — Дос-Куадрас; 15 — Молино; 16 — Куарта; 17 — Пойнт-Консеншен

ценовых пестроцветных породах с разрывом залегают толща кремнистых пород с включением андезитовых и базальтовых лав и туфобрекчий миоценового возраста. Залегающие выше также с несогласием породы плиоценового и антропогенового возраста имеют мощность свыше 5500 м.

В целом мощность пород, слагающих бассейн, на востоке достигает 17 км. Двумя продольными разломами эта часть бассейна разбита на три блока, из которых центральный (Санта-Клара) наиболее погружен. На западе (прол. Санта-Барбара) бассейн расчленен на небольшие ступенчато погружающиеся блоки.

Осадочное наполнение бассейна дислоцировано в систему часто хорошо выраженных протяженных складок с углами падения крыльев до 60°, осложненных разрывами.

Нефтегазоносность бассейна связана с песчаниками от плейстоцена до верхнего мела. В бассейне выявлено свыше 70 нефтяных и 10 газовых месторождений, большая часть которых (а также почти 80% запасов нефти) размещена в пределах прогиба Санта-Клара. Месторождения группируются в два крупных ареала зон нефтегазонакопления — Восточный (или Вентура) и Западный (или Санта-Клара). В пределах *Восточного ареала* наиболее четко прослеживается антиклинальная зона, приуроченная к разлому, отделяющему южный блок от центрального. Зона расположена в приподнятой части южного блока. Она начинается на востоке месторождением Каскенд и завершается на западе месторождением Вест-Монталво, содержит не менее 11 нефтяных месторождений.

В *Западном ареале* может быть выделена антиклинальная зона, содержащая не менее 12 нефтяных месторождений. Она начинается на востоке месторождением Вентура и заканчивается на западе месторождением Пойнт-Консепшен. Наиболее крупное месторождение зоны и всего бассейна в целом — Вентура (открыто в 1916 г.). Структура его представляет узкую антиклиналь с углами падения крыльев до 60°, сильно рассеченную сбросами и осложненную несогласиями в залегании пород. Нефтеносны песчаники среднего плиоцена, содержащие 15 пластовых сводовых, нарушенных разрывами залежей нефти и газа в интервале глубин 400—4200 м. Запасы нефти месторождения оцениваются в 119 млн. т, в верхней части структуры известны газовые залежи (запасы 62 млрд. м³).

Помимо месторождений, приуроченных к антиклиналям, известны также месторождения нефти, связанные с моноклиналями, подсеченными сбросами или надвигами, с тектоническими экранированными залежами (месторождения Биг-Маунтин, Окснард, Каног-Парк и др.). В южном блоке Восточного ареала зон известно месторождение Конехо, залежь которого заключена в пористых вулканических породах миоценового возраста.

Нефтегазоносный бассейн Санта-Мария

Значительная часть НГБ Санта-Мария приурочена к тихоокеанскому шельфу. Часть бассейна, расположенная на суше, обрамляется с северо-востока и юга элементами Береговых и Поперечных хребтов, непосредственно ограничиваясь узкой аконсервационной зоной, примыкающей к выходам метаморфического комплекса вдоль крупных разломов Санта-Инес и Насимьенто (рис. 29).

Основные запасы нефти выявлены в миоценовых и плиоценовых песчаниках, а также в трещиноватых аргиллитах свиты Монтерей (средний миоцен). Кайнозойские отложения бассейна представлены терригенными породами суммарной мощностью более 7800 м, из которых около 6000 м приходится на неоген. Обращает на себя внимание большая мощность антропогеновых отложений (1350 м). Фундамент бассейна, образованный метаморфическими и изверженными породами (францисканский комплекс), имеет юрский возраст. Длина бассейна 90 км, ширина 50 км.

В бассейне обнаружено около 20 нефтяных месторождений и только одно газовое. Большинство их сосредоточено в *Центральном ареале антиклинальных зон нефтегазонакопления*. Эти зоны содержат месторождения брахиантиклиналей, в той или иной степени нарушенных разрывами. Основные виды ловушек — сводовые и экранированные по разрыву. Наибольшими запасами обладали месторождения Оркатт

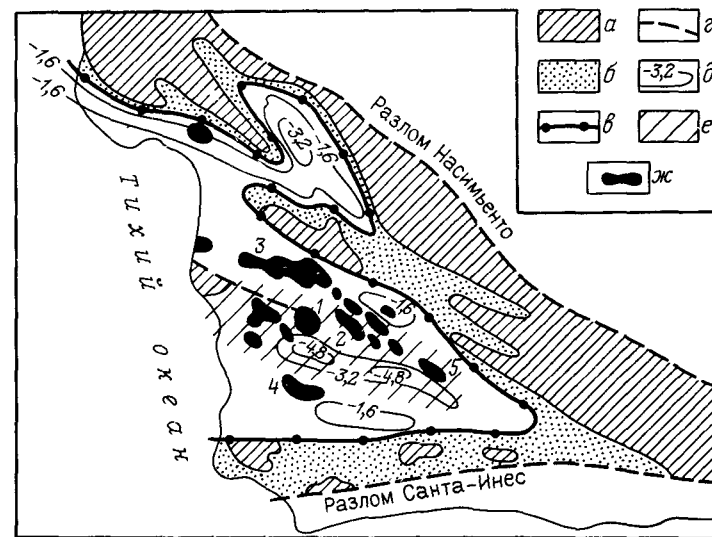


Рис. 29. НГБ Санта-Мария:

а — выходы на поверхность метаморфического фундамента; б — аконсервационная зона; в — границы бассейна; г — разломы; д — схематические изогилсы кровли фундамента, км; е — Центральный ареал зон нефтегазонакопления; ж — нефтяные месторождения: 1 — Оркатт, 2 — Кэт-Каньон, 3 — Санта-Мария-Валли, 4 — Ломпок, 5 — Зака

и Кэт-Каньон. На северо-востоке бассейна располагается зона нефтегазоаккумуляции, структурно выраженная моноклиалью, по восстанию которой коллекторы (песчаники и трещиноватые аргиллиты миоцена — плиоцена) выклиниваются или срезаются поверхностью несогласия. Самое значительное в бассейне нефтяное месторождение Пойнт-Аргуэлло-Хуэсо (запасы 67 млн. т) открыто в акваториальной части бассейна при глубине моря 120—400 м. Нефть заключена в трещиноватых кремнистых глинах миоцена на глубине 2295—2525 м. Там же открыты месторождения Пойнт-Педерналис, Сан-Мигель и др.

Нефтегазоносный бассейн Хаф-Мун-Салинас-Кайама

Узкий, глубокий и протяженный грабенообразный прогиб Хаф-Мун-Салинас-Кайама (см. рис. 26), заключенный внутри Береговой Кордильеры (Калифорнии), сложен 10-километровой толщей терригенных пород неогенового (около 7 км), палеогенового и позднемиоценового возраста. Последние подстилаются гранитным комплексом Салиния. Бассейн имеет разломное ограничение. Его северо-восточный край граничит с зоной глубинного разлома Насимьенто.

По простиранию в бассейне прослеживаются три впадины: южная — Кайама-Карризо, средняя — Салинас, северная — Хаф-Мун. Для центральной впадины Салинас характерна сокращенная мощность отложений. Здесь из разреза выпадают палеогеновые и меловые отложения и неоген мощностью 5100 м залегает непосредственно на кристаллических породах фундамента.

Бассейн сильно дислоцирован и осложнен разрывами, прежде всего продольными, часто с надвиганием северо-восточных крыльев на юго-западные.

В НГБ Хаф-Мун-Салинас-Кайама выявлено 17 сравнительно небольших по запасам нефтяных месторождений. Наиболее крупное месторождение бассейна — Сан-Ардо с запасами 51 млн. т, находящимися на глубине 646—801 м. Продуктивны песчаники плиоценового, миоценового и эоценового возраста.

Залежи нефти преимущественно пластовые сводовые и тектонически экранированные, в меньшей степени стратиграфически экранированные, находятся на глубине 400—2500 м. Бассейн отличается слабой газонасыщенностью.

Нефтегазоносный бассейн Грейт-Валли

НГБ Грейт-Валли вытянут в субмеридиональном направлении и обрамлен с востока и севера невадийской складчатостью — горст-антиклинорием Сьерра-Невада и горами Клатат. С запада его ограничивает кайнозойское складчатое сооружение — система Береговых хребтов, выраженная в северо-западном обрамлении бассейна крупными выходами метаморфического комплекса, а в юго-западном — поднятиями Норт-Диабло, Саут-Диабло и Темблор, примыкающими к разлому Сан-Андрес. Бассейн состоит из впадин Сакраменто на севере и Сан-Хоакин на юге и разделяющего их поперечного поднятия Стоктон.

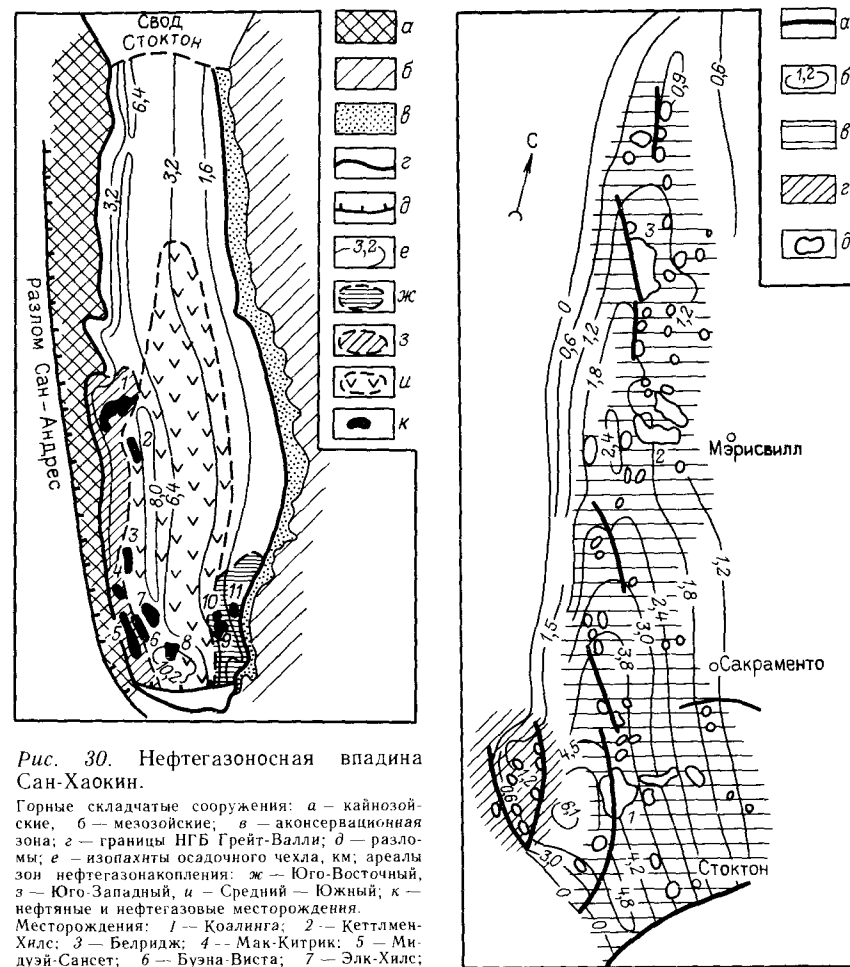


Рис. 30. Нефтегазоносная впадина Сан-Хоакин.

Горные складчатые сооружения: а — кайнозойские, б — мезозойские; в — аконсервационная зона; г — границы НГБ Грейт-Валли; д — разломы; е — изопакты осадочного чехла, км; ареалы зон нефтегазоаккумуляции: ж — Юго-Восточный, з — Юго-Западный, и — Средний — Южный; к — нефтяные и нефтегазовые месторождения. Месторождения: 1 — Коалинга; 2 — Кеттлмен-Хилс; 3 — Белридж; 4 — Мак-Китрик; 5 — Мидуэй-Сансет; 6 — Буэна-Виста; 7 — Элк-Хилс; 8 — Колс-Леви; 9 — Керн-Ривер; 10 — Керн-Фронт; 11 — Маунт-Посо.

Рис. 31. Карта изопакт продуктивного интервала разреза впадины Сакраменто: а — разрывы, б — изопакты, км, ареалы зон газонакопления: в — Северный, г — Западный — Центральный; д — газовые месторождения: 1 — Рио-Виста, 2 — Саттер-Сити, 3 — Уиллоу-Бихайв-Бенд.

В поперечном сечении бассейн асимметричен. Его восточный борт значительно шире и положе, чем западный. Особенно резко указанная асимметрия бассейна выражена во впадине Сан-Хоакин (рис. 30). Здесь восточный борт представлен слабо наклоненной моноклиалью, местами нарушенной продольными сбросами. Южная и центральная части западного борта впадины являются областью развития крутых линейных складок, сильно нарушенных разрывами.

Мощность отложений, выполняющих впадину Сан-Хоакин, возрастает к ее осевой части до 8—10 км, а максимума достигает в южной центриклинальной зоне. В этой впадине на метаморфическом основании залегают породы верхнего мела — антропогена. Верхнемеловые образования представлены морскими и континентальными фациями, причем мощность верхнемеловых пород во впадине Сан-Хоакин достигает 4500 м и резко сокращается на севере во впадине Сакраменто. Максимальная мощность палеогеновых отложений в бассейне 3 км, неогеновых более 6 км, антропогеновых около 1 км. В целом максимальная мощность всех отложений — свыше 10 км — установлена на крайнем юге бассейна, на севере она сокращается до 7 км. Весь разрез представлен чередованием песчаников, глин и аргиллитов.

В бассейне на площади 100×900 км² выявлено около 120 нефтяных и более 100 газовых месторождений. Газовые месторождения расположены во впадине Сакраменто, приурочены к пологим небольшим куполам и брахиантиклиналям (рис. 31). На западной окраине южной части впадины известно несколько газовых месторождений, образующих линейно вытянутые зоны. Газоносность связана с песчаниками верхнего мела, палеоцена, эоцена, в меньшей степени плиоцена. Наиболее крупное газовое месторождение (запасы 99 млрд. м³) — Рио-Виста с продуктивной толщей палеоцен-эоценового возраста (шесть залежей) на глубине 1128—2743 м. В целом газовые залежи заключены в интервале глубин 400—3000 м.

Впадина Сан-Хоакин содержит преимущественно нефтяные и газонефтяные месторождения, в том числе такие крупные, как Мидуэй-Сансет (запасы нефти 218 млн. т), Керн-Ривер (200 млн. т), Элкс-Хилс (177 млн. т). Еще минимум четыре газонефтяных месторождения имеют запасы нефти от 60 до 100 млн. т каждое (Кеттлмен-Норт-Доум, Коалинга-Ноуз, Буэна-Виста, Коалинга). Нефтяные месторождения группируются в три ареала зон нефтегазоаккумуляции: Юго-Восточный, Юго-Западный и Средний—Южный.

В Юго-Восточном ареале заключено несколько зон преимущественного нефтенакпления, связанных с региональными разрывами — продольными сбросами северо-западного простирания, осложняющимися пологими, моноклинальными восточными бортами бассейна. Месторождения содержат залежи в основном в ловушках экранирования по разрыву. Это месторождения: крупнейшее Керн-Ривер, средние Маунт-Посо и Керн-Фронт.

В Юго-Западном ареале бассейна брахиантиклинали становятся более вытянутыми в плане, возрастает наклон их крыльев. Некоторые складки осложнены кроме разрывов еще и поверхностями несогласия. Такова, например, структура одного из старейших в бассейне (открыто в 1901 г.) месторождения Мидуэй-Сансет. Залежи этого месторождения содержатся в сводовых ловушках, приуроченных к трем локальным замкнутым поднятиям на брахиантиклинали, а также в ловушках выклинивания, экранирования поверхностью несогласия и запечатывания асфальтом. Всего на месторождении известно 34 за-

лежи нефти. Аналогично строение других основных месторождений ареала — Коалинга, Мак-Китрик, Кимрик и др. В ареале резко преобладают нефтяные месторождения, среди которых кроме месторождения Мидуэй-Сансет к крупнейшим по запасам относится месторождение Коалинга. На севере ареала известны залежи нефти, приуроченные к выклинивающимся по восстанию коллекторам миоценового и палеогенового возраста.

Средний — Южный ареал объединяет антиклинальные зоны нефтегазоаккумуляции. Месторождения представлены брахиантиклиналями, которые в приосевой части бассейна характеризуются довольно широким пологим сводом, более или менее симметричны, сравнительно слабо осложнены разрывами (месторождения Кеттлмен-Хилс, Колс-Леви, Элкс-Хилс и др.). Залежи в месторождениях заключены в сводовых ловушках, иногда нарушенных сбросами, реже в ловушках выклинивания на крыльях складок. В ареале присутствуют нефтяные, газонефтяные и газовые месторождения.

В рассмотренных ареалах зон нефтегазоаккумуляции нефтеносность охватывает неогеновые, палеогеновые, в меньшей степени меловые отложения. В этих системах, по существу, продуктивны все песчаные свиты. Максимальные (свыше 55%) запасы нефти сконцентрированы в миоценовых отложениях, свыше 30% находится в породах плиоценового и плейстоценового возраста. Следует отметить наличие промышленных залежей нефти в свите Туларе плейстоценового возраста (месторождения Мидуэй-Сансет, Керн-Ривер, Белридж).

Залежи нефти месторождений впадины Сан-Хоакин преимущественно пластовые сводовые. В них сконцентрировано 45% доказанных запасов нефти. Около 35% запасов нефти находится в ловушках литологического и стратиграфически экранированного типа и лишь 20% — в тектонически экранированных. Залежи нефти расположены на глубине 200—5640 м.

Отчетливая гетерогенность бассейна, проявляющаяся как в форме структур месторождений, так и в фазовом состоянии скоплений позволяет относить бассейн к латерально-гетерогенным.

§ 7. АРКТИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Северо-Аляскинский нефтегазоносный бассейн

Северо-Аляскинский НГБ образовался на базе Предбрукского (или Колвиллского) прогиба и прилегающей с севера Арктической (Гиперборейской) платформы. Южная его граница проходит через зону надвигов и взбросов, по которым эпиплатформенный горст-антиклинорий хр. Брукса надвинут на 15—20 км на прилегающий Колвиллский прогиб. Северная граница НГБ следует по подножию континентального склона Арктической платформы (рис. 32).

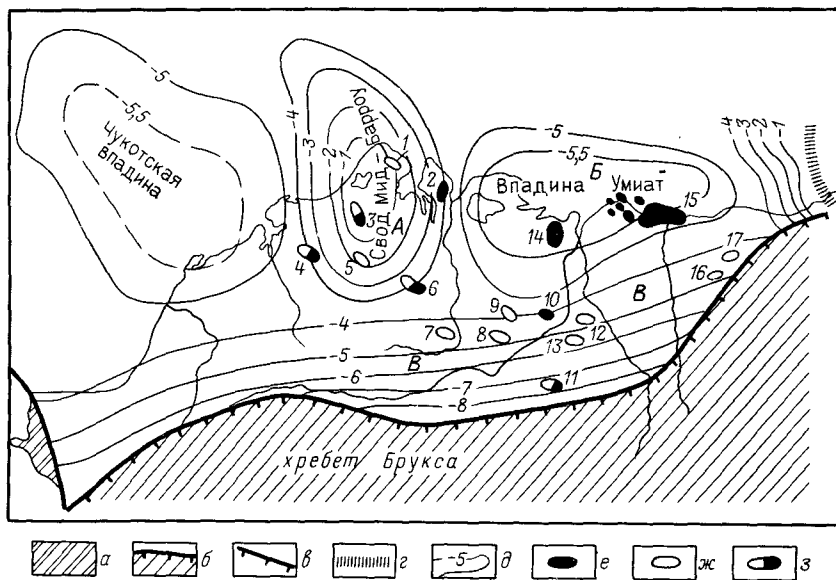


Рис. 32. Северо-Аляскинский НГБ:

а — поднятие Тигара; б — эпи платформенный ороген Брукса; в — надвиг; г — межбассейновое поднятие; д — схематические изогипсы кровли докембрийского фундамента, км; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые, з — газонефтяные.
Ареалы зон нефтегазоаккумуляции: А — Мид-Барроу; Б — Восточно-Умиатский; В — Восточно-Колвиллский.
Месторождения: 1 — Барроу; 2 — Симпсон-Сипс; 3 — Топаторук; 4 — Каолак; 5 — Мид; 6 — Умалик; 7 — Титадук; 8 — Вулф-Крик; 9 — Сквайр-Лейк; 10 — Умиат; 11 — Грандстенд; 12 — Ист-Умиат; 13 — Губик; 14 — Фиш-Крик; 15 — Прадхо-Бей; 16 — Катник; 17 — Кемик

В пределах Северной Аляски бассейн образован отложениями кайнозойского, мезозойского и палеозойского возраста.

Разрез палеозойского возраста представлен преимущественно терригенными отложениями мощностью более 8 км в Колвиллском прогибе. Карбонатные породы известны лишь в миссисипских и пенсильванских образованиях. Для ордовикских и нижнедевонских отложений характерна мощная толща аргиллитов. Мезозойские отложения также составлены преимущественно терригенными породами с мощными толщами аргиллитов в юрской и меловой частях разреза. Мощность мезозойских пород более 5 км, главным образом за счет меловых отложений. Породы кайнозоя слагают краевую прибрежную часть бассейна. Они представлены песчано-глинистыми образованиями мощностью до 3 км. Узкий складчатый борт Колвиллского прогиба сформирован системой сильно деформированных антиклиналей, подсеженных взбросами и сложенных мезозойскими породами.

Севернее Колвиллского прогиба структура бассейна представляет собой пологую моноклинал, поднимающуюся к северу. В районе мыса Барроу моноклинал осложнена поперечным поднятием Мид-Барроу, где фундамент залегает на глубине около 750 м. Восточнее

находится впадина Умиат, западнее — Чукотская впадина, в которых фундамент погружается на 5 км.

Нефтегазоносность Северо-Аляскинского НГБ приурочена к приурочным резервуарам палеогенового, мелового, юрского, триасового, пермского, миссисипского и пенсильванского возраста. В меловых отложениях продуктивны сеноонские, туронские, сеноманские, альбские и валанжин-берриасские песчаники, в юрских — базальные песчаники, продуктивны также песчаники верхнего и среднего триаса и пермотриасовой серии Садлрочит. В пенсильванско-миссисипских отложениях продуктивны известняки. Верхнемеловые отложения преимущественно газонефтяные.

В бассейне на площади 362 км² выявлено более 20 нефтяных и газонефтяных и 19 газовых месторождений, которые группируются в три основных ареала зон нефтегазоаккумуляции: Мид-Барроу, Восточно-Умиатский и Восточно-Колвиллский. В последнем сосредоточена большая часть месторождений бассейна, в том числе открытых в его субаквальной части (нефтяные месторождения Саг-Дельта, Даг-Айленд, Флакман-Айленд и др.).

Месторождения бассейна приурочены к пологим брахиантиклиналям, нарушенным разрывами. Структуры некоторых небольших месторождений связаны с выступами фундамента; залежи нефти литологически или стратиграфически экранированные. Важную роль в образовании скоплений углеводородов играло угловое несогласие в подошве нижнемеловых отложений. С этим несогласием связано образование гигантского по запасам месторождения Прадхо-Бей, расположенного на восточном склоне впадины Умиат (Восточно-Умиатский ареал зон). Площадь месторождения 64×32 км². Структура осадочных пород месторождения до валанжинского яруса включительно отражает пологий выступ фундамента. Залегающие выше меловые и палеогеновые породы образуют моноклинал. На месторождении выделены три стратиграфически экранированные залежи: верхняя — нефтяная в песчаниках валанжин-берриасского возраста на глубине 2030—2120 м, средняя — основная газонефтяная в песчаниках юры и перм-триаса на глубине соответственно 2060—2150 и 2430—2650 м, нижняя — газонефтяная в известняках миссисипского возраста на глубине 2628—3135 м. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 1,3 млрд. т, газа — 0,7 трлн. м³.

В 1978 г. западнее месторождения Прадхо-Бей открыты месторождения нефти Купарук-Ривер (запасы 160—200 млн. т) и Колвилл-Дельта, а севернее — месторождение Гуидир и др. В 1981 г. выявлены месторождения в субаквальной части бассейна: Эндикотт (запасы 50 млн. т) в 24 км к северо-востоку от Прадхо-Бей и Сил-Айленд (запасы 40 млн. т) в 16 км к северо-западу от Прадхо-Бей. Оба месторождения открыты с искусственных островов.

Нефтегазоносный бассейн Маккензи-Бофорта

НГБ Маккензи-Бофорта расположен в дельте р. Маккензи и прилегающей части моря Бофорта и представляет собой впадину северо-восточного простирания с мощностью выполняющих ее пород до 10 км. Фундамент бассейна раннегерцинский (иннуитский), на юго-востоке он граничит с докембрийским фундаментом, а на юге с ларамийской складчатостью.

На севере, в море, бассейн осложнен крупным поднятием Бофорт. Южная «дельтовая» часть бассейна зародилась на месте рифтов субмеридионального (поперечного) простирания. На суше примерный контур бассейна определяется границей распространения кайнозойских угленосных отложений, мощность которых в дельте р. Маккензи более 2 км. С юго-востока он обрамлен неглубоким залеганием докембрийского фундамента в районе озер Обри, Монуар, Колвилл и др. (северо-западнее Большого Медвежьего озера), на юге граничит с прогибом Мидчанел, на западе — с хр. Ричардсон.

В бассейне выделяются два структурных этажа: нижний сложен слабодислоцированными домиссисипскими карбонатно-терригенными породами с рифовыми массивами в среднем девоне; верхний этаж образован отложениями миссисипского, пенсильванского, пермского возраста и главным образом (по мощности) терригенными мезозойскими (в основном меловыми) и кайнозойскими отложениями. Мощность верхнего этажа в целом увеличивается в сторону моря от 4 до 7 км.

В структуре верхнего этажа бассейна в северной части дельты р. Маккензи выделяется поднятие, ограниченное с юго-запада и юго-востока небольшими вытянутыми прогибами Маккензи и Кугмалик (рис. 33). Юго-восточнее последнего располагается вал Аклавик, простирающийся от п-ова Тактояктук на юго-запад. Его северо-западное крыло осложнено серией сбросов (зона сбросов Тактояктук) юго-западного простирания. В наиболее приподнятой части вала Аклавик (район месторождения Аткинсон-Пойнт) породы докембрийского фундамента непосредственно перекрыты слоями аптского возраста. В прибрежной части моря Бофорта установлен ряд закрытых соляных диапиров (соль миссисипского возраста).

В бассейне установлена нефтегазоносность меловых и палеогеновых песчаников, в меньшей степени неогеновых песчаников и девонских известняков.

В бассейне выделяются ареал зон нефтегазоаккумуляции дельты р. Маккензи, зона нефтегазоаккумуляции Аклавик. Несколько месторождений нефти и газа открыто в море Бофорта севернее дельты р. Маккензи.

Ареал зон нефтегазоаккумуляции дельты р. Маккензи состоит из нескольких валобразных зон нефтегазоаккумуляции северо-западного простирания, объединяющих локальные поднятия. В ареале выявлено свыше 15 месторождений нефти и газа, в том числе крупное газо-

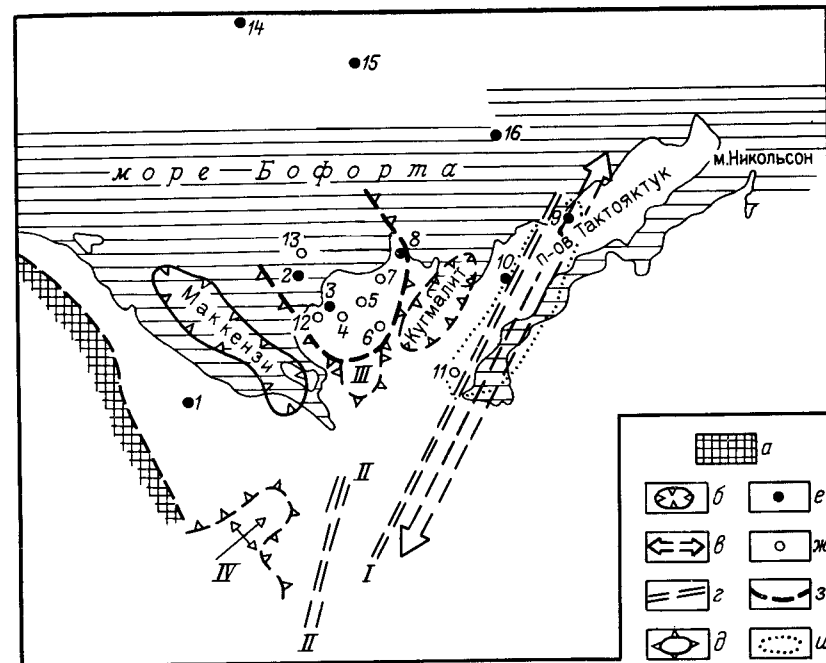


Рис. 33. Южная часть НГБ Маккензи-Бофорта:

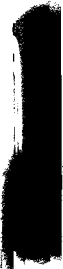
a — поднятия Ричардсон; *b* — прогибы; *a* — осевая зона вала Аклавик; *г* — зоны сбросов: *1* — Тактояктук, *II* — Донна-Ривер; *д* — поднятия: *III* — Тунунук, *IV* — Кэш-Крик; месторождения: *e* — нефтяные и газонефтяные, *ж* — газовые и газоконденсатные; *з* — ареал зон нефтегазоаккумуляции дельты р. Маккензи; *и* — зона нефтегазоаккумуляции Аклавик.
Месторождения: *1* — Кугпик; *2* — Адго; *3* — Ниглтингак; *4* — Кумак; *5* — Таглу; *6* — Йо-Йо; *7* — Малик; *8* — Айвик; *9* — Аткинсон-Пойнт; *10* — Мейюгиак; *11* — Парсонс; *12* — Титалик; *13* — Иссерк; *14* — Некторалик; *15* — Коаноар; *16* — Укалерк

конденсатное месторождение Таглу (запасы более 100 млрд. м³) с залежью в песчаниках палеогена на глубине 2465—2545 м и месторождение Малик с запасами газа 420 млрд. м³. В последнем месторождении установлена газогидратная залежь.

В мелководной (до 20 м) прибрежной части дельты бурением с насыпных островов обнаружено несколько месторождений нефти и газа (Адго, Иссерк, Тарсьют, Иссунгнак).

Зона нефтегазоаккумуляции Аклавик связана с северо-западным склоном одноименного вала. Здесь открыто несколько месторождений, в том числе газонефтяное месторождение Аткинсон-Пойнт с запасами более 50 млн. т в песчаниках нижнего мела, газовое месторождение Парсонс также с залежью в нижнемеловых песчаниках (запасы 82 млрд. м³) и нефтяное месторождение Мейюгиак, на котором помимо залежи в нижнемеловых песчаниках известна залежь нефти в рифовом массиве среднего девона на глубине 2820—2865 м.

В морской части бассейна при глубине моря до 250 м открыто пять месторождений, в том числе два крупных нефтяных: Коакоак



Глубины залегания скоплений нефти и газа в бассейне 1100—3500 м.

Основной структурный план НГБ Свердруп определяется крупной ($500 \times 1000 \text{ км}^2$) глубокой синеклизой Свердруп (островов Королевы Елизаветы) с раннегерцинским фундаментом и характером ее сочленения с расположенным южнее Канадско-Гренландским щитом. Синеклиза протягивается в северо-восточном направлении от о-ва Банкс через о-в Элсмир в море Линкольна на 600 км (рис. 34).

Синеклиза выполнена отложениями от миссисипской системы до палеогена включительно. Миссисипская и пенсильванская системы образованы терригенными породами. В миссисипских отложениях мощностью в несколько сот метров известны соляные толщи. Пермская система в нижнем отделе сложена карбонатными породами с рифогенными образованиями общей мощностью до 500 м. Верхний отдел представлен карбонатно-терригенной толщей мощностью до 700 м. Мощность мезозойских отложений до 8 км, из них на триас приходится 4 км; разрез мезозоя составлен терригенными породами и лишь в верхнем отделе меловой системы появляются карбонатные породы. Для периферийной части синеклизы характерно обилие перерывов в накоплении осадков. Породы кайнозойского возраста накладываются на узкую северо-восточную окраину бассейна, образуя моноклинали, погружающуюся на северо-запад в море (Арктическая Прибрежная Равнина).

Соляные толщи миссисипского возраста обусловили развитие в синеклизе Свердруп солянокупольных структур штоковой формы. Выявлено свыше 80 солянокупольных поднятий. Все известные в синеклизе локальные поднятия имеют субмеридиональное направление. В периферийной части синеклизы форма складок гребневидная или сундучная. В целом интенсивность смятия пород увеличивается в восточном направлении. На северо-западе синеклизы обрамляется внутренней (эвгеосинклинальной) зоной иннуитской складчатой системы раннегерцинского образования. Зона сложена преимущественно вулканогенными и терригенными породами ордовикского и силурийского возраста, иногда метаморфизованными, и образует большую часть фундамента синеклизы.

С юга и востока синеклиза Свердруп опоясывается внешней (миогеосинклинальной) зоной иннуитской складчатой системы. Зона

Рис. 34. НГБ Свердруп.

а — докембрийский фундамент; б — нижнепалеозойские отложения; и — интрузивная складчатость; в — эвгиссинклинальная зона; г — миегиссинклинальная зона; д — бассейны; е — впадина Свэрдруп; ж — аккреционная зона; з — моноклираль Арктической прибрежной равнины; месторождения: нефтяные и газопегазовые, к — газовые. Месторождения: 1 — Дрейк-Пойнт; 2 — Бент-Хорн; 3 — Уоллис; 4 — Кинг-Кристиан; 5 — Тор; 6 — Кристофер; 7 — Ромулус; 8 — Хекла; 9 — Джексон-Бей; 10 — Роч-Пойнт; 11 — Уайт-Фин. Гемисинеклизы: ДЛ — Джон-Ланкастер; В — Виктория; Бг — вал Бутия; Вл — ВИНГБ Воластон; С — синеклиза Свэрдруп

сложена преимущественно карбонатными породами нижнего и среднего палеозоя до миссисипской системы. Терригенные угленосные породы установлены в верхнем девоне (мощность 1700 м), в среднем девоне (мощность 2000 м) известны рифогенные образования, в нижнем девоне среди известняков и аргиллитов встречаются пласты каменной соли. Мощность домиссисипских отложений палеозоя свыше 8 км. Они дислоцированы в систему линейных складок с крутыми крыльями (на юге), иногда опрокинутых. На юге дислоцированные отложения перекрыты пологозалегающими породами среднего пенсильвания.

Южная краевая часть миогеосинклинальной зоны представляет собой складчатый борт пограничного прогиба, расположенного на стыке герцинид и докембрийской платформы Канады и Гренландии. Докембрийская платформа здесь осложнена двумя гемисинеклизами — Джон-Ланкастер на востоке и Виктория на западе с мощностью нижнепалеозойских и девонских отложений около 3—3,5 км. Синеклизы разделены узким горстообразным меридионально вытянутым поднятием Бутия (Корнуоллис) с выходами на юге на поверхность кристаллического фундамента. Погребенное продолжение кряжа Бутия прослеживается на о-ве Амунд-Рингнес, где мощность осадочных отложений синеклизы сокращается до 3 км. Западнее поднятия мощность увеличивается до 9 км (впадина Парри), а восточнее — до 12 км (впадина Элсмир). В ряде мест синеклизы Свердруп на поверхность выходят кристаллические породы фундамента (острова Минто, Веллингтон и др.), что указывает на блоковую структуру синеклизы.

Нефтегазоносность НГБ Свердруп установлена в 1969 г. В настоящее время здесь известно свыше 20 месторождений, из которых 14 газовые. Нефтегазоносны песчаники нижнего мела, нижней и средней юры, верхнего триаса, перми, пенсильвания и среднего девона. Основной газоносной толщей является свита Хейберг поздне триасового возраста.

Большая часть месторождений находится во впадине архипелага Парри, во впадине Элсмир известны два месторождения нефти — Фосгейм и Ромулюс, расположенные на северо-востоке, в зоне более резко выраженной складчатости. Наиболее крупные газовые месторождения — Хекла (север о-ва Мелвилл), где продуктивны нижнеюрские и верхнетриасовые песчаники на глубине 950—1067 м (запасы 198 млрд. м³), Дрейк-Пойнт (о-в Мелвилл) с залежами газа в песчаниках средней юры на глубине 1098—1159 м (запасы 142 млрд. м³), Уайт-Фиш (западнее о-ва Лохид) с продуктивными отложениями нижней и средней юры, верхнего триаса на глубине 879—2442 м (запасы до 140 млрд. м³). На месторождении Бент-Хорн (о-в Камерон) нефтеносен среднедевонский риф на глубине 3263 м (запасы нефти 40 млн. т).

Структуры месторождений нефти и газа представлены пологими поднятиями, развившимися, вероятно, над погруженными сводами соляных штоков. Длина структур до 30 км, ширина до 15 км. Глубина

скоплений газа 600—2450 м, нефти — 876—3263 м при глубине моря на месторождениях между островами до 350 м (месторождения Маклин, Скеит и Сиоко).

НГБ Свердруп относится к сложным гетерогенным бассейнам, поскольку в его пределах известны элементы как платформенного, так и эпигеосинклинального образования. Он является аналогом бассейна Мексиканского залива.

§ 8. ПРИАТЛАНТИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Новошотландский нефтегазоносный бассейн

Новошотландский НГБ расположен на континентальном склоне и осложнен тремя крупными впадинами (с севера на юг): Сейбл на месте одноименного острова, Новошотландской и Джорджес-банка с мощностью отложений, преимущественно палеозойского возраста, до 10 км. Бурением в бассейне выявлены солянокупольные структуры с солью раннесреднеюрского возраста.

Во впадине Сейбл, в 50 км восточнее и примерно на таком же расстоянии юго-западнее о-ва Сейбл открыты газоконденсатнонефтяное месторождение Вест-Сейбл, нефтегазовое Примроуз и газовое Тебо. В первом продуктивны песчаники верхнего мела и палеогена, во втором юрские отложения, а в третьем дельтовые песчаники мелового возраста (см. рис. 2).

Месторождение Вест-Сейбл структурно выражено закрытым соляным диапиром. В 1979 г. в 8 км к востоку от о-ва Сейбл открыто месторождение Венчур, содержащее три конденсатногазовые залежи в песчаниках верхнего мела на глубине более 4267 м. Месторождения во впадине Сейбл образуют небольшой ареал зон нефтегазоаккумуляции. Второй ареал зон нефтегазоаккумуляции выявлен во впадине Жанны д'Арк, расположенной в пределах межбассейнового поднятия Ньюфаундленд. Впадина представляет собой узкий рифт субмеридионального простирания, выполненный осадочными породами мощностью до 12 км. В ареале обнаружено четыре месторождения: Хиберния, Бен-Невис, Хеброн, Саут-Темпест. Месторождение Хиберния расположено в 310 км от берега при глубине моря 80—90 м, приурочено к соляному куполу. Нефтеносны песчаники мелового и позднеюрского возраста на глубине 2164—4465 м. Запасы нефти месторождения оцениваются до 270 млн. т. Остальные месторождения газонефтяные, продуктивны меловые и юрские песчаники на глубине до 4553 м (Бен-Невис).

Нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива

НГБ Мексиканского залива — один из крупнейших на земном шаре. Он приурочен к обширной впадине, внутренняя наиболее погруженная

область которой покрыта водами Мексиканского залива. Окружающая последний материковая окраина бассейна располагается на территории главным образом США и Мексики, а также очень незначительными своими частями — на территории Гватемалы, Белиза и Кубы (см. рис. 1).

Юго-западным и южным обрамлением бассейна служат элементы складчато-глыбовой системы Кордильер: на западе — ларамиды зоны Сьерра-Мадре-Ориенталь, на юге, в районе п-ова Юкатан — субширотное продолжение этой зоны. На юго-востоке граница бассейна выражена крупным разломом, проходящим параллельно восточному побережью п-ова Юкатан и далее к северному побережью о-ва Куба, где бассейн обрамлен Кубинско-Северогаянским мегантиклинорием кайнозойского возраста. Восточнее о-ва Куба граница бассейна делает резкий изгиб и, поворачивая на северо-запад, следует по Багамскому поднятию, далее на свод Окала во Флориде и затем к юго-западной окраине обнаженной Аппалачской складчатой системы. В северной части бассейн примыкает по резкому структурному седлу к Преаппалачскому, а по своду Паскола — к Иллинойскому бассейнам, восточнее ограничиваясь склоном антеклизы Озарк. Северо-западная граница бассейна охарактеризована при описании Пермского и Западного Внутреннего бассейнов.

На севере бассейна выделяются краевые прогибы Уошитской и Аппалачской складчатых систем. Крайний западный элемент этой зоны — выходящий на дневную поверхность преуошитский прогиб Аркома (Арканзасский), а крайний восточный — прогиб Блэк-Уорриор. На значительном протяжении зона краевых прогибов перекрыта наложенной на палеозойские отложения Миссисипской гемисинеклизой, сформированной полого залегающими мезозойскими и кайнозойскими породами. В прогибе Аркома на внутреннем борту осадочные толщи смяты в крутые складки, разбитые разрывами. В этом прогибе мощность палеозойских отложений достигает 9 км. Песчано-аргиллитовая угленосная толща среднего пенсильвания (до 6 км) покрыта терригенным комплексом верхнего пенсильвания (до 2 км) и подстилается кембрийскими — нижнепенсильванскими терригенно-карбонатными отложениями.

В прогибе Блэк-Уорриор развиты породы палеозоя общей мощностью до 7,5 км, главным образом (около 3 км) пенсильванского возраста. Миссисипская наложенная гемисинеклиза сформирована терригенными отложениями мела — палеогена, в основном дельтовыми фациями палео-Миссисипи.

Впадина Мексиканского залива занимает наибольшую часть рассматриваемого бассейна. В плане она имеет округлую форму с диаметром до 1800 км. Основная средняя часть впадины располагается под водами одноименного залива, в котором выделяются зона шельфа, континентальный склон и глубоководная котловина Сигсби, ограниченная крутыми уступами Сигсби, Флорида и Кампече. Континентальная окраина впадины, выделяющаяся в США и Мексике под названием

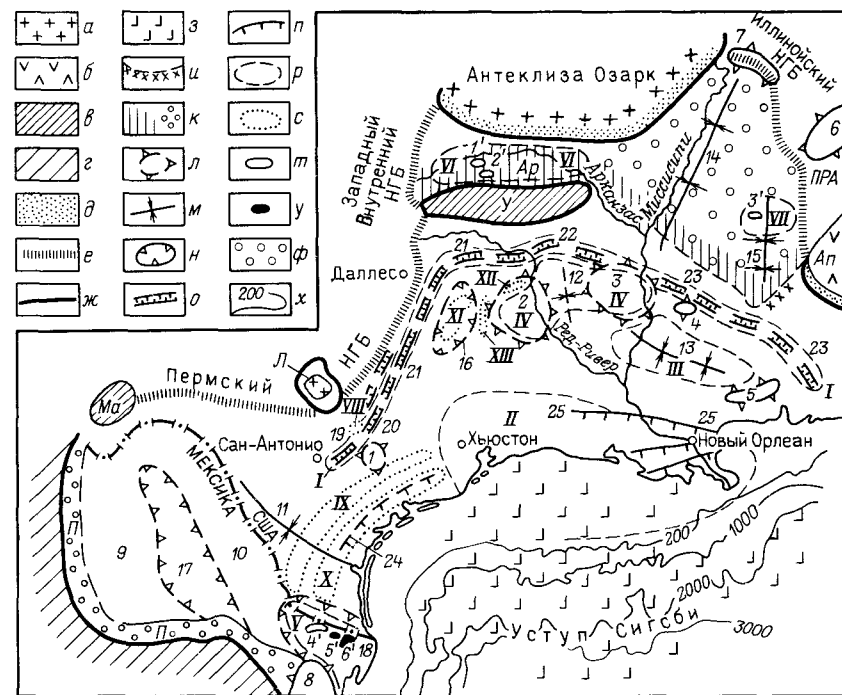


Рис. 35. Северная часть НГБ Мексиканского залива.

Складчатость: а — докембрийская (Л — выступ Ллано, антеклиза Озарк), б — каледонско-герцинская (Ап — Аппалачи), в — герцинская (Ма — поднятие Маратон, У — складчатое сооружение Уошито), г — ларамийская; д — аконсервационная зона; границы бассейнов: е — со смежными бассейнами, ж — с внебассейновыми пространствами; з — области распространения в Мексиканском заливе соляных диапиров; и — погребенный фронт палеозойских складчатых систем; к — краевые прогибы: Ар — Аркома, П — Паррас; л — своды и поднятия: 1 — Сан-Маркос, 2 — Сабин, 3 — Монро, 4 — Джексон, 5 — Уингис, 6 — Нашвилл, 7 — Паскола, 8 — Тамаудилас, 9 — Коауила, 10 — Эль-Бурро-Пиканос; м — оси прогибов: 11 — Рио-Гранде, 12 — Северо-Луизианского, 13 — Миссисипского, 14 — Миссисипской гемисинеклизы, 15 — Блэк-Уорриор; н — прогибы: 16 — Тайлер, 17 — Сабинас, 18 — Бургос; о — зоны разломов: 19 — Балконес, 20 — Люлинг-Дарет-Крик, 21 — Мексика-Талко, 22 — Южно-Арканзасская, 23 — Пикенс-Джилбертаун; п — крупные сбросы: 24 — Сэм-Фордайс-Вандербит, 25 — Типитайт-Батон-Руж; р — ареалы зон нефтегазоаккумуляции; с — зоны нефтегазоаккумуляции; месторождения: т — газовые и газоконденсатные, у — нефтяные и газонефтяные; ф — мезозойский — кайнозойский платформенный чехол над краевыми прогибами палеозоя и на склоне докембрийской платформы; х — изобаты, м; ПРА — Преаппалачский бассейн. Ареалы зон нефтегазоаккумуляции: I — Северного пояса региональных разломов; II — Северный Прибрежный; III — Миссисипский; IV — Сабин-Монро; V — Бургос; VI — Аркома; VII — Блэк-Уорриор. Зоны нефтегазоаккумуляции: VIII — Чанмен; IX — Иегуа-Джексон; X — Фрио-Виксберг; XI — Тайлер; XII — Родесса; XIII — Ист-Тексас. Месторождения: 1' — Кинта; 2' — Ред-Оук-Норрис; 3' — Малдон; 4' — Миссон; 5' — Тревиньо; 6' — Рейноса-Мехикано.

Галф-Кост, входит в состав эпигерцинской Северо-Американской плиты (рис. 35).

Строение впадины наиболее хорошо изучено в ее северной части (Галф-Кост, США). Здесь герцинское складчатое основание регионально погружается к Мексиканскому заливу. Платформенный осадочный чехол образует в целом обширную и пологую моноклинали. Структура последней осложнена погребенными поднятиями, прогибами и зонами

региональных разломов. Основные зоны разломов группируются в два пояса — Северный и Южный. Северный состоит из следующих зон региональных разломов: Балконес и Люлинг-Дарст-Крик на северо-западе, Мексика-Талко на северо-западе и севере, Южно-Арканзасской на севере и Пикенс-Джилбертаун на юго-востоке. Южный пояс также включает ряд зон региональных разломов — сбросов, из которых наиболее значительные Сэм-Фордайс-Вандербилт в северо-западной части пояса и Типитайт-Батон-Руж — в средней. Местами разломы в этом поясе замещаются флексурами.

Между Северным и Южным поясами разломов обособляется ряд поднятых и погруженных элементов. Первые представлены (с запада на восток) поднятием Сан-Маркос, сводами Сабин и Монро, поднятиями Джексон и Уиггинс. Самые крупные из них своды Монро и Сабин. Диаметр последнего равен 150 км. Наибольшей вертикальной амплитудой характеризуется поднятие Джексон (около 300 м по подошве нижнего мела).

В северо-западной части Галф-Коста находится прогиб Рио-Гранде, открывающийся на юго-восток в Мексиканский залив. Еще три прогиба — Тайлер (Восточно-Техасский), Северо-Луизианский и Миссисипский — располагаются соответственно западнее свода Сабин, между сводами Сабин и Монро и между сводом Монро и поднятием Уиггинс.

Для Галф-Коста характерно значительное развитие соляных диапиров — штоков с солью, иногда прорывающей весь разрез (рис. 36). Соляные штоки образуют в осадочном чехле округлые или эллиптические в горизонтальном сечении колонны диаметром 0,8—9 км и высотой предположительно до 10 км. В зависимости от степени внедрения штоков в надсоленосный осадочный чехол их своды находятся на различных глубинах (закрытые соляные диапиры) или достигают земной поверхности (открытые диапиры). В кровле штоков присутствует кепрок. В некоторых куполах кепрок, иногда вместе с каменной солью, формирует карнизы («оверхэнги»), нависающие над соляными штоками. В закрытых диапирях отложения, покрывающие кровлю соляного штока, обычно разбиты многочисленными сбросами, которые иногда образуют надсводные грабены. В шельфовой части Галф-Коста наряду с соляными диапирами установлены и глиняные диапиры.

Строение центральной глубоководной части впадины Мексиканского залива изучено недостаточно. От Галф-Коста на юг мощность осадочного чехла убывает и в котловине Сигсби не превышает 5—6 км, а еще южнее, к Юкатанскому поднятию, она сокращается до 1—3 км. В котловине Сигсби, главным образом около уступа Кампече, геофизическими работами выявлены многочисленные локальные поднятия, большинство которых выражено в рельефе морского дна. Скважина, заложенная на одном из таких поднятий при глубине моря 3572 м, вошла в кепрок, насыщенный нефтью и газом.

Разрез осадочного чехла Галф-Коста наиболее изучен в его северной части. Здесь он начинается красноцветными отложениями предположительно пермского — триасового возраста мощностью около 2 км,

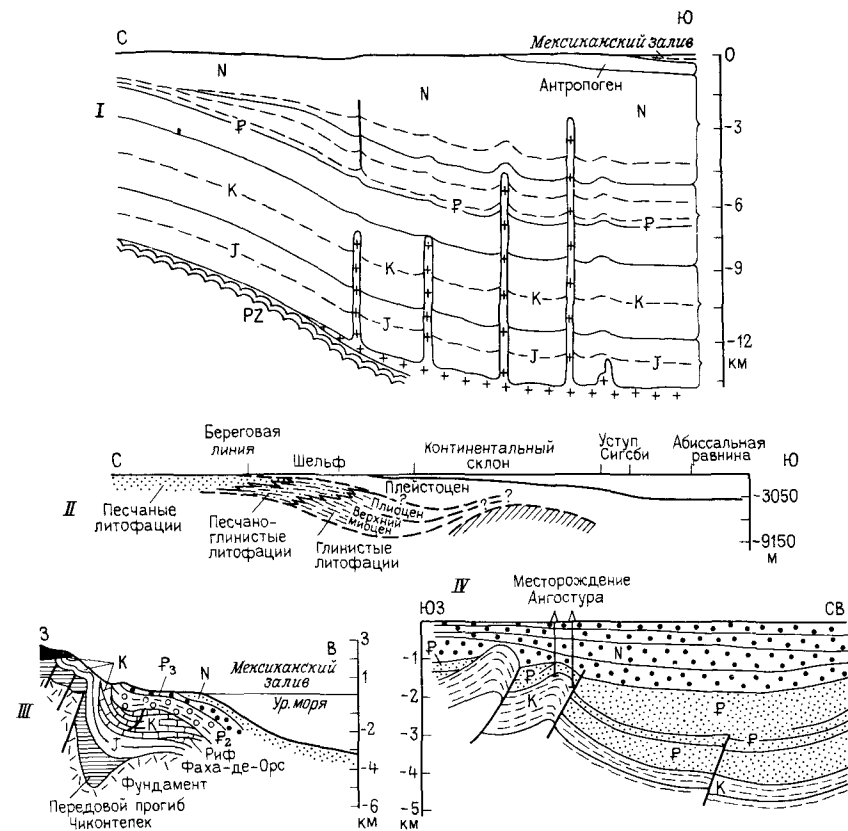


Рис. 36. Схематические геологические разрезы НГБ Мексиканского залива.

I — южная часть Галф-Коста; II — шельф и материковый склон (южнее берегов штата Луизиана); III — впадина Туксепан; IV — впадина Веракрус

покрывающими герцинское складчатое основание. Выше залегает толща эвапоритов (200 м), относящаяся скорее всего к верхнему триасу — средней юре. Верхняя юра представлена известняками и терригенными образованиями. Общая мощность юрских пород оценивается в 2,5 км. Нижний мел выражен базальной пачкой песчаников, остальная часть мела — преимущественно карбонатными породами. Мощность меловых отложений в северной части Галф-Коста определяется в 2900—3900 м.

Кайнозойские отложения на западе Галф-Коста представлены преимущественно карбонатными породами, а в остальной его части — гораздо более мощными терригенными толщами. В области их распространения с севера на юг глинисто-песчаные аллювиальные, дельтовые и лагунные отложения сменяются все более глубоководными морскими, в которых возрастает содержание глин. Максимальная мощность палеогена отмечается в прибрежных районах штата Техас (до 9 км),

неогена — у побережья (около 8 км), а плейстоцена — южнее побережья штата Луизиана, у внешней окраины шельфа (до 3 км). Общая мощность осадочного чехла возрастает в Галф-Косте к Мексиканскому заливу, достигая наибольших значений (возможно, свыше 15 км) на побережье штата Луизиана и в смежной части шельфа. Южнее, в пределах континентального склона над выявленным геофизическими исследованиями выступом фундамента мощность осадочного чехла значительно сокращается.

Для Галф-Коста в среднем геотермический градиент равен $25^{\circ}\text{C}/\text{км}$; с глубины более 2100 м появляются АВПД.

В мексиканской части бассейна выделяется ряд прогибов, поднятий и впадин, протягивающихся перед складчатой системой Сьерра-Мадре-Ориенталь и в общем характерных для пограничных бассейнов.

На северо-западе выделяется узкий краевой прогиб-синклинорий Сабинас северо-западного простирания, осложненный надвигами. С юго-запада прогиб ограничивается поднятием Коауила типа срединного массива, с северо-востока — выступом платформы Эль-Бурро-Пикачос. Юго-восточнее этот выступ продолжается в крупное (длина около 200 км) продольное поднятие краевой части платформы Тамаулипас, вплотную примыкающее к складчатой системе. На северном погружении поднятия Тамаулипас, в нижнем течении р. Рио-Гранде, находится небольшая впадина (прогиб) Бургос (Рейноза), открывающаяся в залив. Южнее поднятия Тамаулипас вновь появляется краевой прогиб Чиконтелек, ограничивающийся в районе севернее г. Веракрус небольшим поперечным поднятием, южнее которого протягивается краевой прогиб Ангостура. Последний восточнее продолжается до гватемальского предгорья, где он сильно расширяется и известен под названием Чиapas (рис. 37).

Прогибы Сабинас, Чиконтелек, Ангостура, Чиapas представляют складчатый борт пограничной системы, платформенный борт которой помимо поднятий Эль-Бурро-Пикачос и Тамаулипас осложнен несколькими прогибами (впадинами), открывающимися в Мексиканский залив. Краевой прогиб Чиконтелек переходит на северо-востоке во впадину Тукспан (Тампико), прогиб Ангостура — во впадину Веракрус — Салина-дель-Истмо. Последняя в средней прибрежной части осложнена поднятием, выраженным в рельефе (высота до 1879 м), и вулканом Сан-Мартин-Тустла. В широтной части южного побережья Мексиканского залива восточная часть впадины Веракрус отделяется от следующей на восток крупной впадины Макуспана-Кампече поднятием блоковой структуры — горстом Вильяэрмос, или Реформа, протягивающимся в северо-западном направлении. На востоке впадина Макуспана-Кампече ограничивается крупным поднятием Юкатан. Значительная часть впадины находится под водами зал. Кампече в пределах шельфа.

Во впадине Тукспан находится крупный замкнутый атолл Фаха-де-Оро, половина которого находится под водой залива. Подобный атолл намечается и во впадине Веракрус на материке. Крупный барьерный

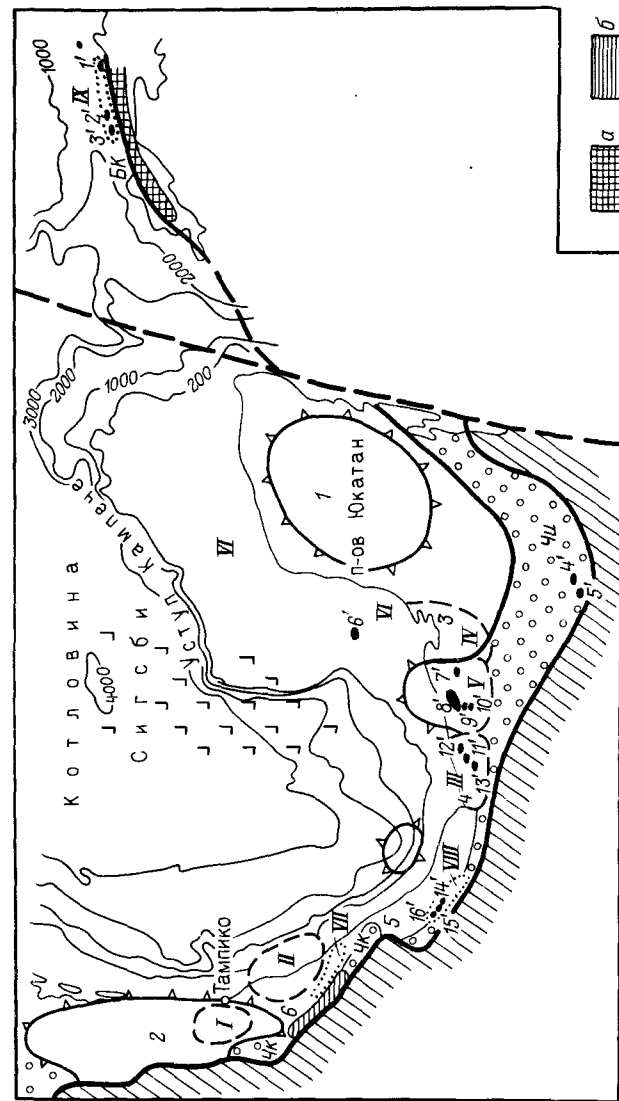


Рис. 37. Южная часть ГТБ Мексиканского залива:

а — Кубинско-Североамериканский мегантиклинорий — кайнозойская складчатость; б — зона нефтегазоаккумуляции Чиконтелек; остальные условные обозначения см. на рис. 35.
Краевые прогибы: БК — Багамско-Кубинский, Чи — Чиapas (ареал зон нефтегазоаккумуляции), Чк — Чиконтелек, поднятия: 1 — Юкатанское, 2 — Тамаулипас, впадины: 3 — Макуспана-Кампече, 4 — Салина-дель-Истмо, 5 — Веракрус, 6 — Тукспан.

Ареалы зон нефтегазоаккумуляции: 1 — Эбанто-Пануко; 2 — Фаха-де-Оро; 3 — Салина-дель-Истмо; 4 — Макуспана, 5 — Реформа; 6 — Кампече.
Зоны нефтегазоаккумуляции: 1/1 — Ангостура, 1/2 — Паса-Рика, 1/3 — Северо-Кубинская. Месторождения: 1' — Мотембо, 2' — Гуанабо-бальсанта, 3' — Бакурао, 4' — Рубен-Гас, 5' — Кантарель, 6' — Каса-Бланко, 16' — Трес-Игерас.

Основные месторождения арсенов Эбанто-Пануко, Фаха-де-Оро и зоны Паса-Рика показаны на рис. 40.
Хосе-Коломо; 8' — Бермудес; 9' — Кактус; 10' — Ситио-Гранде; 11' — Магальянес; 12' — Огатес; 13' — Эль-План; 14' — Ангостура; 15' — Трес-Игерас.

риф предполагается в подводной части впадины Макуспана-Кампече и далее на северном и восточном подводных склонах свода Юкатан. С севера и запада к полосе рифогенных известняков примыкает область развития разновозрастных глубоководных предрифовых глинисто-карбонатных отложений, а с юга и востока — площадь распространения зарифовых фаций карбонатно-эвапоритового состава.

Для впадины Салина-дель-Истмо характерны соляные диапиры с неглубокозалегающими сводами. Глубоко погруженные соляные купола предполагаются во впадине Макуспана-Кампече.

Осадочный чехол мексиканской части бассейна отличается от охарактеризованного выше для Галф-Коста следующими основными чертами:

- 1) очень незначительной мощностью антропогена (десятки — сотни метров);
- 2) меньшей мощностью неогеновых отложений, сокращающейся до 2—4 км, а на поднятии Тамаулипас — даже до 0,3 км;
- 3) убыванием мощности палеогеновых пород на юг, примерно до 4 км в прогибе Макуспана-Кампече.

Крайняя восточная часть бассейна Мексиканского залива представлена Багамско-Кубинским краевым прогибом. Последний сформировался перед Кубинско-Северогайтанским мегантиклинорием, в месте сочленения последнего с Багамской платформой. На современной суше располагается только внутренний борт этого прогиба.

В НГБ Мексиканского залива расположены все месторождения Мексики и 10 тыс. месторождений США, в том числе более 300 морских. Запасы нефти в бассейне оцениваются в 17,5 млрд. т, газа — в 14 трлн. м³. В бассейне в пределах территории и акватории находится около 40 из 100 крупнейших по текущим извлекаемым запасам нефти месторождений США.

Подавляющее большинство месторождений НГБ Мексиканского залива отчетливо группируются в ряд ареалов и зон нефтегазонакопления.

Ареалы зон нефтегазонакопления Блэк-Уорриор и Аркома располагаются в крайней северной части бассейна (рис. 38).

Ареал зон Блэк-Уорриор приурочен к одноименной впадине и объединяет несколько зон нефтегазонакопления, связанных с региональными разрывами и простирающихся параллельно друг другу в юго-восточном направлении. Месторождения приразрывных моноклинальных участков содержат залежи на глубине до 2,5 км в ловушках экранирования по разрыву. Продуктивны песчаники миссисипия. Месторождения незначительные.

Ареал зон Аркома в Предушитском прогибе включает тяготеющие к внутреннему борту последнего антиклинальные зоны газонакопления с месторождениями, связанными с линейными брахиантиклиналями, часто осложненными разрывами. Залежи находятся в ловушках экранирования по разрыву и сводовых. Залежи сухого газа содержатся в песчаниках пенсильвания, в меньшей степени миссисипия, нижнего

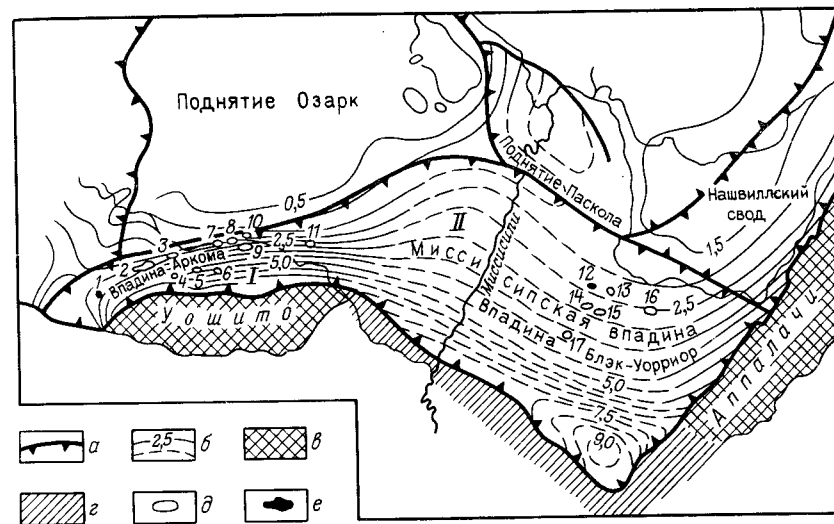


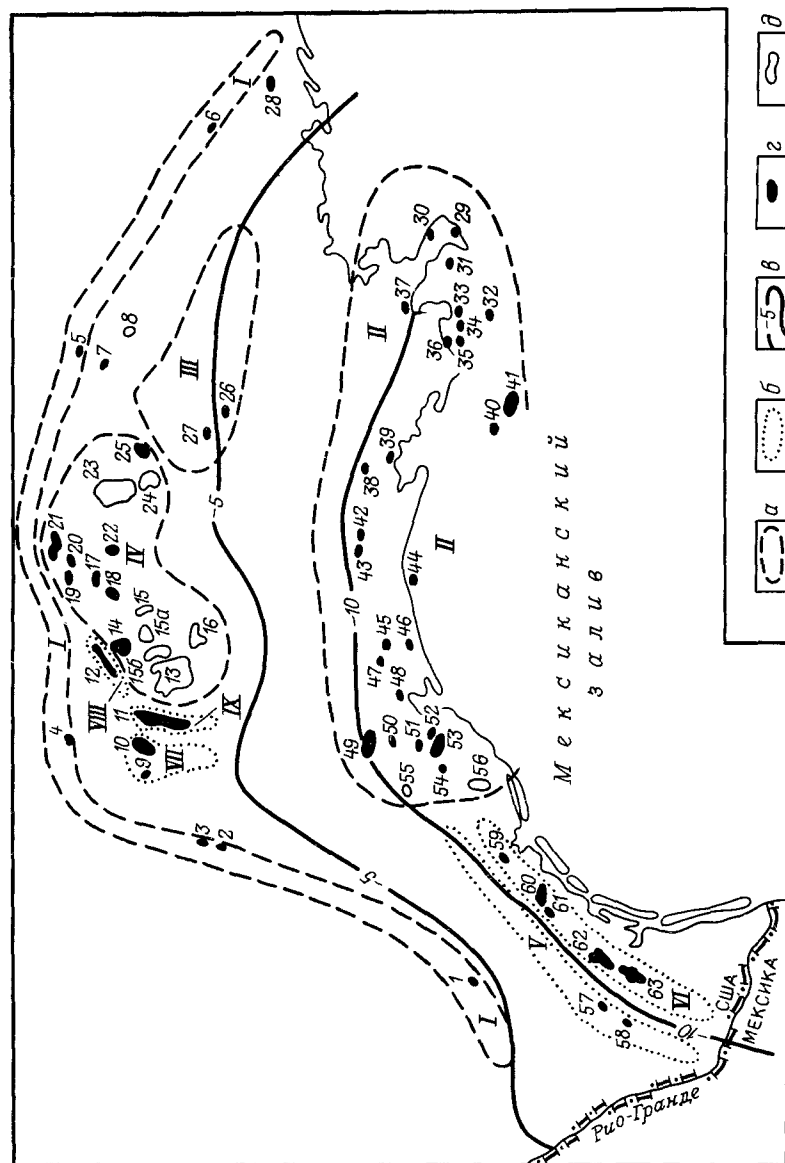
Рис. 38. Ареалы зон нефтегазонакопления Аркома (I) и Блэк-Уорриор (II): а — границы структурных элементов; б — изогипсы фундамента, км; Уошито-Аппалачская складчатая система: в — на дневной поверхности, г — под мезозойскими отложениями (Блэк-Уорриор); месторождения: д — газовые, е — нефтяные. Месторождения: 1 — Сентрахом; 2 — Квинтон; 3 — Кинта; 4 — Ред-Оук-Норрис; 5 — Пото-Гилмор; 6 — Мэнсфилд; 7 — Боназа; 8 — Сесил; 9 — Этна; 10 — Уайт-Оук; 11 — Джерусалем; 12 — Ною-Хоуп; 13 — Эмори; 14 — Малдон; 15 — Коринн; 16 — Фейетт; 17 — Мабен

девона и силура. Наибольшие газовые запасы установлены на месторождении Ред-Оук-Норрис (около 70 млрд. м³).

Нехарактерное для внутренних бортов краевых прогибов широкое распространение газовых скоплений, безусловно, связано с весьма высокой угленосностью развитых в этом ареале осадочных толщ.

Ареал зон Северного пояса региональных разломов (рис. 39) объединяет ряд зон нефтегазонакопления. Основными в ареале являются зоны Люлинг-Дарст-Крик, Мексия-Талко, Пикенс и Джильбертаун. В ареале присутствуют нефтяные месторождения с залежами в ловушках экранирования по разрыву и иногда в небольших линзах тектонической трещиноватости. К наиболее значительным в ареале относятся месторождения Мексия, Пауэлл, Пикенс, Джильбертаун, Талко. В последнем запасы нефти составляли 40 млн. т. Основными продуктивными горизонтами ареала служат меловые песчаники, а в его юго-западной части также известняки раннемелового возраста.

Зона нефтегазонакопления Чапмен находится северо-западнее зон Люлинг-Дарст-Крик и Мексия-Талко, вблизи границы с Пермским бассейном. Зона небольшая и объединяет около двадцати небольших, но весьма своеобразных месторождений (Чапмен, Литтон-Спрингс, Хилби и др.), связанных с лакколитообразными интрузиями предкампанского возраста. Залежи нефти возникли в обладающих повышенной пористостью и проницаемостью периферийных участках интрузивных тел — линзах выветривания.



Солянокупольная зона нефтегазоаккумуляции Тайлер располагается в одноименном прогибе и содержит ряд месторождений, приуроченных к закрытым диапирам, в большинстве случаев с глубоко погруженным соляным ядром. Структура таких месторождений представлена слоями, образующими пологие куполовидные поднятия, разбитые густой сетью преимущественно радиальных разрывов. Наибольшими запасами нефти обладают крупнейшее месторождение Хаукинс (110 млн. т) и месторождение Ван (75 млн. т). В этих месторождениях, как и во всей зоне, нефтегазоносны меловые песчаники.

Ареал зон нефтегазоаккумуляции Сабин-Монро, приуроченный к одноименным сводам, относится к наиболее богатым по запасам нефти и газа. К центральным частям сводов Монро и Сабин отмечается сокращение мощности меловых отложений, выклинивание отдельных их горизонтов или срезание поверхностями несогласия.

В пределах ареала зон на сводах Сабин и Монро основными нефтегазоносными горизонтами служат песчаники мелового возраста (в меньшей степени отложения палеогена), а в северной его части — верхнеюрские — меловые песчаники и известняки. Ареал включает зоны нефтегазоаккумуляции с месторождениями, приуроченными к куполовидным и брахиантиклинальным складкам. Эти складки представлены двумя разновидностями. Одна из них — складки двухэтажного строения. Верхний этаж в них выражен пологим поднятием, а нижний имеет значительно более крутые крылья и срезан поверхностью резкого углового несогласия, расположенной в основании палеогена или внутри верхней части верхнего мела. Залежи нижнего этажа содержатся в ловушках экранирования по поверхности несогласия или в сводово-эрозионных выступах, залежи верхнего этажа — в сводовых ловушках. Все основные залежи заключены в ловушках нижнего этажа. Таковы, например, структуры одного из значительных месторождений свода Сабин — среднего по запасам газонефтяного месторождения Каддо-Пайн-Айленд, и двух основных месторождений (газовых) свода Монро — Монро (с запасами до 270 млрд. м³) и Ричленд (215 млрд. м³).

К другой структурной разновидности месторождений данного ареала относятся месторождения, представленные куполовидными и брахиан-

Рис. 39. Нефтегазогеологическая схема Галф-Коста:

а — ареалы зон нефтегазоаккумуляции; б — зоны нефтегазоаккумуляции; в — изогипсы кровли фундамента, км, месторождения: г — нефтяные и газонефтяные, д — газовые и газоконденсатные. Ареалы зон: I — Северного пояса региональных разломов; II — Северный Прибрежный; III — Миссисипийский; IV — Сабин-Монро. Зоны нефтегазоаккумуляции: V — Йегуа-Джексон; VI — Фрио-Виксберг; VII — Тайлер; VIII — Родесса; IX — Ист-Тексас. Месторождения: 1 — Людин-Браньон; 2 — Мексика; 3 — Пауэлл; 4 — Талко; 5 — Пикенс; 6 — Джильт-бертаун; 7 — Тинсли; 8 — Джексон; 9 — Ван; 10 — Хаукинс; 11 — Ист-Тексас; 12 — Родесса; 13 — Картидж; 14 — Каддо-Пайн-Айленд; 15 — Слайго; 15а — Баском-Гринвуд; 15б — Бетани; 16 — Хоакин; 17 — Коттон-Валли; 18 — Хейнсвилл; 19 — Магнолия; 20 — Шулер; 21 — Смаковер; 22 — Лисбой; 23 — Монро; 24 — Ричленд; 25 — Дэй-Биг-Крик; 26 — Крэнфилд; 27 — Лейк-Сент-Джон; 28 — Джей; 29 — Саут-Пасс, блок 24; 30 — Саут-Пасс, блок 27; 31 — Делта-Вест, блок 30; 32 — Саут-Тимбальер; 33 — Бей-Мерчанд; 34 — Тимбальер; 35 — Кейлу-Айленд; 36 — Лейк-Барр; 37 — Лафитт; 38 — Анс-Бьютт; 39 — Уикс-Айленд; 40 — Юджин-Айленд; 41 — Шип-Шоал; 42 — Дженнингс; 43 — Вест-Лайт; 44 — Креол; 45 — Спиндлтоп; 46 — Амелия; 47 — Сур-Лейк; 48 — Барберс-Хилл; 49 — Кон-Типитайт; 50 — Хамбл; 51 — Гус-Крик; 52 — Уэбстер; 53 — Гастингс; 54 — Томпсон; 55 — Кейт; 56 — Олдроп; 57 — Гавермент-Уэллс; 58 — Армстронг; 59 — Вест-Ранч; 60 — Том-О'Коннор-Грета; 61 — Рефухью; 62 — Агуа-Далас-Страттон; 63 — Силлингсон.

тиклинальными складками, в разрезе которых не отмечается резких угловых несогласий. Примерами таких месторождений являются находящиеся на своде Сабин крупнейшее газовое месторождение Картидж, значительные конденсатногазовое месторождение Бетани и газовое Баском-Гринвуд. Залежи содержатся главным образом в сводовых, а также в сводово-выклинивающихся и линзовидных ловушках.

Кроме уже названных основных месторождений ареала на сводах Сабин и Моиро, в его северной части можно отметить нефтяные месторождения Смаковер, Коттон-Валли, Шулер и Магнолия. В первом из них запасы превышают 70 млн. т.

Зона нефтегазонакопления Родесса размещается на северо-западном склоне свода Сабин. Месторождения зоны приурочены к протяженному разрыву. Самое крупное месторождение Родесса ($53 \times 7 \text{ км}^2$) содержит залежь нефти и газа в ловушке экранирования по разрыву, частично выклинивающейся. Продуктивны в зоне породы нижнего мела.

Месторождение Ист-Тексас открыто в 1930 г. в *зоне нефтегазонакопления Ист-Тексас*, приуроченной к моноклинали, срезанной поверхностью углового несогласия на западном склоне свода Сабин. Огромная залежь ($65 \times 8 \text{ км}^2$) находится в ловушке экранирования по поверхности несогласия в нижнемеловых песчаниках Вудбайн. Запасы нефти месторождения составляли 750—800 млн. т.

Миссисипский ареал солянокупольных зон нефтегазонакопления находится в одноименном прогибе. Зоны ареала объединяют месторождения пологих куполовидных поднятий с глубоко погруженным соляным штоком. Залежи заключены в сводовых ловушках в песчаниках мела и палеогена. Из месторождений ареала можно указать нефтяное месторождение Крэнфилд и газонефтяное Лейк-Сент-Джон.

Один из крупнейших в бассейне *ареалов зон нефтегазонакопления — Северный Прибрежный*. Протягивается он от г. Хьюстон на западе до г. Новый Орлеан на востоке в пределах южных районов штатов Луизиана и Техас, включая шельф Мексиканского залива.

В ареале характерными и резко преобладающими являются месторождения, связанные с открытыми и закрытыми соляными диапирами. Типичны ловушки экранирования ядром диапира (часто под «верхэнгом»), по поверхности несогласия и по разрыву, а также ловушки линзовидные (в кепроке), сводовые (нередко разбитые на блоки) и выклинивающиеся. Месторождения соляных диапиров группируются в зоны, которые либо протягиваются вдоль широко распространенных разрывов и флексур, либо образуют дугообразные цепочки, приуроченные к участкам уменьшенной нагрузки на соленосную толщу.

В рассматриваемом ареале открыто более 1000 месторождений, приуроченных к соляным диапирам. Из них примерно 30 (в основном морских) входят в сотню крупнейших по запасам нефти месторождений США.

В ареале установлена широкая промышленная нефтегазоносность отложений эоцена — антропогена, а с глубины 6 км получена нефть из пород верхнего мела. Нефтегазоносные горизонты ареала представлены

песчаниками. Отложения плейстоцена продуктивны в узкой полосе западного побережья штата Луизиана и на смежном шельфе, плиоцена — в прибрежной части штата Луизиана и на примыкающем шельфе, миоцена — олигоцена — в этих же областях. Из пород эоцена нефть и газ получены во многих районах по всей площади ареала.

По начальным извлекаемым запасам нефти наиболее крупными в ареале являются месторождения Шип-Шоал (116 млн. т), Гастингс (91 млн. т), Конро (91 млн. т), Бей-Мерчанд и Уэбстер (по 90 млн. т), Томпсон (63 млн. т). По запасам газа на первом месте стоит месторождение Олд-Оушен (140 млрд. м^3), затем идут Бастиан-Бей и Байо-Сейл (по 100 млрд. м^3).

Характерно для ареала чрезвычайно широкое распространение конденсатногазовых скоплений.

Кроме месторождений, приуроченных к открытым и закрытым диапирам, в ареале присутствуют месторождения «остаточных» поднятий и приразрывных пологих складок. Первые фиксируются как относительно поднятые элементы, окруженные кольцевыми синклиналями — участками интенсивного оттока соли в смежные растущие купола. Примером таких месторождений служит крупнейшее конденсатногазовое месторождение Кейти, выраженное округлым пологим куполом, не нарушенным разрывами, и заключающее шесть продуктивных горизонтов в разрезе эоцена. К месторождениям приразрывных складок относятся месторождения Вест-Типитайт в штате Луизиана и Амелиа в штате Техас. Структурно они выражены брахиантиклиналями около сбросов, возникших над глубоко залегающими соляными штоками.

Зоны нефтегазонакопления Иегуа-Джексон и Фрио-Виксберг размещаются юго-западнее г. Хьюстон, простираясь параллельно друг другу на северо-восток. *Зона Иегуа-Джексон* является внешней и представлена зоной выклинивания на северо-запад по восстанию слоев моноклинали Галф-Кост песчаных коллекторов эоценового возраста. В зоне резко преобладают выклинивающиеся нефтегазоносные ловушки. Наиболее значительны месторождения Гавернмент-Уэллс и Армстронг.

Гораздо более богата нефтью и газом *зона Фрио-Виксберг*. Местоположение этой зоны, как и зоны Иегуа-Джексон, совпадает с полосой выклинивания песчаных коллекторов (в данном случае олигоценовых) на северо-запад.

Зоны выклинивания коллекторов по восстанию слоев, или тренды, прослеживаются в отложениях мелового, эоценового, олигоценового, миоценового (три тренда), плиоценового и плейстоценового возраста. Всего выделяют 12 трендов, последовательно спускающихся с севера (мел) на юг (плейстоцен). Выявленный недавно верхнемеловой тренд Тускалуса протягивается на 200 км при ширине 20 км и глубине нахождения 4880—6700 м. Пластовые давления в тренде 46—112 МПа при температуре 100—238° С. С трендом связаны конденсатногазовые месторождения Фолс-Ривер, Джауж-Ридж, Риголетте и др. Аккумуляция нефти и газа в трендах обусловлена не только литологически экранированными ловушками, но и развитием в их пределах брахианти-

клинальных поднятий. Помимо газовых месторождений, в меловом и в более молодых трендах открыты нефтяные месторождения, в том числе крупное Том-О'Коннор-Грета с запасами нефти 116 млн. т.

В распределении однофазных залежей в зоне отчетливо выражена вертикальная зональность. Газовые залежи сосредоточены на глубине до 1 км, а также на глубине свыше 4,5 км. Максимальное количество нефтяных залежей установлено в интервале 1—3 км, однако при этом они распространяются в разрезе бассейна до глубин, превышающих 7 км.

В западной и южной частях бассейна выделяются (с севера на юг) следующие ареалы зон нефтегазонакопления.

Ареал зон нефтегазонакопления Бургос (Северо-Восточный) располагается в низовьях р. Рио-Гранде на территории Мексики и США. Он включает ряд примерно параллельных линейных зон локальных платформенных поднятий. Зоны характеризуются субмеридиональным простиранием, которое к югу переходит в юго-восточное. Месторождения приурочены к пологим складкам, в которых мощность многих горизонтов уменьшается или они выклиниваются. Продуктивные горизонты слагаются песчаниками, в западных зонах главным образом эоценовыми, в средних — олигоценowymi и в восточных — миоценовыми.

Залежи содержатся в сводовых и выклинивающихся ловушках. Газовые и газоконденсатные месторождения значительно преобладают над нефтяными. В ареале можно выделить газоконденсатное месторождение Миссон, нефтегазовые месторождения Тревиньо и Рейноса-Мехикано. Последнее по запасам газа (105 млрд. м³) являлось крупнейшим.

Ареал зон нефтегазонакопления Сабинас расположен в одноименной впадине (см. рис. 35). В ареале обнаружено свыше 10 преимущественно газовых месторождений с залежами, заключенными в юрских и меловых трещиноватых доломитах и в песчаниках палеоценового возраста на глубине 2—4 км.

Ареал зон нефтегазонакопления Эбано-Пануко — старейший нефтедобывающий район Мексики. Первые притоки нефти здесь были получены на месторождении Эбано-Чапакао в 1901 г.

Ареал приурочен к южной части поднятия Тамаулипас. Месторождения выражены очень пологими, округлыми или слабоудлиненными складками, иногда достигающими значительных размеров. Залежи содержатся в сводовых ловушках. Нефтеносны известняки главным образом альбского и сеноманского ярусов и в незначительной степени верхнеюрские.

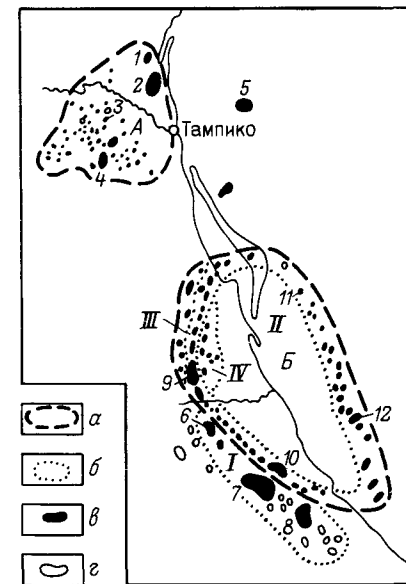
В ареале находятся крупнейшее месторождение Пануко (запасы до 180 млн. т) и среднее Тамаулипас (25—30 млн. т).

Восточнее этого ареала в море открыто крупнейшее нефтяное месторождение Аренькю с запасами до 140 млн. т. Оно представлено поднятием, осложненным разрывом. Залежи обнаружены в известняках верхней юры в ловушках экранирования по разрыву, выклинивающимся и сводовых.

Ареал зон нефтегазонакопления Фаха-де-Оро (Золотого пояса)

Рис. 40. Ареалы зон и зоны нефтегазонакопления Восточной Мексики:

а — ареалы зон нефтегазонакопления; б — зоны нефтегазонакопления; в — нефтяные, г — газовые.
Ареалы зон нефтегазонакопления: А — Эбано-Пануко; Б — Фаха-де-Оро.
Зоны нефтегазонакопления: I — Поса-Рика; II — Основная; III — Внешняя; IV — Внутренняя.
Месторождения: 1 — Баркадон; 2 — Тамаулипас; 3 — Эбано-Чапакао; 4 — Пануко; 5 — Аренькю; 6 — Микуэтила; 7 — Поса-Рика; 8 — Сан-Андрес; 9 — Наранхос-Серро-Азуль; 10 — Санта-Агеда; 11 — Исла-де-Лобос; 12 — Атун



помещается в прогибе Тукспан и связан с крупным погребенным атолом длиной около 200 км и шириной до 70 км. В плане он образует вытянутый в субмеридиональном направлении эллипс, восточная половина которого находится в Мексиканском заливе. В ареале имеются три зоны нефтегазонакопления. **Основная зона** распространяется на протяжении всего атолла, а две значительно меньшие — **Внешняя и Внутренняя** — располагаются на северо-западе ареала, где они простираются параллельно основной зоне (рис. 40). Месторождения связаны с рифовыми массивами, высота которых в Основной зоне достигает 1 км. Ловушками служат биогенные выступы, сложенные известняками свиты Эль-Абра (альб — сеноман). Подчиненное значение имеют продуктивные горизонты палеогена. Ареал является одним из самых богатых нефтью районов Мексики. Основная зона нефтегазонакопления содержит резко преобладающую долю нефтяных запасов ареала и все наиболее значительные его месторождения: крупнейшее нефтяное месторождение Наранхос-Серро-Азуль (запасы 164 млн. т), средние — Санта-Агеда, Исла-де-Лобос, Атун и др. Последние два месторождения морские.

Зона нефтегазонакопления Поса-Рика объединяет группу линейно расположенных платформенных поднятий и протягивается параллельно юго-западной части ареала Фаха-де-Оро. В пределах зоны Поса-Рика основной продуктивный горизонт — среднемеловые известняки свиты Тамабра — характеризуется значительной изменчивостью состава и коллекторских свойств. Поэтому в месторождениях, приуроченных к локальным пологим поднятиям, кроме залежей, заключенных в сводовых ловушках, иногда осложненных размывом, встречаются залежи в

ловушках, выклинивающихся на крыльях этих поднятий или в их наиболее поднятой части. Именно такова основная залежь месторождения Поса-Рика — крупнейшего месторождения зоны, в котором запасы нефти составляли 145 млн. т, газа — 35 млрд. м³. Среди других месторождений зоны наибольшими являются нефтяные месторождения Сан-Андрес, Микуэтла и Эль-Альяго. Кроме меловых пород нефть содержится также в верхнеюрских известняках. В последних наряду со сводовыми ловушками встречаются ловушки эрозионных выступов.

Западнее ареала зон Фаха-де-Оро перед фронтом ларамид Сьерра-Мадре-Ориенталь располагается крупная зона *нефтенакопления Чиконтелек*. Зона состоит из трех глубоких эрозионных впадин (палеокайенов): Чиконтелек, наиболее крупная, с выявленной нефтегазонаосностью; меньших размеров Белухо-Ла-Маха (севернее Чиконтелека) и Наутла-Айотоско. Обе последние впадины выявлены геофизическими исследованиями, нефтеносность их предполагается. Чиконтелекское месторождение содержит нефть в линзовидных пластах песчаников эоценового возраста мощностью 2 км. Эоцен выполняет эрозионную впадину длиной 120 км и шириной 15—25 км, выработанную в палеоценовых, меловых и юрских преимущественно карбонатных отложениях. Общие запасы нефти оцениваются в 15 млрд. т, извлекаемые 2,4 млрд. т, запасы газа 1,1 трлн. м³. Для разработки месторождения проектируется бурение 16 000 скважин при суточном дебите их 7—8 т.

Зона *нефтегазонакопления Ангостура* помещается в полосе передовых складок Сьерра-Мадре-Ориенталь, примыкающей к прогибу Веракрус. В зоне выявлено свыше 10 в основном нефтяных месторождений, приуроченных к линейным брахиантиклиналям, осложненным продольными разрывами.

Нефтегазонаосны главным образом известняки апта — турона, а также трещиноватые мергели эоцена. Месторождения зоны невелики.

В *ареале зон нефтегазонакопления Салина-дель-Истмо* открытые месторождения приурочены к соляным куполам и брахиантиклиналям с неглубоко залегающим ядром соли. Залежи заключены в ловушках экранирования по разрыву или самим соляным ядром. Небольшие нефтяные залежи содержатся также в линзовидных ловушках кепрока.

Продуктивны песчаники миоцена и олигоцена. Среди открытых месторождений (свыше 15) выделяется по запасам (более 115 млн. т) нефтяное месторождение Огаррио, расположенное в 35 км южнее г. Санчес-Магальянес. Несколько месторождений открыто в субаквальной части ареала (Рабон-Гранде, Санта-Ана и др.).

Ареал зон нефтегазонакопления Реформа приурочен к поперечному поднятию. Последнее осложнено рядом пологих поднятий, вытянутых преимущественно в северо-западном направлении и осложненных в различной степени соляной тектоникой. В ареале находится одно из самых крупных нефтяных месторождений Мексики — Бермудес с запасами нефти 900 млн. т и газа — 500 млрд. м³. Здесь находятся две *крупные зоны нефтегазонакопления*: зона *Карденас-Мора* в составе месторождений Текомиокан, Тепеум, Ялоте и др. и зона *Хухо*, включающая

месторождения Ситио-Гранде, Кактус, Ирис, Гиральдас, Феникс и др. Запасы нефти последней зоны составляют 200—300 млн. т. Всего в ареале зон известно более 30 месторождений. Продуктивны меловые и юрские известняки на глубине свыше 4 км.

Ареал зон нефтегазонакопления Чиуапас связан с одноименной предгорной складчатой системой и на востоке заходит в северную часть Гватемалы. Здесь выделяется крупная по запасам зона, объединяющая конденсатногазовые месторождения Колано, Синуапа и недавно выявленные месторождения Муспак и Никапа (район Симоховел). В гватемальской части бассейна давно известны месторождения нефти Рубельсанта и Тортугас, структуры которых осложнены соляными массивами. Продуктивны миоценовые и меловые отложения.

Ареалы зон нефтегазонакопления впадины Макуспана-Кампече располагаются на юго-западе в материковой части (Макуспана) и на севере на шельфе (банка Кампече). В *Макуспанском ареале* известно свыше 20 месторождений газа и нефти, среди которых выделяется по запасам газа (138 млрд. м³) месторождение Хосе-Коломо. Запасы нефти месторождений небольшие. Продуктивны миоценовые и верхнеюрские песчаники. Наибольшие запасы нефти сконцентрированы в *зал. Кампече*. Здесь установлена промышленная нефтегазонаосность доломитов нижнего палеоцена, верхнего мела и юры, в частности на месторождениях Кантарель, Чак, Акал, Нахок, которые дают половину всей добычи нефти в Мексике.

Северо-Кубинская зона нефтегазонакопления располагается в пределах северного побережья о-ва Куба и прилегающей с севера Багамской платформы, погруженной под воды океана. Зона имеет длину до 1000 км, ширину 100—150 км. Горное эвгеосинклинальное обрамление ларамийского возраста надвинуто на складчатый (миогеосинклинальный) борт с амплитудой перемещения в несколько десятков километров. Последний дислоцирован в систему сравнительно узких изоклинальных складок. Складчатый борт прогиба поперечными разломами расчленен на несколько блоков, из которых наиболее приподнятые Пинор на западе и Романо в центре. С платформенным склоном складчатый борт сочленен через разлом.

Фундамент прогиба образован кристаллическими и метаморфическими породами доюрского возраста. Мощность юрских и меловых отложений складчатого борта до 8 км. Породы юрского возраста до келловей включительно преимущественно терригенные, выше (оксфорд — неоком) терригенно-карбонатные. Апт-альбские отложения образованы терригенно-карбонатно-кремнистыми породами, сеноман-сантонские — карбонатными. Для неокома и низов верхнего мела характерно развитие рифовых построек, образующих барьерный риф. В пределах платформенного склона юрские и меловые отложения представлены преимущественно известняками, доломитами, реже ангидритами, общей мощностью свыше 5 км.

Кампан и низы нижнего эоцена сложены карбонатно-терригенными породами и представляют орогенный комплекс пород. Они сменяются

мощной толщей (до 3,5 км) терригенно-карбонатных пород от эоценовых до плиоценовых, образующих постороженный комплекс. Последний несогласно перекрывает внешнюю и внутреннюю зоны складчатого борта прогиба.

В Северо-Кубинской зоне нефтегазонакопления выявлено, начиная с 1864 г., 19 нефтяных месторождений, из которых два — Варадеро и Бока-Харуко содержат основные запасы нефти зоны. Месторождения нефти приурочены к автохтонным и аллохтонным элементам складчатого борта прогиба. В автохтоне находятся наиболее крупные месторождения с залежами в известняках верхней юры — неокома и маастрихта (месторождения Варадеро, Бока-Харуко), в аллохтоне содержатся месторождения с залежами в известняках апта — альба, сеномана — турона и кампана — маастрихта (Виа-Бланка, Юмури, Камариска и др.). Месторождения приурочены к узким крутым наклонным антиклиналям длиной до 20 км и шириной до 3 км. Известны также месторождения, расположенные в надвинутой части комплекса отложений горного сооружения. Некоторые залежи нефти приурочены к измененным серпентинитам и вулканогенным породам, зажатым в сильно нарушенных чешуях.

§ 9. АНТИЛЬСКО-КАРИБСКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Нефтегазоносный бассейн Барбадос-Тобаго

Нефтегазоносность бассейна Барбадос-Тобаго установлена еще в 1920 г. на о-ве Барбадос. В настоящее время в бассейне выявлено пять небольших месторождений нефти и свыше 10 газовых месторождений (см. рис. 43).

Бассейн выполнен мезозойскими и кайнозойскими отложениями. В его основании находится осадочно-вулканогенная серия мезозойского возраста мощностью свыше 3 км, обильно прослоенная андезитовыми и базальтовыми лавами. Выше залегают также осадочно-вулканогенные породы эоцена, которые покрываются глинисто-мергелистой толщей олигоценового и раннемиоценового возраста. Среднемиоценовые отложения представлены калькаренидами. Мощность неогеновых отложений 2 км.

В бассейне выделяются две области (депоцентра) максимального прогибания — Барбадосская, в которой фундамент залегает на глубине более 7 км, и параллельно расположенная с запада Восточно-Гренадская, также с мощностью отложений более 7 км. Области разделены горстовым поднятием. Выявленные в бассейне месторождения нефти концентрируются в двух ареалах зон нефтегазонакопления — Барбадосском, расположенном на горсте, разделяющем два депоцентра бассейна, и Южно-Гренадском (в акватории южной части Западно-Гренадской области прогибания).

В Барбадосском ареале известно шесть месторождений нефти (Григ-Фарм, Приор-Парк, Фишер-Понд и др.). В Южно-Гренадском ареале

выявлено свыше 10 месторождений нефти и газа (Чакония, Хибуски, Драгон и др.).

Продуктивны песчаники и калькарениды эоценового, раннеолигоценового и плейстоценового возраста; залежи находятся на глубине 750—4100 м.

Глава III ЮЖНАЯ АМЕРИКА

§ 1. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ И НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Большая восточная часть территории Южно-Американского континента занята Бразильской докембрийской платформой, которая на юге сочленяется с каледонской Пампо-Патагонской платформой (плитой). Северная часть докембрийской платформы, расположенная между долинами рек Ориноко и Амазонка, представлена Гвианским щитом. Южнее простирается Центральнобразильский щит, значительная площадь выходов докембрия которого перекрыта осадочными породами преимущественно мезозойского возраста мощностью до 1 км. Вдоль юго-восточного края платформы прослеживается третий крупный выход фундамента на поверхности — Восточно-Бразильский щит (рис. 41).

Гвианский щит отделяется от Центральнобразильского вытянутой Среднеамазонской синеклизой, в основании которой находится грабен. Центральнобразильский щит отделен от Восточно-Бразильского синеклизой Мараньяо на севере и Сан-Франсиску на юге. На южное погружение Центральнобразильского щита наложена крупная синеклиза Параны.

Бразильская платформа окаймлена с востока широким периконтинентальным прогибом. Прогиб имеет резко выраженное блоковое строение, представляя систему продольных грабенов и горстов, погружающихся в сторону океана. Грабены сложены многокилометровыми толщами нижнего мела, в меньшей степени верхней юры, несогласно перекрытыми более молодыми породами.

Пампо-Патагонская плита занимает южную суженную часть материка. Фундамент плиты раннекаледонский. На востоке плита отделяется от Бразильской платформы авлакогеном Серра-Буэнос-Айрес, сложенным сильно дислоцированными палеозойскими отложениями мощностью около 5 км и выраженным в рельефе нагорьем. С севера к авлакогену примыкает прогиб Рио-Саладо с глубиной фундамента более 5 км. От горного сооружения Патагонские Анды плита отделена разломом. Фундамент плиты наклонен с севера на юг, в меньшей степени с запада на восток. На крайнем юге материка он погружается на глубину до 10 км и сочленяется с Патагонской Кордильерой через узкий передовой прогиб.

Пампо-Патагонская плита осложнена двумя небольшими, погребенными под маломощным чехлом мезозойских и более молодых отложе-

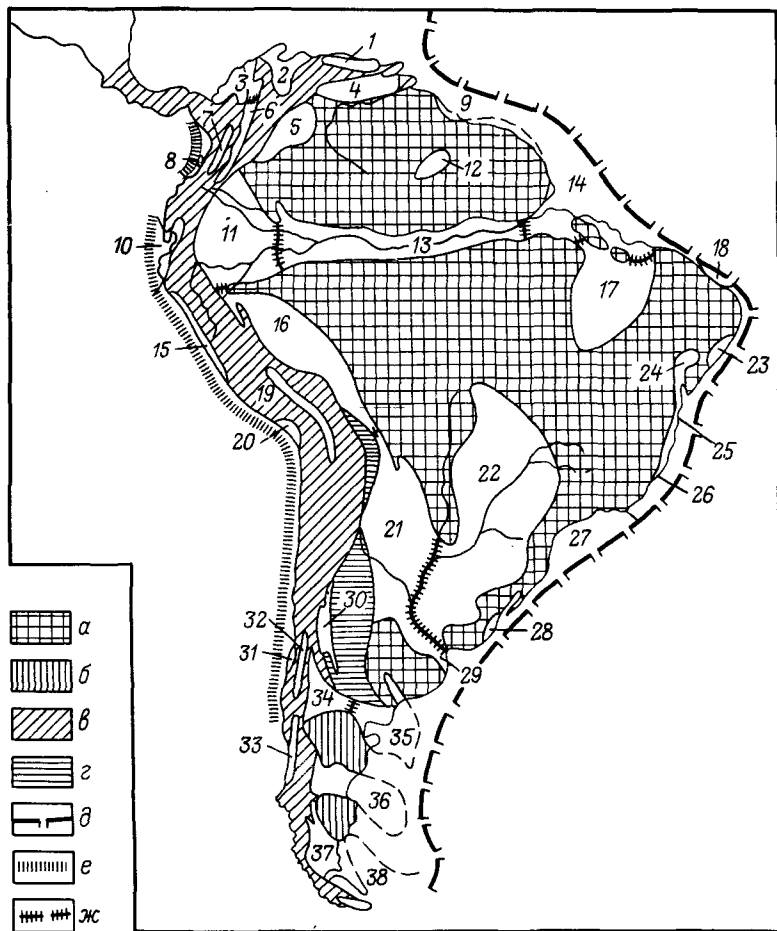


Рис. 41. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Южной Америки.

Выходы на поверхность или неглубокое залегание фундамента: а — докембрийского возраста, б — каледонского возраста; в — Андийская Кордильера; г — эпиplatformенные орогены Пуна и Серра-Пампа, д — континентальный склон; е — глубоководный желоб; ж — межбассейновые вали.
НГБ: 1 — Бонайре-Карьяко, 2 — Маракайбский, 3 — Нижнемагдаленский, 4 — Оринокский, 5 — Баринас-Апуре, 6 — Среднемагдаленский, 9 — Прибрежно-Гвианский, 10 — Гуаякильский, 11 — Верхнеамазонский, 13 — Среднеамазонский, 14 — Маражо-Баррейриньяс, 15 — Салавери-Писко, 16 — Укаяли-Маморе, 18 — Серра-Потигуар, 19 — Альтиплано-Пуно, 21 — Центральнопредандийский, 23 — Сержи-пи-Алагоас, 24 — Баия, 25 — Эспириту-Санту, 26 — Кампус, 27 — Сантус, 28 — Целотас, 30 — Мендоса, 31 — Лебу-Арауко, 34 — Неукен, 36 — Сан-Хорхе, 37 — Магелланова пролива; ПНГБ: 7 — Каука-Патия, 8 — Аtrato, 12 — Такуту, 17 — Маранья, 20 — Макагуа, 22 — Парана, 29 — Рио-Саладо, 32 — Северной Продольной долины, 33 — Южной Продольной долины, 35 — Рио-Колорадо, 38 — Северо- и Южно-Мальвинский.

ний (перекрытых эффузивными образованиями) поднятиями фундамента — Северо-Патагонским и Южно-Патагонским массивами. На юго-востоке плиты Фолклендские острова образуют третий выступ фундамента, расположенный уже в пределах континентального шельфа.

Между Северо- и Южно-Патагонским массивами находится синеклиза Сан-Хорхе, или Комодоро-Ривадавия. Севернее Северо-Патагонского массива выделяются две небольшие синеклизы — Неукен и Рио-Колорадо.

Синеклизы Пампо-Патагонской плиты в краевых частях носят следы воздействия молодых движений, проявляющиеся в увеличенной сети разрывов, особенно в западной предкордильерской части, однако основной структурный план синеклиз определяется их конседиментационным развитием.

Вдоль западного края материка, а также на его севере протягивается на 9000 км хорошо выраженная в рельефе мощная молодая складчатоглыбовая горная система Анды. В поперечном сечении Анды расчленяются на две структурные зоны: Западную, образованную молодым альпийским орогенезом (позднеплиоценовым), и Восточную, представляющую собой омоложенную альпийским орогенезом складчатость герцинского возраста.

Орографически Андийские Кордильеры в большой северной части состоят из ряда параллельных горных цепей — Восточной, Центральной, Западной и Береговой, разделяющихся срединными массивами, грабенами и синклиниями, с которыми связано образование ряда межгорных впадин — бассейнов.

На севере материка Восточная Кордильера разделяется на две ветви — Серра-Невада-де-Мерида и Серра-де-Периха. Заключенная между ними межгорная впадина, открывающаяся на север в Карибское море, сформировалась на базе Маракайбского срединного массива. С ней связано образование крупнейшего по запасам нефти на материке Маракайбского НГБ.

Юго-западнее Маракайбского бассейна между Восточной и Западной Кордильерами располагается Нижнемагдаленский срединный массив. На месте Гуаякильского залива находится одноименный срединный массив.

В среднем течении р. Магдалена между Восточной и Центральной Кордильерами простирается узкий протяженный грабен. Южнее между Центральной и Западной Кордильерами выделяется протяженный (1500 км) грабен-синклиний Альтиплано-Пуно.

На широте южнее окончания грабена Альтиплано-Пуно Восточные и Центральные Анды испытывают сравнительно крутой поворот на юго-запад и продолжают далее на юг в сравнительно узкие Патагонские Анды — продолжение Западной и Береговой Кордильер. На месте поворота Анд выступ Бразильской платформы одновременно с Андами испытал орогенез с образованием горной страны Серра-Пампа. Севернее эпиplatformенный ороген протягивается узкой полосой вдоль восточной окраины Восточной Кордильеры и выделяется под названием орогена Пума.

Ороген Серра-Пампа имеет резко выраженное блоковое строение с выходами на поверхность докембрийского фундамента на месте горных сооружений. Между ними заключены межгорные впадины.

С прилегающей с востока Бразильской платформой Анды сочленяются через пояс Предандийских передовых прогибов-бассейнов.

На крайнем западе Анды окаймляются системой Притихоокеанских синклиналий и грабен, западные части которых погружаются под воды Тихого океана до Перуанско-Чилийского глубоководного желоба, а восточные ограничиваются молодым вулканическим поясом.

Современный структурный план Южно-Американского континента позволяет выделить на континенте семь нефтегазогеологических провинций, содержащих 28 НГБ и более 10 ПНГБ.

1. *Провинция западных краевых прогибов Бразильской платформы* включает пояс пограничных бассейнов, расположенных на сочленении Андийских Кордильер и Бразильской платформы (с севера на юг): НГБ Оринокский, Баринас-Апуре, Верхнеамазонский, Укаяли-Маморе, Центральнопредандийский, содержащие свыше 500 нефтяных и газовых месторождений.

2. *Провинция андийских межгорных впадин* содержит бассейны, сформировавшиеся на срединных массивах, бассейны грабен и синклиналий.

К нефтегазоносным бассейнам срединных массивов относятся Маракайбский, Нижнемагдаленский и Гуаякильский. Последний, хотя и находится в западной притихоокеанской части Анд, однако по современной структуре представляет впадину на срединном массиве.

К грабену, расположенному между Центральной и Восточной Кордильерами в долине среднего течения р. Магдалены, приурочен Среднемагдаленский НГБ.

Западнее располагается грабен Каука-Патия, а восточнее грабен Богота, сложенные меловыми и кайнозойскими породами мощностью до 6 км. Бассейны Каука-Патия и Богота относятся к перспективным для поисков нефти и газа.

Расположенный в средней (по простиранию) части Анд на территории южной части Перу, Боливии, севера Аргентины и Чили между Центральной и Западной Кордильерами грабен-синклиналий Альтиплано-Пуно сложен фанерозойскими отложениями мощностью до 12 км. Для разреза отложений характерны соленосно-гипсоносные толщи юры и мела (6 км), с которыми связано образование соляных диапиров. В НГБ Альтиплано-Пуно выявлено нефтяное месторождение Пирин (Перу) с продуктивными песчаниками мелового возраста.

3. *Притихоокеанская провинция* включает шесть бассейнов синклиналий и грабен-синклиналий (с севера на юг): Аtrato, Салавери-Писко, Макаэгуа, Северной Продольной долины, Лебу-Арауко, Осорно (Южная Продольная долина).

Бассейны Аtrato (Колумбия, Эквадор) и Макаэгуа (шельф Перу и Чили) сложены мощными толщами мезозойского и кайнозойского возраста и являются перспективными для поисков нефти и газа.

НГБ Салавери-Писко (Перуанский прибрежный) большей частью находится под водами Тихого океана. В бассейне из эоценовых отложений с глубины 2—2,5 км (месторождения Делфин и Бальена) по-

лучены промышленные притоки нефти. Бассейн сложен меловыми и кайнозойскими отложениями мощностью до 5 км.

Бассейн Лебу-Арауко, наиболее протяженный из рассмотренных, представляет собой узкий синклиналий, большей частью скрытый под водами океана, где он примыкает к Чилийскому глубоководному желобу вплоть до Огненной Земли. Бассейн сложен сильно дислоцированными меловыми породами мощностью более 1 км и слабодислоцированными кайнозойскими мощностью более 3 км.

ПНГБ синклиналий-грабен Северной Продольной и Южной Продольной долин располагаются в пределах Патагонских Анд. Оба грабена заполнены неогеновыми отложениями мощностью до 5 км, сильно насыщенными вулканогенными образованиями. В ПНГБ Северной Продольной долины открыто небольшое газовое месторождение Лабранса.

4. *Провинция эпиплатформенного орогена Серра-Пампа* включает НГБ Мендоса и восточнее расположенный грабенообразный прогиб Ла-Риоха. Прогиб сложен палеозойскими и мезозойскими породами мощностью до 5 км и перспективен в нефтегазоносном отношении.

5. *Провинция Бразильской платформы* содержит два НГБ — Среднеамазонский и Баия. Первый находится в пределах одноименной синеклизы, подстилаемой грабеном (рифтом), сложен преимущественно палеозойскими породами, в меньшей степени меловыми и кайнозойскими. Для юрских и триасовых отложений характерны крупные трапповые включения. В бассейне выявлено три небольших нефтяных месторождения (Ново-Алинда, Аутас-Мирим, Бом-Жардиум) с залежами в отложениях карбона и девона. НГБ Баия представляет собой грабен, частично открывающийся в океан.

В средней части Гвианского щита известен грабен Такуту, сложенный юрскими, меловыми и кайнозойскими породами мощностью 3,5 км, подстилаемыми базальтами триасового возраста. В бассейне открыто месторождение Каранамбо с залежью нефти в известняках юры на глубине 2727—2831 м.

В пределах Бразильского щита выделяются две крупные синеклизы, представляющие собой ПНГБ: Мараньяо и более крупный Парана. В обеих синеклизах разрез отложений начинается с почти стратиграфически полного разреза палеозойских пород. Юрские и триасовые отложения представлены траппами мощностью более 600 м, меловые и кайнозойские образования слагают большие площади на поверхности. Мощность отложений, выполняющих синеклизы, не превышает 4 км. В Паранском бассейне получены нефтепроявления из девонских, каменноугольных, пермских, триасовых и юрских отложений из скважин глубиной до 4700 м. В бассейне Мараньяо имеются нефтепроявления.

Южнее Паранского бассейна вдоль зал. Ла-Плата (Буэнос-Айрес) выделяется впадина Рио-Саладо. Осадочное выполнение впадины начинается с верхнемеловых отложений мощностью 3,5 км и завершается кайнозойскими породами мощностью более 3 км. Во впадине выявлены лишь газопроявления в кайнозойских отложениях в 10 пробуренных скважинах.

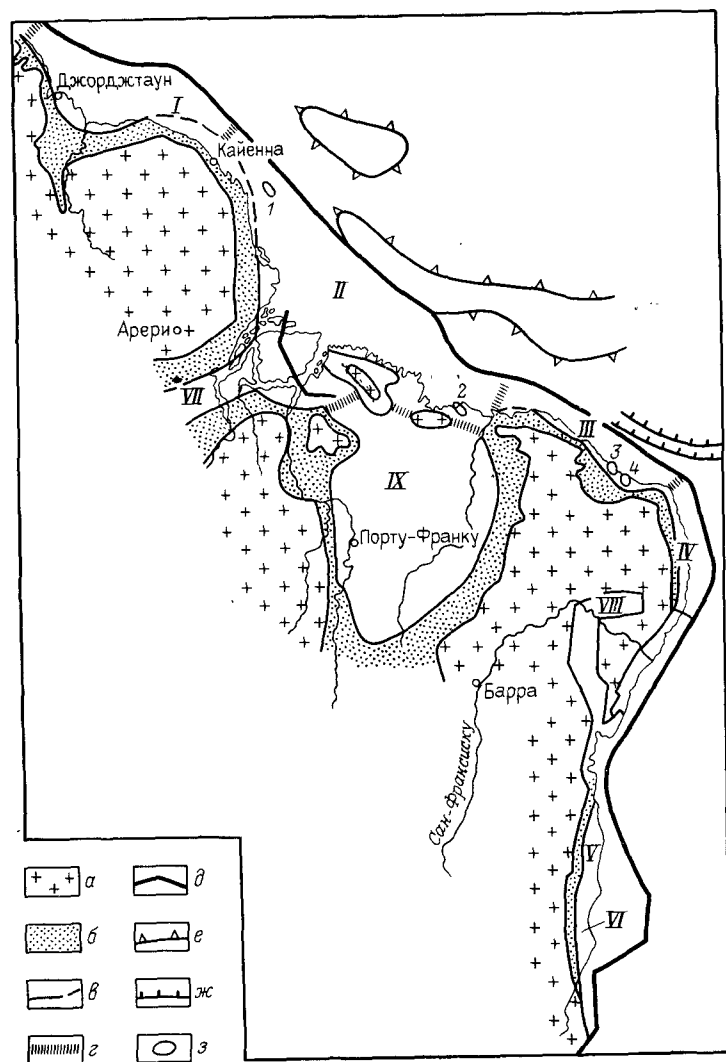


Рис. 42. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов приатлантических периконтинентальных прогибов Южной Америки:

а — выходы на поверхность докембрийского фундамента; б — аконсервационная зона; в — границы бассейнов; г — межбассейновые поднятия; д — разрывы; е — поднятия; ж — зона разломов Фернандо-дو-Норонья; з — месторождения нефти и газа.
 НГБ: I — Прибрежно-Гвианский; II — Маражо-Баррейриньяс; III — Серра-Потигуар; IV — Сержили-Алагоас; V — Эспериту-Санту; VI — Кампус.
 Месторождения: 1 — Пирапема; 2 — Сау-Жоау; 3 — Убарана; 4 — Агулья.
 НГБ Бразильской платформы: VII — Среднеамазонский, VIII — Баия; IX — ПНГБ Мараньяо

6. Провинция Пампо-Патагонской платформы включает НГБ Неукен и Сан-Хорхе, пограничный НГБ Магелланова пролива и перспективный в нефтегазоносном отношении бассейн синеклизы Рио-Колорадо, открывающейся в океан. В ПНГБ Рио-Колорадо выделяются два структурных этажа: нижний — мезозойский блокового строения мощностью до 2700 м, верхний — кайнозойский мощностью до 2500 м, представляющий собой синеклизу. Бассейн составного типа — грабен внизу, синеклиза наверху. Перспективы его нефтегазоносности оцениваются высоко (потенциальные ресурсы более 1 млрд. т).

7. Провинция восточных периконтинентальных прогибов насчитывает восемь НГБ: Прибрежно-Гвианский, Маражо-Баррейриньяс, Сеара-Потигуар, Сержили-Алагоас, Эспериту-Санту, Кампус, Сантус, Пелотас (рис. 42).

В Прибрежно-Гвианском НГБ открыто одно нефтяное месторождение Тамбареджо (Суринам) с залежью на глубине 300 м в песчаниках эоцена. Максимальные мощности меловых и кайнозойских отложений (5 км) находятся в субаквальной части бассейна.

Крупный по площади (свыше 500 тыс. км²) НГБ Маражо-Баррейриньяс имеет резко выраженное грабеновое строение. В пределах его выделяются грабены (с севера на юг): Маражо, Сан-Луис, Баррейриньяс. Амплитуды образующих грабены сбросов достигают 4 км. Грабены заполнены меловыми и кайнозойскими отложениями, на западе они подстилаются палеозойскими породами. В 1974 г. севернее дельты Амазонки было открыто первое в бассейне месторождение газа Пирапема с четырьмя газоносными пластами плиоценового возраста на глубине 2925—2953 м. Всего в бассейне открыто семь месторождений нефти и газа (пять на шельфе) с продуктивными пластами главным образом в известняках палеогена. Структуры месторождений представлены полными поднятиями, сильно нарушенными разрывами.

В НГБ Сантус и Пелотас открыто по одному месторождению: в первом — конденсатногазовое, во втором — нефтяное. Оба бассейна расположены в пределах подводного континентального склона. Для НГБ Сантус характерно мощное (до 1 км) развитие в аптских отложениях каменной соли, с которой связано образование на востоке бассейна соляных куполов. Соль подстилается базальтовыми покровами. Мощность меловых и кайнозойских отложений в бассейне достигает 7 км. В бассейне Пелотас соль отсутствует, а мощность осадочного выполнения бассейна с незначительными включениями вулканических пород достигает 12 км. На шельф выходят также перспективные в нефтегазоносном отношении синеклизы Рио-Саладо и Рио-Колорадо.

На юге подводная континентальная окраина Пампо-Патагонской плиты сильно расширяется. Здесь могут быть выделены два бассейна: Северо-Мальвинасский и Южно-Мальвинасский, разделенные Мальвинским выступом, расположенным на подводном продолжении Южно-Патагонского массива. Оба бассейна сложены осадочными породами мощностью более 5 км и перспективны в нефтегазоносном отношении.

В Южно-Мальвинасском бассейне открыты два месторождения — Каламар и Салмон со скоплениями нефти в песчаниках нижнего мела на глубине соответственно 1713 и 2700—2800 м.

§ 2. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ КРАЕВЫХ ПРОГИБОВ БРАЗИЛЬСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Ориноковский нефтегазоносный бассейн

Ориноковский пограничный НГБ расположен на востоке северной окраины континента в пределах Восточной Венесуэлы, южной части о-ва Тринидад и прилегающей части Атлантического шельфа (рис. 43).

В венесуэльской части бассейн заключен между Береговой Карибской Кордильерой (хр. Серрания-дель-Интериор) на севере и Гвианским нагорьем на юге. Горное сооружение Серрания-дель-Интериор образовано с поверхности юрскими и меловыми отложениями, сильно дислоцированными и местами прорванными основными интрузиями. Вдоль южного склона хребта проходит система пологих надвигов, по которым складчатая система надвинута на прилегающий предгорный прогиб. На востоке хр. Серрания-дель-Интериор находит свое продолжение в Северном хребте на о-ве Тринидад.

От средней части хр. Серрания-дель-Интериор на юго-восток отходит небольшой выступ Сукре, сложенный с поверхности меловыми отложениями и ограниченный разрывами.

Южная граница НГБ на значительном протяжении совпадает с долиной нижнего течения р. Ориноко, на правом берегу которой выходят на поверхность кристаллические породы Гвианского щита. На востоке эта граница пересекает долину р. Ориноко и выходит к берегу океана, где бассейн продолжается на шельфе и ограничивается подножием его. На западе НГБ отделен от смежного с ним бассейна Баринас-Апуре поперечным поднятием Эль-Бауль. Свод поднятия сложен с поверхности докембрийскими породами. Образовалось оно в позднеолигоценовое время.

Бассейн сложен терригенными породами кайнозойского возраста и карбонатно-терригенными образованиями мелового возраста, залегающими на метаморфических породах фундамента. В подошве осадочного чехла на севере бассейна допускается возможность существования юрских отложений. На севере бассейна (складчатый борт) значительная роль принадлежит миоценовым и олигоценовым отложениям (более 7 км), мощность меловых отложений более 3,5 км. Известны небольшой мощности эоценовые (750 м) и палеоценовые (750 м) отложения. На юге и западе бассейна мощность всех отложений уменьшается, из разреза выпадают породы палеоцена и эоцена.

В восточном направлении (палеоделфта Ориноко) резко увеличивается мощность олигоценовых отложений (до 7 км). На о-ве Тринидад мощность кайнозойских отложений не превышает 8 км.

В НГБ довольно отчетливо выделяются узкий складчатый и ши-

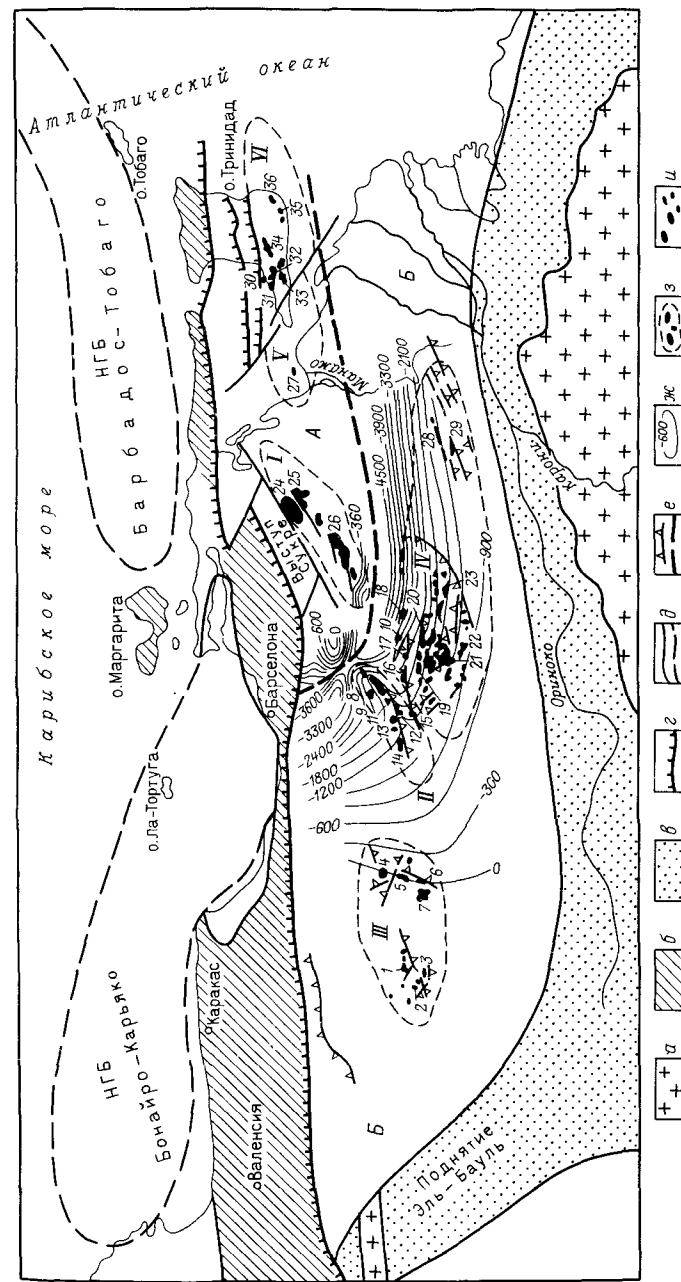


Рис. 43. Ориноковский НГБ:

а — выступы докембрийских пород Гвианского щита и подлания Эль-Бауль; б — Карибские Анды; в — аконсервационная зона; г — надвиг; д — границы бассейна; е — сбросы, взбросы; ж — схематические изогипсы кровли средней части свиты Офисина; з — ареалы зон нефтегазоаккумуляции; и — нефтяные месторождения.
Ареалы зон: I — Кирикири-Хусенин; II — Большая Анако; III — Тукупиито-Мерседес; IV — Офисина-Темблатор; V — Эрин; VI — Сипария.
Месторождения: 1 — Глас-Мерседес; 2 — Гуавинита; 3 — Паласио; 4 — Тукупито; 5 — Сабан; 6 — Бельвиста; 7 — Рикс; 8 — Санта-Роса; 9 — Эль-Робле; 10 — Гуарико; 11 — Сан-Хосе; 12 — Колоро; 13 — Санта-Ана-Ринкон; 14 — Токко; 15 — Гуере; 16 — Малири; 17 — Сото; 18 — Мата; 19 — Бока; 20 — Нипа; 21 — Офисина; 22 — Овеха; 23 — Дасон; 24 — Кирикири; 25 — Орорукати; 26 — Хусенин; 27 — Пелеркалес; 28 — Темблатор; 29 — Пилон; 30 — Ла-Бреа; 31 — Поинт-Фортен; 32 — Пенот; 33 — Пало-Секо; 34 — Барракпорт; 35 — Моруа; 36 — Гуагуауре. Борта бассейна: А — складчатый; Б — платформенный.

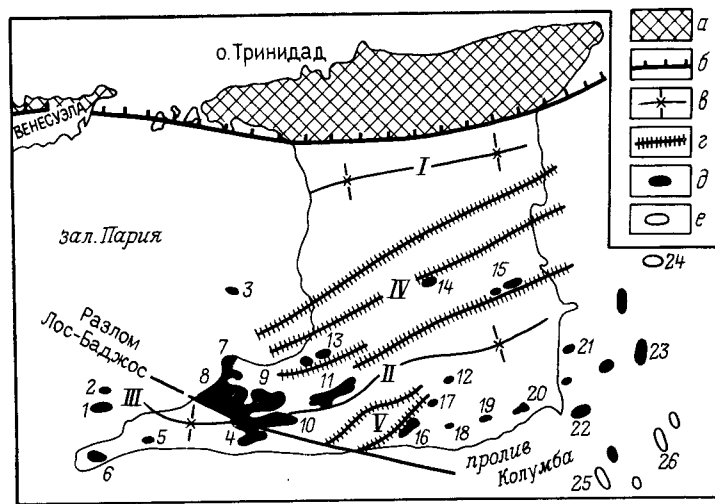


Рис. 44. Восточная (тринидадская) часть Оринокского НГБ:

а — горное обрамление бассейна — Северный хребет; б — надвиг Северного хребта; в — синклинали Карони (I), Сипария (II) и Эрин (III); г — надвиговые зоны Напариве-Нарива (IV) и Южного хребта (V); месторождения: д — нефтяные, е — газовые.
Месторождения: 1 — Солдало; 2 — Морское Северное; 3 — Коува; 4 — Пало-Секо, Лос-Баджос, Эрин; 5 — Седрос; 6 — Икакос; 7 — Брайтон, Ла-Бреа, Виссигни, Меримас, Роусиллас; 8 — Пойнт-Фортин-Западный, Пойнт-Фортин-Восточный, Пойнт-Фортин-Центральный, Гуапа, Крюз; 9 — Форест-Резерв, Файзабад, Нью-Доум, Сан-Франсиско; 10 — Кура, Кварри, Квинам, Морне-Дьябло; 11 — Барракпор, Вильсон, Сипария, Мандинго; 12 — Кэте-Хилл; 13 — Оропуго; 14 — Табаквайт, Пойнт-а-Пьер; 15 — Балата; 16 — Западный и Северный Моруа; 17 — Тринити; 18 — Восточный Моруа; 19 — Лизард-Спрингс; 20 — Гуаягуайре; 21 — Галеота; 22 — Поуи; 23 — Тик; 24 — Восточный Самаан; 25 — Пеликан Кискади; 26 — Юго-Восточная Галеота

рокий платформенный борта. Складчатый борт развит лишь на востоке бассейна и в наиболее типичном виде представлен в тринидадской части бассейна. В поперечном разрезе складчатого борта о-ва Тринидад выделяются синклиналь Карони, надвиговая зона Центрального хребта (Напариве-Нарива), синклиналь Сипария-Эрин, антиклиналь Южного хребта, синклиналь прол. Колумба (рис. 44).

Надвиговая зона Центрального хребта состоит из системы чешуй, сложенных меловыми породами, надвинутыми на северное крыло синклинали Сипария-Эрин, выполненное на поверхности породами неогенового возраста. Синклиналь составляет южную большую по длине часть острова. На западе она ограничена сбросом Лос-Баджос северо-западного простирания, по которому ее южный блок — синклиналь Эрин — приподнят относительно северного.

Небольшая, но сильно пережатая антиклиналь Южного хребта отделяет синклиналь Сипария-Эрин от крайней южной синклинали прол. Колумба. Южное субаквальное крыло этой синклинали принадлежит уже платформенному борту бассейна. Синклинали осложнены резко выраженной линейной складчатостью с глиняным диапиризмом, грязевым вулканизмом; значительно развиты надвиги и взбросы.

В венесуэльской части бассейна складчатый борт выражен системой узких складок, нарушенных взбросами и сбросами и сложенных доверх-

немиоценовыми породами. Складки снивелированы и перекрыты менее дислоцированными породами верхнего миоцена и плиоцена, вытянуты в северо-восточном направлении, параллельно переднему краю выступа Сукре.

На западе складчатый борт бассейна выклинивается. Здесь Карибские Анды надвинуты непосредственно на его платформенный борт. В средней и восточной частях платформенного борта широко развиты продольные и диагональные сбросы, рассекающие осадочную толщу и проникающие в фундамент.

В центре бассейна в зоне Большой Анако проходит зона хорошо выраженных поднятий северо-восточного простирания, связанная с выступом фундамента. Зона приподнята и надвинута на юго-восток с амплитудой перемещения около 600 м, протяженность ее более 75 км. С зоной связан ряд нефтяных месторождений.

Западнее зоны Большой Анако выделяется меньших размеров структурный нос Тукупито-Мерседес также северо-восточного простирания, содержащий несколько нефтяных месторождений. На северо-восточном продолжении зоны Большой Анако в бассейне находятся антиклинальные зоны складчатого борта.

Бассейн Ориноко представляет собой пример высокой нефтегазо-насыщенности выполняющих его отложений. Нефть содержат отложения всех отделов кайнозойской группы и меловой системы. В пределах всего бассейна нефтеносны песчаники миоцена и олигоцена, насчитывающие несколько десятков продуктивных пластов. Так, в свите Офисина олигоценового возраста выделяется до 100 продуктивных пластов, в свите Ла-Пика миоценового возраста — 25. Кроме того, на крупнейшем месторождении Венесуэлы Кирикири нефтеносна песчаная толща плиоценового возраста. На платформенном борту наиболее нефтенасыщены отложения олигоцена, на западе бассейна — меловые породы. Для миоценовых и олигоценовых отложений характерно широкое развитие песчаных тел руслового и дельтового происхождения.

На востоке бассейна (Венесуэла) может быть выделен ареал зон нефтенакопления Кирикири-Хусепин, насчитывающий несколько сравнительно небольших по протяженности антиклинальных зон, простирającychся в северо-восточном направлении. Выделяется крупными скоплениями нефти зона, включающая месторождения Хусепин, Санта-Барбара, Орокуаль, Кирикири.

Последнее является наиболее крупным месторождением в бассейне и одним из крупнейших в мире. Нефтеносны пласты песчаников с высокими коллекторскими свойствами, заключенные в подошве плиоцена, мощностью до 210 м. Эти отложения образуют моноклиналь, наклоненную на юго-восток под углом до 15° и перекрывающую систему сравнительно пологих складок, сложенных породами миоценового возраста, которые в свою очередь перекрывают более круто смятые отложения олигоценового возраста. Залежи нефти в плиоцене литологически экранированные, гидравлически связаны между собой. По простиранию на юго-западе и северо-востоке они запечатываются

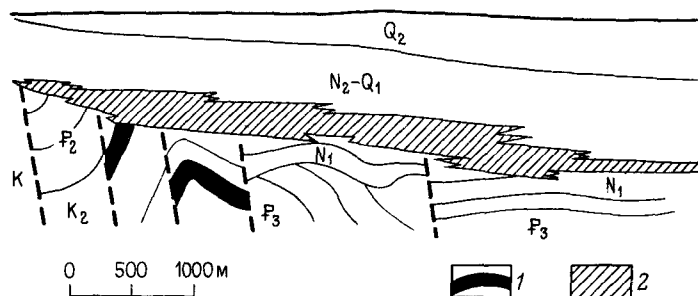


Рис. 45. Схематический поперечный геологический разрез месторождения Кирики-ри.

Нефтяные залежи: 1 — в олигоцене; 2 — в плиоцене — плейстоцене

асфальтом. Нефтеносны (небольшие запасы) также песчаники миоцена, олигоцена, мела и известняки эоцена. Длина нефтеносной площади 15 км, ширина 8 км; нефтеносен интервал 370—1450 м. Запасы нефти месторождения оценены в 159 млн. т. Скопление нефти в плиоцене возникло в результате струйного перетока ее из подстилающих миоценовых и олигоценовых первично нефтеносных свит (рис. 45).

Наиболее резко складчатый борт бассейна представлен в тринидадской части бассейна. Здесь выделяется крупный *ареал зон нефтегазонакопления*, приуроченный к синклинали Сипария. Известные здесь антиклинальные зоны нефтегазонакопления протягиваются далеко на восток в пределах континентального склона. Синклиналь Сипария рядом разрывов рассечена на блоки, наиболее крупный из которых блок Южного хребта. На юго-западе ареал зон Сипария ограничен крупным по протяженности разломом Лос-Баджос, западнее которого может быть выделен *ареал зон нефтегазонакопления Эрин*. Ряд нефтяных месторождений этого ареала находится в зал. Пария. Выделяется по запасам нефти месторождение Солдадо (78 млн. т). Несколько нефтяных месторождений открыто также севернее ареала зон Сипария (Табаквайт, Балата, Оропуог) в надвиговой зоне Напариве-Нарива.

Структуры месторождений о-ва Тринидад выражены крутыми брахиантиклиналями, иногда сильно осложненными диапиризмом (месторождения Пенол, Гуаягуаре, Барракпор). Диапиризм прослеживается далеко на запад. Так, на восточном берегу прол. Пария (западное окончание ареала зон Эрин) известно месторождение Педерналес. Структура месторождения имеет вертикальную амплитуду 1800 м. Нефтеносна свита Ла-Пика миоценового возраста на северном крыле структуры на глубине около 2 км. Свод диапира осложнен грязевым вулканом.

Из сравнительно крупных месторождений нефти помимо Солдадо следует отметить месторождения Форест-Резерв (открыто в 1913 г.), Пало-Секо (1929), Брайтон (зал. Пария), Файзабад. Залежи нефти тринидадских месторождений преимущественно сводовые пластовые,

тектонически экранированные, в частности сбросом Лос-Баджос, и литологически экранированные. Последние развиты по северному борту синклинали Сипария в миоцене.

Свыше 50% запасов нефти острова находятся на глубине до 1800 м при максимальной глубине открытых нефтяных скоплений 5400 м.

Южная субаквальная часть о-ва Тринидад представляет собой моноκиналь — платформенный борт бассейна. На востоке ее открыто несколько газовых месторождений (Пеликан-Кискади, Юго-Восточная Галеота, Восточный Куинз-Бич и др.).

Промышленная нефтеносность о-ва Тринидад была установлена в 1902 г. открытием месторождения Гуаягуаре, обильные поверхностные нефтепроявления упоминаются весьма давно. На юго-западной оконечности острова давно известно крупнейшее в мире асфальтовое «озеро» Ла-Бреа, занимающее площадь около 42 га при мощности продуктивного слоя примерно 50 м. Запасы асфальта оцениваются в 15—20 млн. т.

В пределах платформенного склона бассейна отчетливо выделяется *ареал зон нефтенакопления Большой Анако* со сравнительно крупными месторождениями Санта-Роса, Гуарико, Санта-Ана-Ринкон (залежи экранированы одним сбросом), а также Эль-Робле, Мапири, Сан-Хоакин и др. В ареале насчитывается 40 продуктивных пластов, залегающих в интервале глубин 1160—3350 м. Основные нефтегазосные песчаники приурочены к свитам Офисина и Перикито олигоценного возраста. Месторождения связаны с отдельными асимметричными брахиантиклиналями (с крутыми юго-восточными крыльями), содержащими пластовые сводовые, тектонически экранированные, реже литологически экранированные залежи.

Крупный, сильно насыщенный залежами нефти (часто с газовыми шапками) *ареал зон нефтенакопления Офисина-Тембладор* охватывает среднюю и восточную части платформенного борта бассейна. Все месторождения связаны с моноκиналью, наклоненной под углом до 1° и рассеченной рядом протяженных (до 90 км) сбросов преимущественно субширотного простирания. Амплитуда сбросов до 110 м, наклонены плоскости разрывов как на север, так и на юг. Эту систему сбросов пересекает другая система, ориентированная на северо-запад или на северо-восток. Залежи нефти (обычно с газовыми залежами) заключены в тектонически экранированных ловушках в структурах типа террас или носов. Нефтеносны песчаники миоцена, олигоцена и мела. Залежи находятся в интервале глубин 600—4000 м.

Наибольшая концентрация залежей нефти имеет место в средней части ареала зон Офисина-Тембладор в районе Большая Офисина. Здесь тектонически экранированные залежи нефти находятся в опущенных крыльях и обращены к северу. Ареал содержит крупные залежи нефти с запасами от 30 до 80 млн. т (месторождения Офисина, Санта-Роса-Гуарио). Наиболее крупным является месторождение Офисина, на котором в свите Офисина в интервале глубин 1200—3800 м содержится до 100 нефтеносных пластов мощностью от 0,6 до 54 м.

На западе бассейна выделяется *ареал зон нефтегазонакопления Тукупито-Мерседес*, содержащий месторождения Лас-Мерседес, Тукупито, Гуавинита и др. Основные продуктивные пласты заключены в песчаниках олигоценового и мелового возраста.

В венесуэльской части бассейна Ориноко большая часть запасов нефти сконцентрирована в интервале глубин 1200—3000 м (максимум 1800—2400 м), причем на платформенном борту запасы нефти более чем в 4 раза превышают запасы складчатого борта.

Бассейн отличается слабой газонасыщенностью. На платформенном борту имеются небольшие газовые залежи и довольно большое количество залежей нефти с газовыми шапками. Вдоль южной окраины бассейна протягивается на 200 км полоса выходов полужидких битумов с запасами более 100 млрд. т (второе скопление в мире по запасам после Атабаски).

Первая промышленная добыча нефти была начата в бассейне в 1911 г. вблизи асфальтового «озера» Гуанака. Извлекаемые запасы нефти в бассейне оцениваются более чем в 5 млрд. т, газа — свыше 2 трлн. м³.

В настоящее время в НГБ известно более 250 нефтяных и 19 газовых месторождений, в том числе 70 нефтяных и более 10 газовых на о-ве Тринидад. В субаквальной части бассейна открыто 25 месторождений.

Нефтегазоносный бассейн Баринас-Апуре

Крупный по размерам (750×300 км²) слабо изученный НГБ Баринас-Апуре северо-восточной меньшей частью расположен в Венесуэле, а большей юго-западной — в Колумбии, где он выделяется под названием Лльянос-Колумбии (рис. 46).

Горное обрамление бассейна образовано складчатым горным сооружением — горст-антиклинорием Венесуэльских Анд и Восточной Кордильерой Колумбии, приподнятым и надвинутым по крутым взбросовым поверхностям на узкий складчатый борт бассейна, осложненный узкими асимметричными антиклинальными зонами, нарушенными взбросами. Обширный платформенный борт бассейна нарушен валообразными поднятиями.

На северо-востоке бассейн граничит с бассейном Ориноко по выступу Эль-Бауль. На юго-западе он отделен от смежного Верхне-амазонского НГБ поперечным поднятием, наиболее приподнятая горстовая часть которого, сложенная докембрийскими породами, частично перекрыта отложениями раннепалеозойского и мелового возраста, образует небольшой горный кряж Серра-де-Макарена. В средней части бассейн осложнен поперечным поднятием, которое разделяет бассейн на две впадины — Апуре на севере и Лльянос на юге.

Бассейн выполнен кайнозойскими отложениями мощностью более 3 км, для которых характерны известняки олигоценового и рифы эоценового возраста. Максимальные мощности отложений приходятся

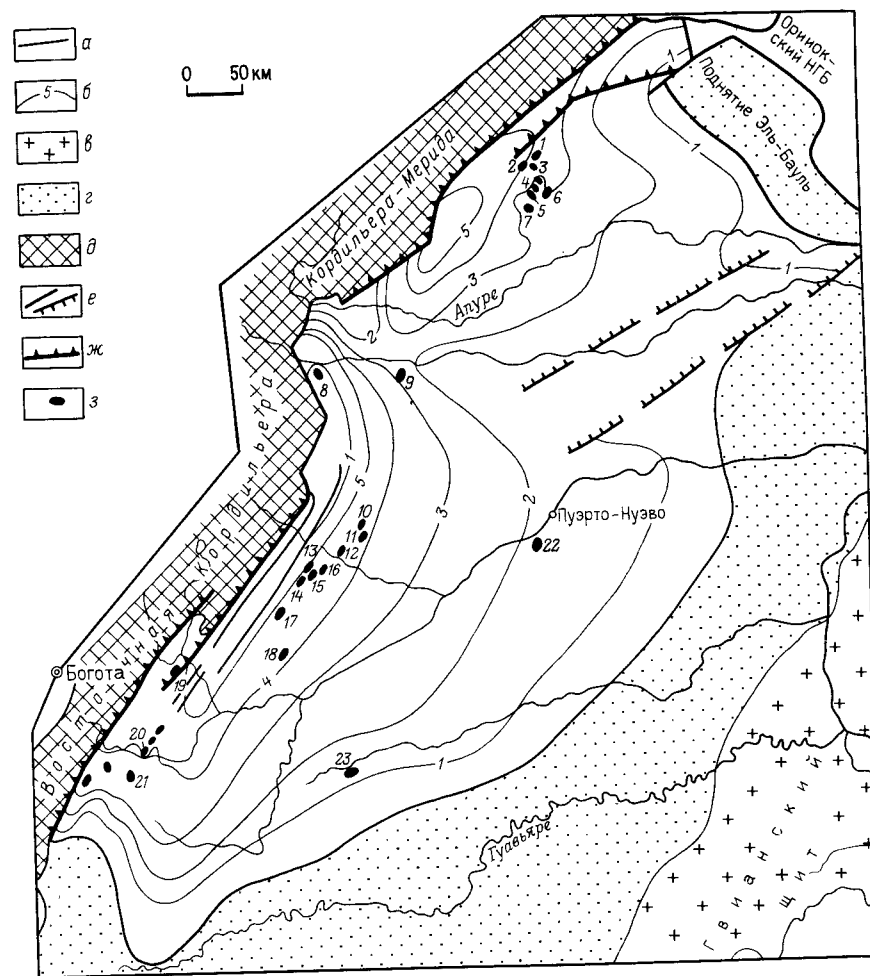


Рис. 46. НГБ Баринас-Апуре:

а — границы бассейна; б — изопакхиты осадочных отложений, км; в — докембрийский фундамент; г — аконсервативная зона; д — горноскладчатая Кордильера; е — разрывы; ж — надвиги; з — месторождения нефти и газа. Месторождения: 1 — Кайпе; 2 — Сильван; 3 — Мопораль; 4 — Сильвестре; 5 — Синко; 6 — Пальмита; 7 — Пазс; 8 — Араука; 9 — Каньо-Лимон; 10 — Каньо-Гарса-Норте; 11 — Каньо-Гарса; 12 — Тринидад; 13 — Краво-Норте; 14 — Соус-Краво; 15 — Токариа; 16 — Баркерена; 17 — Глория-Норте; 18 — Сантьяго; 19 — Гуавино; 20 — Гуайриба; 21 — Кастилья; 22 — Эль-Мьедо; 23 — Рубталес

на эоцен (более 1 км) и антропоген (более 1,1 км). Меловые отложения представлены карбонатно-терригенной толщей мощностью около 1 км. Юрские отложения встречаются sporadически и имеют небольшую мощность. Фундамент бассейна на западе образован метаморфизованными палеозойскими породами, на востоке докембрийскими образованиями.

Начиная с 1947 г. в НГБ выявлено более 30 нефтяных месторождений, которые концентрируются в трех районах. На севере известен *ареал зон нефтегазонакопления Мерида*, приуроченный к одноименному платформенному поднятию. В ареале выявлено более 10 месторождений, в том числе относительно крупные Синко, Сильвестре. В Льянос-Колумбии выделяется *ареал зон Каньо-Гарса-Норте — Сантьяго*, связанный с валообразными поднятиями и содержащий более 10 месторождений. Несколько месторождений открыто на юго-западе бассейна, в предгорной части его, в том числе сравнительно крупное Кастилья. Ряд месторождений (Араука, Каньо-Лимон и др.) открыт на поперечном поднятии бассейна. В краевой восточной его части на глубине 500—800 м выявлен пояс тяжелых сернистых нефтей, сопровождающихся пресными водами.

Продуктивны в бассейне песчаники низов эоцена и апта — турона на глубине до 3900 м.

Верхнеамазонский нефтегазоносный бассейн

Верхнеамазонский НГБ охватывает территории Колумбии (на севере), Эквадора (на северо-западе), Перу (на западе и северо-востоке) и Боливии (на юге). Его длина около 1000 км, ширина до 700 км. На востоке платформенный борт бассейна сочленяется со Среднеамазонским НГБ через межбассейновый вал-разлом Икитос. На севере и юге бассейн ограничивается поперечными поднятиями: Серра-де-Макарена и Жура-Кантайя. Последний представляет собой узкую погребенную на глубину менее 1 км систему блоков фундамента, отвечающую на запад от Бразильского щита в направлении охватывающей его излучины р. Укаяли. В районе последней на горе Кантайя на поверхность выходят ордовикские отложения. Западная граница бассейна проходит по системе надвигов и взбросов Восточной Кордильеры (рис. 47).

Фундамент бассейна в западной и предгорной частях залегает на глубине свыше 2 км и, вероятно, имеет палеозойский возраст, в восточной части — докембрийский.

Наиболее изучен бассейн в северо-западной части (Эквадор и прилегающая часть Колумбии). Здесь он выполнен кайнозойскими, меловыми и юрскими отложениями с максимальной мощностью свыше 14 км, залегающими на породах палеозойского возраста. Для разреза кайнозойских терригенных отложений мощностью свыше 5 км характерно развитие континентальных и угленосных пород и резкое сокращение мощности в восточном направлении.

Мощность мезозойских отложений свыше 7 км, главным образом за счет юрских образований (более 6 км). Последние сложены чередующимися терригенными породами, доломитами, гипсами, ангидритами, каменной солью, эффузивными породами, туфами, пронизанными дайками. Завершается разрез вулканогенно-обломочными отложениями. Для триаса характерны карбонатные породы. Меловые отложения, с кото-

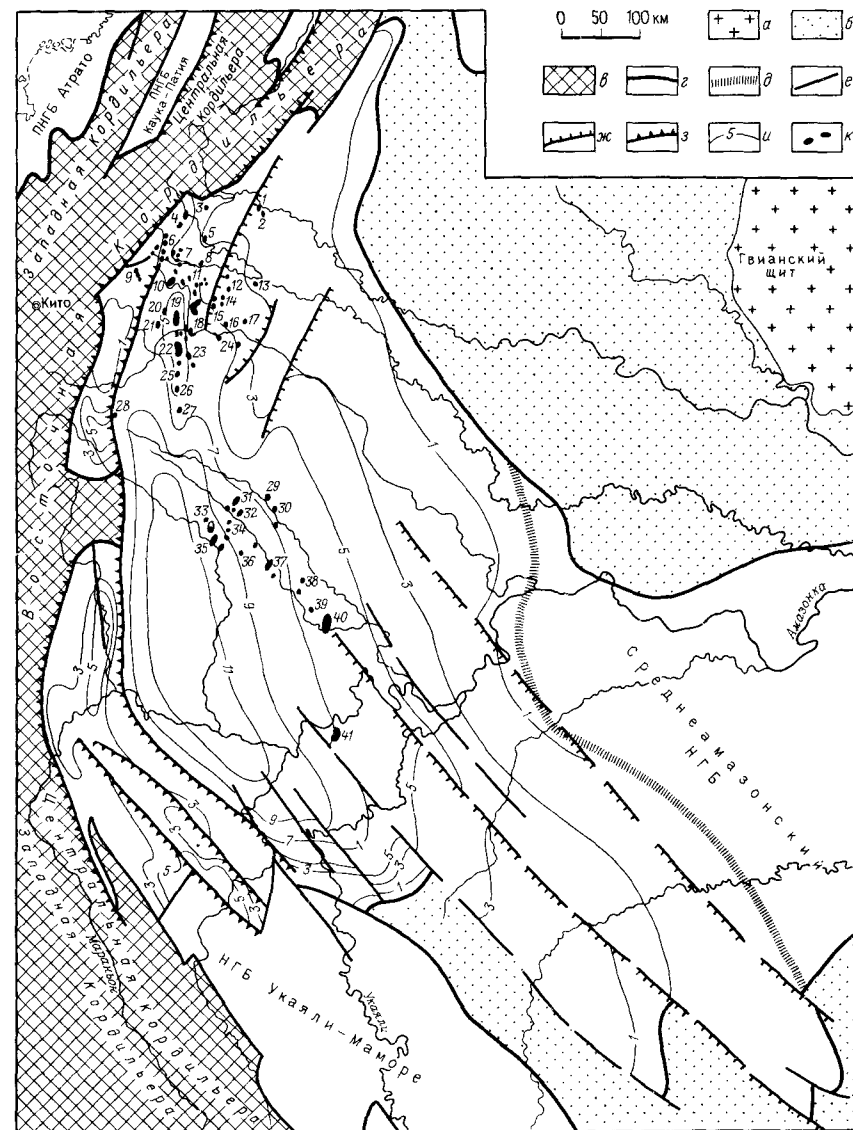


Рис. 47. Верхнеамазонский НГБ:

а — докембрийский фундамент; б — аккумуляционная зона; в — складчатые сооружения; г — границы бассейнов; д — межбассейновое поднятие Икитос; е — разрывы; ж — региональные разломы; з — надвиги; и — изопачиты осадочных пород, км; к — месторождения нефти и газа. Месторождения: 1 — Мандур; 2 — Кайман; 3 — Бурдине; 4 — Кальдеро; 5 — Нанси; 6 — Сусио, Чуруйяко, Лоро, Сан-Антонио, Акае; 7 — Темблон; 8 — Пуэрто-Колон; 9 — Бермехо; 10 — Лаго-Агριο; 11 — Паруаку, Атакапи, Агуарико; 12 — Куйбено; 13 — Винита; 14 — Мариани; 15 — Фанни; 16 — Сан-Роке; 17 — Паньякоча; 18 — Шушунфинди; 19 — Сача; 20 — Пукуна; 21 — Кока; 22 — Аука; 23 — Сирипуно; 24 — Тивакуно, Ютури; 25 — Коноако; 26 — Тигуино; 27 — Курарей; 28 — Оглан; 29 — Дорисса; 30 — Бартра; 31 — Форесталь; 32 — Шиньяку; 33 — Капауари; 34 — Сан-Хасинто; 35 — Капауари-Сур; 36 — Тамбо; 37 — Валенсия; 38 — Паваяку; 39 — Капирона; 40 — Корриентес; 41 — Янаяку.

рыми связана основная нефтегазоносность бассейна, представлены терригенными породами с прослоями известняков в верхнем отделе, а на востоке — с русловыми и дельтовыми образованиями. В целом разрез меловых отложений характеризуется повышенной глинистостью и максимальной мощностью (до 1 км) на западе и юго-востоке бассейна.

В подошве бассейна находятся ордовикские и девонские преимущественно глинистые сланцы, каменноугольные и пермские карбонатно-глинистые, часто битуминозные толщи. Разрез завершается вулканогенно-осадочными породами верхней перми.

В НГБ хорошо выделяются узкий складчатый борт (впадина Сантьяго-Уальяга) и платформенный борт (впадины Ориенте и Мараньон), разделенные надвигом.

В НГБ известно около 100 месторождений нефти и газа, расположенных в двух крупных ареалах зон нефтегазонакопления: Северо-Западном (Эквадор, Колумбия) и Центральном.

Северо-Западный ареал расположен в западной части впадины Ориенте и содержит свыше 60 месторождений. Структуры месторождений представлены пологими локальными поднятиями, группирующимися в валообразные зоны нефтегазонакопления. Размеры структур месторождений $10 \div 30 \text{ км} \times 2 \div 9 \text{ км}$. Наиболее крупные в ареале месторождения Ориито, Сача, Шуфуфинди, Лаго-Агрио, запасы нефти каждого из которых превышают 25 млн. т.

На западе ареала в пределах складчатого борта бассейна открыто месторождение Пунхарайка, содержащее нефть плотностью $0,95\text{--}1,01 \text{ г/см}^3$, с запасами 160 млн. т. Целый пояс тяжелых нефтей в зоне выклинивания меловых отложений выявлен на востоке бассейна (Мараньяку, Нашиньо), а на северо-востоке установлены скопления асфальта.

Центральный ареал зон нефтегазонакопления расположен на восточном крыле впадины Мараньон. Структуры месторождений (Капирона, Корриентес, Шивийаку) здесь пологие и плохо группируются в зоны.

Залежи месторождений бассейна находятся на глубине 900—4260 м.

Продуктивны в бассейне верхнемеловые песчаники и известняки (три пласта), нижнемеловые песчаники (пять пластов), реже песчаники палеоцена и эоцена (месторождение Бермехо).

Нефтегазоносный бассейн Укаяли-Маморе

Бассейн расположен большей своей частью в Перу между поперечным поднятием Журуа-Кантайя на севере и межбассейновым поднятием Санта-Крус на юге (рис. 48).

В строении НГБ принимает участие толща пород мощностью до 12 км, в которой выделяются: каменноугольные и нижнепермские карбонатно-терригенные отложения мощностью более 1,7 км; верхнепермские и триасовые терригенные соленосные отложения с включением

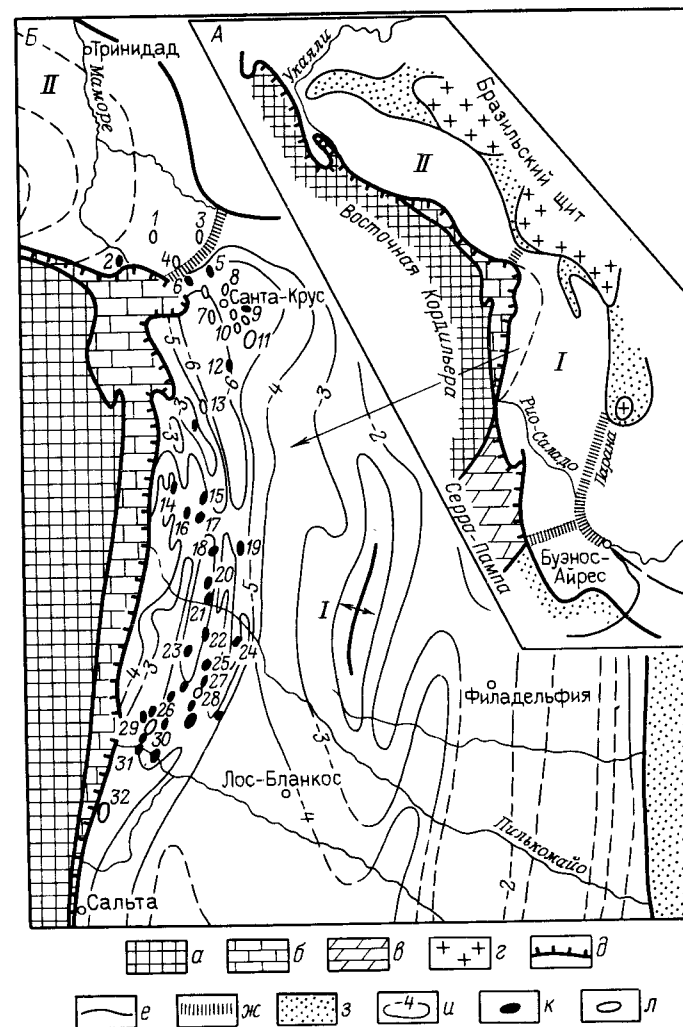


Рис. 48. НГБ Центральноперуанский (I) и Укаяли-Маморе (II).

А — обзорная карта; Б — схема размещения месторождений нефти и газа
а — эпигеосинклинальное горное сооружение Восточной Кордильеры; б — эпиплатформенный ороген Пуна; в — эпиплатформенный ороген Серра-Пампа; г — выходы докембрийских пород фундамента на поверхность (склон Бразильской платформы); д — надвиг; е — границы бассейнов; ж — межбассейновые поднятия; з — аконсервационная зона; и — схематические изогипсы фундамента, км; месторождения: к — нефтяные и газонефтяные, л — газовые и конденсатогазовые
НГБ Укаяли-Маморе, месторождения: 1 — Якапани; 2 — Було-Було; 3 — Палометас; 4 — Энконада.
НГБ Центральноперуанский НГБ, месторождения: 5 — Коля; 6 — Лагунильяс; 7 — Наранхилос; 8 — Санта-Крус; 9 — Ла-Пенья; 10 — Альмендро; 11 — Рио-Гранде; 12 — Эль-Педро; 13 — Татаренда; 14 — Монтеагудо; 15 — Камири; 16 — Итапиренда; 17 — Гуаируй; 18 — Буэна-Виста; 19 — Сипуати; 20 — Каматинди; 21 — Лос-Монос; 22 — Санандита; 23 — Сан-Альбертс; 24 — Алгарробилья; 25 — Мадрахонес; 26 — Тигре; 27 — Кампо-Дуран; 28 — Сальта-Холин; 29 — Торо; 30 — Агуас-Бланкас; 31 — Рио-Пескадо; 32 — Каймансито

эффузивных пород; нижнеюрские терригенно-карбонатные толщи мощностью до 2 км; верхнеюрские карбонатно-терригенные соленосные отложения мощностью до 2 км; нижнемеловые терригенные образования мощностью до 1,8 км, заключающие основные нефтегазоносные толщи бассейна; верхнемеловые карбонатно-терригенные породы мощностью до 1,9 км, также продуктивные; олигоценые терригенные красноцветные породы мощностью до 2,5 км; неогеновые и антропогенные толщи мощностью около 80 м.

Для складчатого борта бассейна характерно развитие соляных антиклиналей, иногда диапировых, с солью триасового возраста. К ним приурочено нефтяное месторождение Гансо-Асуль (Агуа-Калиенте) и сравнительно большое конденсатногазовое Агуайтия. Газовая залежь находится на глубине 2500 м в песчаниках нижнего мела, структура месторождения представляет брахиантиклиналь длиной до 40 км с повернутым восточным крылом.

На юге бассейна на склоне межбассейнового поднятия находится несколько газовых месторождений (Було-Було, Палометас, Энконада, Якапани), из которых на месторождении Якапани газ получен из девонских отложений.

Всего в бассейне выявлено семь месторождений нефти и газа на площади более 450 тыс. км².

Центральнопредандийский нефтегазоносный бассейн

НГБ Центральнопредандийский выделяется на территории Аргентины, Боливии, в меньшей степени Парагвая, и расположен между эпиплатформенными горными сооружениями Пуна и Серра-Пампа на западе, западным склоном Бразильского щита на востоке и разломом, отделяющим его от ПНГБ Парана. На севере бассейн сочленяется с НГБ Укаяли-Маморе через поперечное межбассейновое поднятие Санта-Крус, осложненное зоной разломов «Угол Арика», на юге обрамляется неглубоким залеганием докембрийского фундамента (рис. 48).

В НГБ отчетливо выделяются узкий складчатый борт и широкий платформенный (Чако-Пампа). Складчатый борт отделен от платформенного пологим надвигом Мандейяпекуа (рис. 49) и сложен главным образом палеозойскими породами, дислоцированными в систему узких антиклиналей, подсеченных взбросами и надвигами. Платформенный борт бассейна нарушен рядом продольных разрывов и осложнен локальными пологими поднятиями. В средней части платформенного борта протягивается в меридиональном направлении вал Кордова, в сводовой части которого фундамент залегает на глубине менее 2 км.

Центральнопредандийский НГБ сложен мощной толщей палеозойских и кайнозойских, в меньшей степени мезозойских отложений. Пологозалегающие нижне- и среднепалеозойские отложения выходят на поверхность вдоль западного склона Бразильского щита, а также на месте складчатого борта бассейна. В платформенной части НГБ палеозойские отложения начинаются с нижнепалеозойских карбонатно-

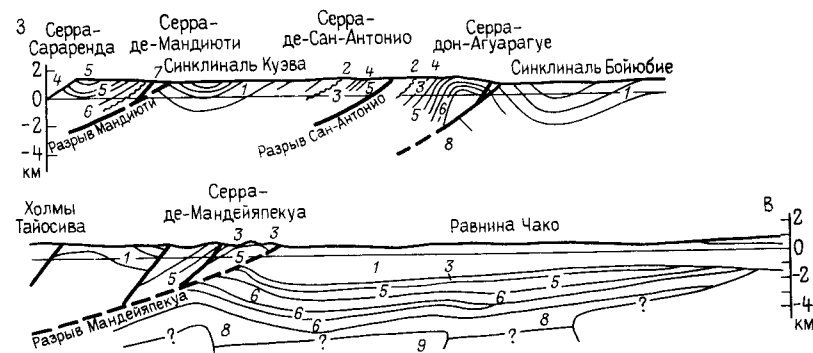


Рис. 49. Схематический поперечный геологический разрез через Центрально-предандийский бассейн по линии Серра-Сараренда — равнина Чако.

Отложения: 1 — кайнозойские; 2 — палеогеновые; 3 — сеноманские; 4 — нижнеюрские; 5 — верхнеюрские (пермь); 6 — гондванские; 7 — среднедевонские; 8 — девонские; 9 — нижнепалеозойские метаморфические

терригенных пород мощностью до 2 км, выше которых залегают силурийские и девонские (без верхнего девона) песчано-глинистые (с битуминозными толщами) породы, наиболее развитые (мощность более 3 км) на складчатом борту. Здесь на среднедевонских отложениях с несогласием залегает пермо-карбоновая гондванская серия мощностью более 3 км, сложенная континентальными терригенными породами. Большая часть серии (до 2,5 км) образована каменноугольными породами. Пермо-триасовые отложения развиты на юге и юго-западе НГБ, где они представлены красноцветными породами, местами соленосными. Юрские и нижнемеловые карбонатно-терригенные и меловые породы более всего развиты на севере бассейна; верхнемеловые образования начинаются с мощных базальтовых покровов и завершаются грубообломочными породами. Мощность юрских и меловых отложений более 2,2 км. Отложения кайнозойского возраста карбонатно-терригенного состава имеют мощность 2,5 км, причем более 1 км приходится на антропоген.

Нефтегазоносность бассейна связана с антиклиналями складчатого борта (платформенный плохо изучен) и межбассейнового поднятия Санта-Крус. Продуктивна значительная часть разреза отложений, выполняющих бассейн. Нефтеносны песчаники девона (свиты Лос-Манос, Икири), пермо-карбона (Тупамби, Тарихе, Тангуати), мела, эоцена. Основные залежи нефти заключены в резервуарах гондванской серии.

На западе бассейна месторождения нефти группируются в зоны нефтегазоаккумуляции различной протяженности. В Боливии протягивается антиклинальная зона Сараренда (Камири-Санандита) длиной около 200 км, содержащая 14 месторождений, в том числе относительно крупное Камири; зона Агуарагуа, расположенная южнее (Аргентина) зоны Камири-Санандита, насчитывает восемь месторождений нефти

и газа, в том числе крупные газонефтяные Кампо-Дуран (запасы нефти 27 млн. т), Мадрахонес, конденсатногазовое Сальта-Холин; западнее последней зоны и параллельно ей протягиваются небольшие зона Сан-Антонио (месторождения Сан-Педрито, Ремос и др.), зона Бермехо (Бермехо, Агуас-Бланкас, Рио-Пескадо, Торо и др.)¹. Место-рождение Камири связано с антиклиналью, осложненной надвигом. Свита Икири содержит 17 нефтеносных пластов песчаников, мощность некоторых из них достигает 30 м. Глубина залежей нефти (сводового типа) 680—1300 м.

На севере бассейна в ареале зон нефтегазоаккумуляции Санта-Крус известно несколько газонефтяных и газовых месторождений (Колпа, Санта-Крус, Наранхилос и др.). Здесь же известно несколько нефтяных месторождений (Каранда, Ла-Пенья и др.). Структуры месторождений ареала Санта-Крус характеризуются более спокойными формами, переходными к платформенным.

На крайнем юге бассейна известно газонефтяное месторождение Каймансито с залежью в песчаниках нижнего мела на глубине более 4 км.

Известные в бассейне скопления газа (с конденсатом) залегают на глубине от 2640 м (месторождение Сальта-Холин) до 4500 м.

Всего в Центральнопредандийском НГБ выявлено более 60 нефтяных и 35 газовых и конденсатногазовых месторождений. На крайнем западе складчатого борта развиты месторождения с залежами тяжелых нефтей (0,97—1 г/см³).

§ 3. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ АНДИЙСКИХ МЕЖГОРНЫХ ВПАДИН

Маракайбский нефтегазоносный бассейн

Маракайбский НГБ приурочен к крупной Маракайбской межгорной впадине, заключенной между двумя ветвями горного сооружения Восточной Кордильеры: на западе Серра-де-Периха, на юге и юго-востоке Серра-де-Мерида и примыкающая к ней на северо-востоке складчатая система Фалькон-Лара (рис. 50).

Широтно вытянутым разломом Ока, на месте которого палеозойский фундамент находится на глубине 900 м, бассейн разделяется на две впадины: северную — на месте Венесуэльского залива и южную, большую, с Маракайбской лагуной в средней части.

Бассейн имеет асимметричное строение. Его наиболее погруженная по фундаменту часть смещена на юго-восток, где докембрийский фундамент находится на глубине более 12 км. Увеличение мощности пород на юго-востоке происходит главным образом за счет эоценовых и миоценовых отложений, мощность которых увеличивается с 2,5 до 10 км и более.

¹ Известные в аргентинской части месторождения в литературе объединяются в нефтегазоносный район Сальто.

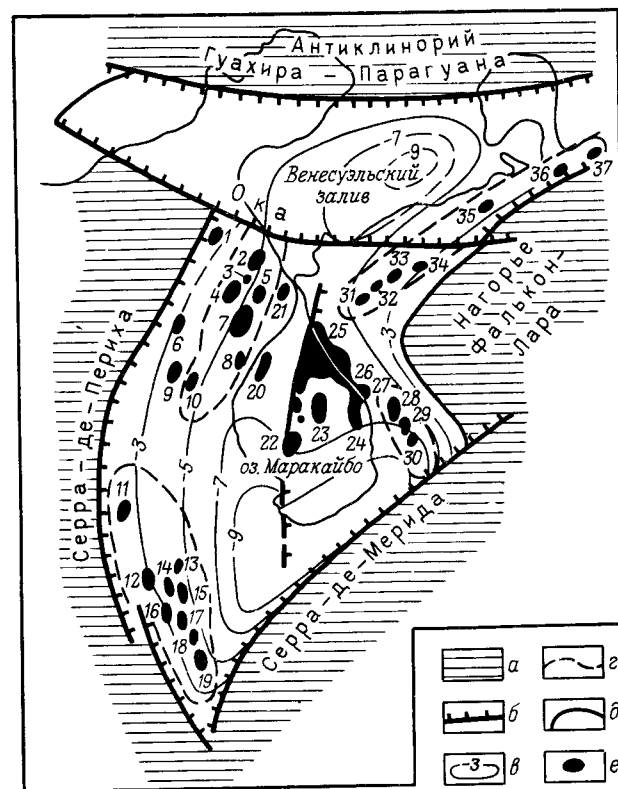


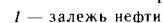
Рис. 50. НГБ Маракайбо:

а — кайнозойские горные сооружения; б — разломы, разрывы; в — схематические изогипсы кровли фундамента, км; г — ареалы зон и зоны нефтегазоаккумуляции; д — границы бассейна; е — месторождения нефти.
Месторождения: 1 — Амана; 2 — Мара; 3 — Нетик; 4 — Ла-Пас; 5 — Консепсьон; 6 — Татумоа; 7 — Боскан; 8 — Лос-Кларос; 9 — Макоа; 10 — Сан-Хосе; 11 — Рио-де-Оро; 12 — Тибу; 13 — Лос-Мануэ-лес; 14 — Западная Тарра; 15 — Тарра; 16 — Сардината; 17 — Ла-Петролиа; 18 — Карбонера; 19 — Рио-Сулиа; 20 — Урданета; 21 — Сибукара; 22 — Ламар; 23 — Сентро; 24 — Сеута; 25 — Боливар; 26 — Лагунильяс; 27 — Бокакери; 28 — Мене-Гранде; 29 — Могатан; 30 — Баруа; 31 — Мене-де-Мароа; 32 — Медиа; 33 — Питандо; 34 — Лас-Пальмас; 35 — Тигуахе; 36 — Эль-Мамон; 37 — Кумаре-бо.

Меловые отложения, перекрывающие фундамент, сложены морскими породами — внизу карбонатными, сверху карбонатно-терригенными с мощной толщей глин Колон (1000 м на юго-востоке, 250 м на северо-западе) маастрихт-сантонского возраста и глинистыми известняками Ла-Луна турон-коньякского возраста. Карбонатно-терригенные палеоценовые отложения мощностью 150—1000 м представлены породами морского и дельтового происхождения. Они сменяются преимущественно континентальными отложениями — эоценовыми и олигоценовыми терригенными на северо-западе и карбонатно-терригенными с резко увеличенной мощностью на юго-востоке. Миоценовой отдел наиболее полно развит на юго-востоке (свыше 5 км), представлен



l — залежь нефти



l — залежь нефти

l — залежь нефти

l — залежь нефти

l — залежь нефти

l — залежь нефти

l — залежь нефти

l — залежь нефти

l — залежь нефти

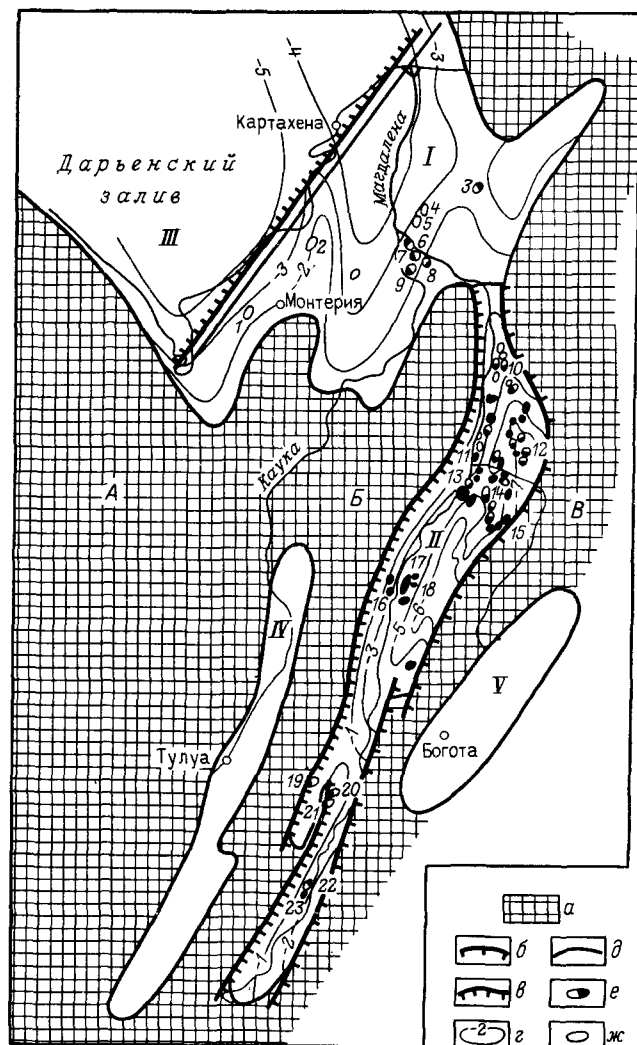


Рис. 52. НГБ Нижнемагдаленский (I), Среднемагдаленский (II), Прибрежно-Колумбийский (III) и ПНГБ Каука (IV) и Богота (V):

а — горные сооружения Западной (А), Центральной (Б) и Восточной (В) Кордильеры; б — надвиги; в — сбросы; г — схематические изогипсы кровли фундамента, км; д — границы бассейнов; месторождения: е — нефтяные и газонефтяные, ж — газовые. Месторождения: 1 — Флоресанто; 2 — Чину; 3 — Дифисил; 4 — Ла-Моха; 5 — Консуэло; 6 — Сикуко; 7 — Бокетэ; 8 — Виоло; 9 — Бокилья; 10 — Тотумаль; 11 — Кантагальо; 12 — Плайон; 13 — Пеньяс-Бланкас; 14 — Ла-Сира, Инфантас; 15 — Сан-Луис; 16 — Кокорна; 17 — Эрмитаньо; 18 — Веласкес, Кайпал; 19 — Гуаландай; 20 — Ортега; 21 — Тетуан; 22 — Дина; 23 — Пало-Гранде

складчатой системой Западной и Центральной Кордильер, на западе он ограничен меридионально вытянутым горстом, отделяющим Нижнемагдаленский НГБ от Прибрежно-Колумбийского (рис. 52).

Бассейн выполнен кайнозойскими, в меньшей степени меловыми морскими отложениями максимальной мощностью до 5 км, залегающими на размытой поверхности верхнепалеозойского складчатого основания, а на северо-востоке на древних кристаллических породах. Меловые песчано-глинистые отложения мощностью около 1 км развиты только на западе и юго-западе бассейна, в остальной его части палеогеновые отложения залегают непосредственно на фундаменте. Палеогеновый отдел представлен терригенными породами мощностью около 1,2 км, эоценовый и олигоценовый — карбонатно-терригенными породами с рифовыми известняками мощностью до 2 км. Неоген сложен песчано-глинистыми породами мощностью до 3 км.

В Нижнемагдаленском НГБ выявлено 16 небольших нефтяных и газовых месторождений с залежами в песчаниках и рифовых известняках эоценового, миоценового и олигоценового возраста на сводах небольших пологих брахиантиклиналей. Месторождения расположены на востоке бассейна. Одно из наиболее крупных месторождений бассейна — Дифисил — содержит газонефтяную залежь в рифовом массиве олигоценового возраста, залегающем на глубине 1600—1800 м на кристаллических породах фундамента. В остальных месторождениях залежи нефти и газа находятся на глубине 700—3700 м.

Гуаякильский нефтегазоносный бассейн

Гуаякильский НГБ находится большей северной частью в Эквадоре («бассейн» Прогрессо), а меньшей южной частью — в Перу. На востоке он обрамляется складчатыми высокогорными сооружениями Западной Кордильеры, горными массивами Чонгон и Амотапе. Кордильера сложена сильно дислоцированными и метаморфизованными породами палеозойского возраста, а также мезозойскими, в значительной степени вулканогенными породами и кайнозойскими отложениями. Большая часть бассейна занята водами зал. Гуаякиль; на суше находится сравнительно узкая прибрежная зона. На западе бассейн примыкает к Перуанскому геосинклинальному желобу (рис. 53).

Гуаякильский НГБ сложен меловыми и кайнозойскими породами с максимальной мощностью до 10 км на юге и 13 км на севере. Последние залегают на дислоцированных породах пенсильванского возраста. На севере фундамент НГБ образован вулканическими отложениями (диабазы, дациты и др.) юрского возраста, выше которых залегают нижнемеловые отложения, сильно насыщенные брекчиями вулканических пород. Мощность меловых отложений здесь достигает 3 км. На юге нижний мел представлен известняками, в нижней части рифовыми, общей мощностью около 150 м.

Верхнемеловые отложения наиболее развиты на юге бассейна, где мощность их превышает 4 км. Представлены они терригенными поро-

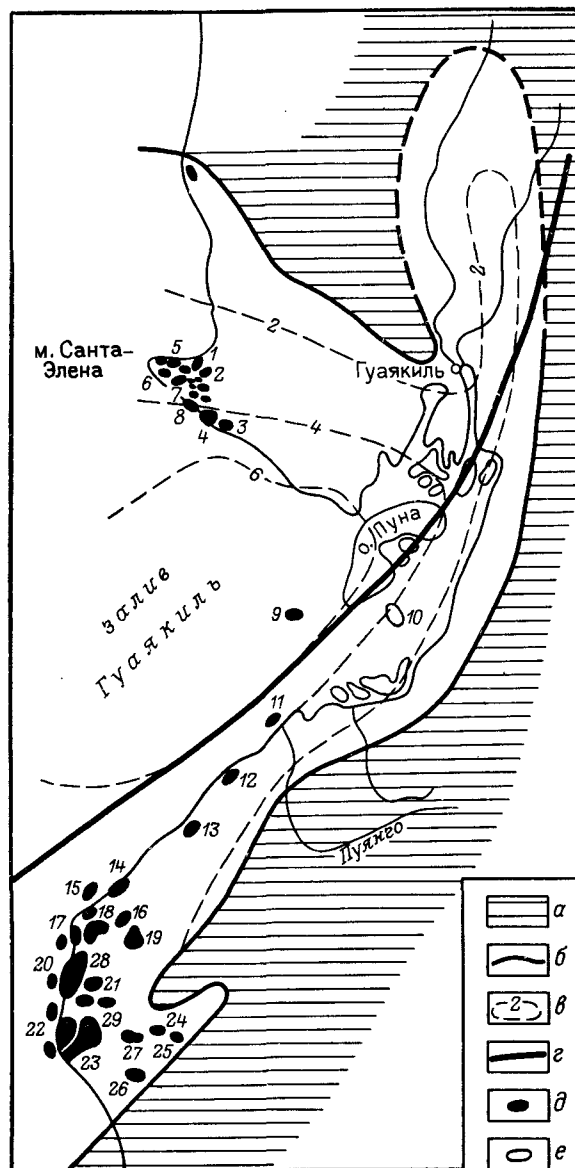


Рис. 53. Гуаякильский НГБ:

a — горные сооружения Западной Кордильеры; *b* — границы бассейна; *в* — схематические изогипсы кровли фундамента, км; *г* — разлом Гуаякиль-Долорес; месторождения: *д* — нефтяные, *е* — газовые.

Месторождения: 1 — Куативо; 2 — Санта-Элена; 3 — Санта-Томас; 4 — Эль-Тигре, Анкон; 5 — Петрополис; 6 — Каролина; 7 — Санта-Паула; 8 — Консейсьон; 9 — Тибурон; 10 — Амистад; 11 — Соалло-Норте; 12 — Сорритос; 13 — Карпитас; 14 — Лос-Органос; 15 — Кабо-Бланко; 16 — Нью-Шеллоу; 17 — Рестия; 18 — Эль-Альто; 19 — Хуалтакаль; 20 — Лобитас; 21 — Париньяс; 22 — Негритос; 23 — Лагунитас; 24 — Анча; 25 — Ла-Бреа; 26 — Портачуэло; 27 — Вердун; 28 — Амотаре, Табласо, Дуглас; 29 — Майл-Сикс

дамн с большой ролью глинистых толщ. Палеоценовый отдел выделяется только на севере, где мощность слагающих его терригенных пород превышает 3 км. Эоценовые отложения, наоборот, наиболее развиты на юге бассейна (мощность более 4 км), где они представлены терригенными породами; на севере их мощность меньше 1 км и образованы

онн карбонатно-терригенными породами. Олигоцен на юге сложен километровой толщей аргиллитов, на севере — песчано-глинистыми породами. Неогеновые терригенные отложения имеют максимальную мощность на севере, где мощность только миоцена превышает 3,5 км.

Разрез отложений НГБ расчленен несколькими перерывами с угловыми несогласиями, из которых наиболее хорошо выражены на юге бассейна предэоценовое и внутриэоценовое.

Для бассейна характерна сильная нарушенность протяженными разрывами, расчленяющими его осадочное выполнение на ряд сопряженных блоков, горстов и грабен. Системы ступенчато поднятых блоков образуют поднятия, системы опущенных блоков — впадины с разностью в залегании фундамента иногда свыше 2 км. Сводовые горстовые части таких поднятий на юге бассейна вытянуты преимущественно в субширотном направлении в соответствии с простиранием наиболее протяженных разрывов, отдельные небольшие горстовые поднятия ответвляются от них в разных направлениях. На севере бассейна разрывы имеют преимущественно субмеридиональное направление.

В Гуаякильском НГБ известно свыше 40 нефтяных и три газовых месторождения, большая часть которых расположена на территории Перу. Каждое месторождение, хотя и имеет соответствующее название, однако не всегда представляет собой автономный нефтеносный структурный элемент: обычно отдельная залежь или их группа, состоящие из сопряженных блоков, условно расчленяются на площади. Типичным является наиболее крупное месторождение бассейна (открыто в 1888 г.) Париньяс (Перу), состоящее из сопряженных нефтеносных блоков, объединяемых в площади Сантос, Рио-Браво, Шестая миля, Вердун, Ломитас и др., которые в литературе часто именуются месторождениями (рис. 54).

В эквадорской части НГБ помимо горстовых поднятий выделяются также локальные поднятия типа небольших пологих антиклиналей, осложненных разрывами и вытянутых в субмеридиональном направлении (месторождение Анкон). Месторождения сконцентрированы на сравнительно небольшой территории п-ова Санта Элена. Два месторождения — нефтяное Тибурон и крупное газовое Амистад

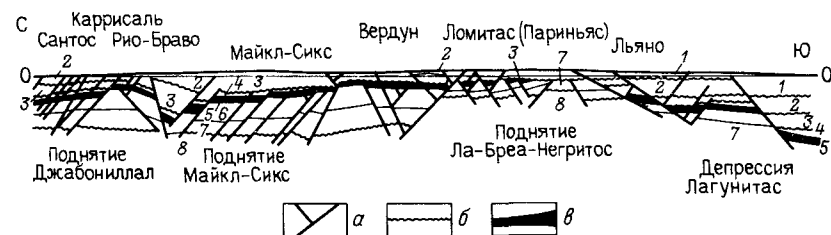


Рис. 54. Схематический геологический разрез через южную часть Гуаякильского НГБ:

a — разрывы; *b* — несогласия; *в* — нефтяные залежи. Отложения: 1—3 — верхнеэоценовые; 4—7 — нижнеэоценовые; 8 — меловые

(210 млрд. м³) — открыты в субаквальной части бассейна. В целом газонасыщенность бассейна незначительна.

В соответствии со структурой бассейна преимущественно развиты залежи нефти, экранированные разрывами, а также сводовые, сильно нарушенные, в меньшей степени литологически экранированные и небольшие литологически ограниченные залежи. Продуктивные пласты часто имеют линзовидное строение. На месторождении Сорритос (открыто в 1863 г.) насчитывается 35 продуктивных линз.

Основной продуктивной толщей бассейна являются эоценовые породы, в разрезе которых в перуанской части бассейна выделяется ряд продуктивных свит. Здесь же нефтеносны миоценовые песчаники и кварциты пенсильванского возраста (месторождения Ла-Бреа и Париньяс). В эквадорской части бассейна продуктивны также палеоценовые и верхнемеловые отложения.

В крайней северной части бассейна известны небольшие залежи нефти на контакте меловых песчаников с небольшими интрузивными телами.

Залежи нефти и газа бассейна находятся на глубине 150—4200 м.

Среднемагдаленский нефтегазоносный бассейн

Среднемагдаленский НГБ заключен между высокогорными сооружениями Центральной Кордильеры Колумбии на западе и Восточной Кордильеры на востоке и протягивается в почти меридиональном направлении на 300 км при ширине не более 60 км (см. рис. 52). На востоке бассейн ограничен системой крутых надвигов, по которым Восточная Кордильера приподнята и надвинута на впадину. На севере восточная краевая часть впадины является наиболее прогнутой. Мощность слагающих ее кайнозойских и мезозойских пород достигает 10 км, большая часть из которых приходится на кайнозойские отложения. Западный край впадины пологий и представляет собой моноклинал, отделенную от Центральной Кордильеры системой ступенчатых сбросов.

На юге бассейн выклинивается за счет сближения Центральной и Восточной Кордильер. В северном направлении ширина бассейна увеличивается, но на крайнем севере сужается. Здесь бассейн (грабен) граничит со срединным массивом Нижней Магдалены. Южная часть бассейна отделена от большой северной части диагонально расположенным (северо-восток — юго-запад) разломом, вдоль которого фундамент бассейна приподнят.

В разрезе кайнозойских и мезозойских отложений выделяются два структурных этажа. Верхний этаж сложен почти горизонтально залегающими пластами неогена, олигоцена и зочена с большой ролью в их составе отложений континентального происхождения. Обращают на себя внимание большие мощности преимущественно обломочных пород неогенового (до 4 км) и олигоценового (более 4,5 км) возраста. Для последних характерна высокая глинистость и развитие на западе бас-

сейна дельтовых комплексов. Эоценовые отложения представлены терригенными породами, в верхней части угленосными, мощностью более 2,5 км.

Нижний этаж бассейна образован дислоцированными породами палеоцена и мезозоя преимущественно морского происхождения. Палеоценовый отдел, датский, маастрихтский, кампанский ярусы сложены терригенными породами (угленосными в меловом отделе) мощностью более 2 км. Остальной разрез меловой системы представлен песчано-глинистыми породами с прослоями известняков общей мощностью более 3,5 км. Палеоцен и верхи меловых отложений иногда полностью отсутствуют в наиболее приподнятых частях структур месторождений нефти и газа. В подошве этажа залегают континентальные красноцветные терригенные породы юрского и, возможно, триасового возраста мощностью до 2,5 км.

В бассейне выявлено более 80 месторождений нефти и только 5 газовых, большая часть их расположена в северной наиболее широкой части бассейна. Первое месторождение Инфантас было открыто в 1918 г. Нефтеносны песчаники олигоцена и зочена, трещиноватые известняки, иногда аргиллиты верхнего мела и базальной карбонатной серии готерива — апта. Залежи нефти находятся на глубине 600—4200 м, преимущественно в интервале 1000—2500 м.

В средней и восточной частях бассейна месторождения нефти приурочены к брахиантиклиналям двух типов: сквозным, выраженным как в меловых, так и в кайнозойских (в меньшей степени) отложениях, и выраженным только в кайнозойских отложениях, полого изогнутые слои которых залегают на эрозионных выступах, сложенных моноклиально

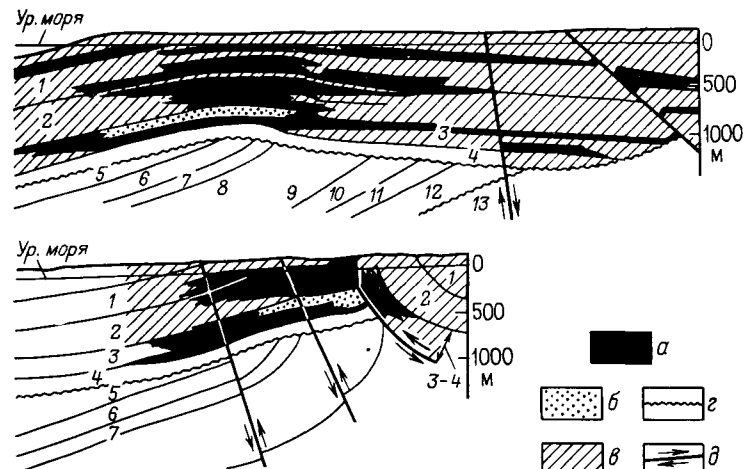


Рис. 55. Схематические поперечные геологические разрезы месторождений Ла-Сира и Инфантас.

Залежи: а — нефти, б — газа, в — вода; г — несогласия и перерывы; д — сброс-сдвиг. Отложения: 1-4 — палеогеновые; 5-8 — сантон-сеиоманские; 9-13 — нижнемеловые

залегающими пластами верхнего мела. Примером структуры последнего типа является структура месторождений Ла-Сира и Инфантас (рис. 55). Структуры месторождений обоих типов сильно нарушены разрывами. Залежи нефти пластовые сводовые, а также тектонически экранированные.

На западном борту бассейна протягивается зона нефтегазонакопления, связанная с разрывами, осложняющими моноклинал. Для месторождений (Кантагальо, Веласкес и др.) характерны тектонически экранированные залежи со сбросами, наклоненными в сторону нефтеносной части блока (в сторону падения пластов).

§ 4. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ЭПИПЛАТФОРМЕННОГО ОРОГЕНА СЕРРА-ПАМПА БРАЗИЛЬСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Нефтегазоносный бассейн Мендоса

Сравнительно крупный по размерам ($700 \times 200 \text{ км}^2$) НГБ Мендоса расположен на западе Аргентины в краевой предандийской части эпиплатформенного орогена Серра-Пампа. Он заключен в сравнительно узкой межгорной впадине грабенообразного строения, западный борт которой осложнен надвигом интенсивно дислоцированных пород палеозоя и докембрия, а остальной контур образован сбросами и взбросами, отделяющими бассейн от горных хребтов Серра-Пампа (рис. 56).

Бассейн выполнен континентальными кайнозойскими и триасовыми терригенными, часто грубообломочными отложениями с включением туфогенных и вулканогенных пород, порфириров и базальтовых тел общей мощностью более 3 км. В подошве триасовых отложений залегает порфирировая серия мощностью около 200 м, сложенная конгломератами, порфиритами, базальтами, песчаниками, глинами.

Западный борт бассейна осложнен рядом антиклинальных зон, ориентированных параллельно Андам и образующих зоны нефтенакпления. Антиклинали сравнительно пологие, слабоасимметричны и подсечены крупными взбросами.

Выделяются две основные зоны нефтенакпления: западная — *Тупунгата* — с брахиантиклиналями — нефтяными месторождениями Качеута, Интермедиа, Рефуджио, Тупунгато и др., и восточная — *Барранкас* (южнее г. Мендоса) — с месторождениями Лунлунта, Барранкас, Эль-Каррисаль и др. Всего на западе бассейна выявлено свыше 20 нефтяных месторождений с залежами сводового типа преимущественно в песчаниках, часто туфогенных, реже в трещиноватых сланцах и конгломератах триасового возраста. В триасе выделяется до шести нефтяных пластов с мощностью каждого пласта от 5 до 80 м.

Нефтеносны также туфогенные песчаники палеогена и неогена. В последних выявлены лишь небольшие скопления. Залежи преимущественно литологически экранированные.

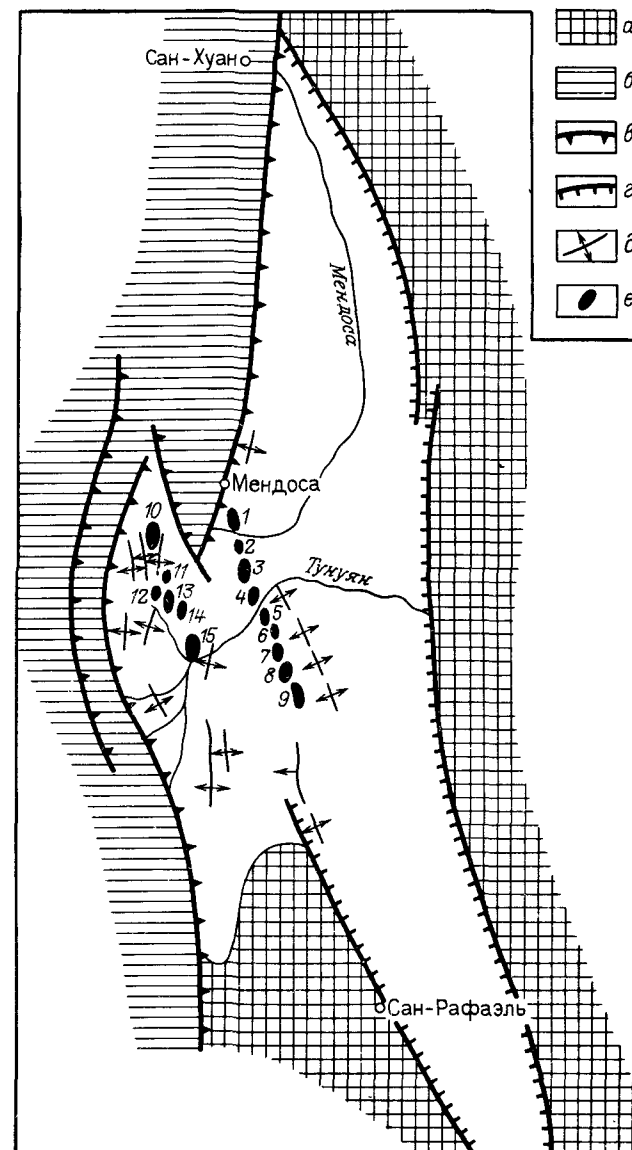


Рис. 56. НГБ Мендоса:

а — эпиплатформенный ороген Серра-Пампа; б — Андийские Кордильеры; в — надвиги; д — сбросы, взбросы; е — антиклинали; e — месторождения нефти.
Месторождения: 1 — Крус-де-Пьедрас; 2 — Лунлунта; 3 — Барранкас; 4 — Эль-Каррисаль; 5 — Рио-Тунуя; 6 — Ла-Бентана; 7 — Пунта-де-Лас-Бардас; 8 — Бакас-Муэртас; 9 — Вискасерас; 10 — Качеута; 11 — Интермедиа; 12 — Рефуджио; 13 — Тупунгато; 14 — Пьедрас-Колорадо; 15 — Каньярес-Эррадо.

Наиболее крупные месторождения бассейна — Барранкас (запасы 25 млн. т.), Пунта-де-Лас-Бардас, Бакас-Муэртас. Залежи нефти бассейна находятся на глубине 1800—3600 м.

Вдоль наиболее крупных разрывов, пересекающих бассейн, выявлены сравнительно крупные залежи асфальта, в частности в районах Серра-де-Рейс с запасами 200 тыс. т. и Курао — 200 тыс. т.

§ 5. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ БРАЗИЛЬСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Нефтегазоносный бассейн Баия

НГБ Баия расположен в Бразилии в приатлантической части штата Баия, севернее г. Салвадор, на территории Бразильского нагорья (рис. 57).

Бассейн представляет собой сравнительно крупный (700×125 км²) грабен в теле краевой части докембрийской платформы. На юго-востоке обрамление его образовано узкой прибрежной полосой выходов на поверхность кристаллических пород фундамента, частично перекрытых силурийскими и девонскими отложениями. Западная граница бассейна определяется системой сложно построенных разрывов Марагожипи-Макуруере, которая продолжается далеко на север. Амплитуда разрывов измеряется сотнями метров. На юге западная система разрывов выходит на шельф и смыкается с Салвадорским разломом, протягивающимся на северо-восток вдоль берега, амплитуда его достигает 3 км. Восточной границей бассейна является меридионально ориентированная система разрывов Самбибо.

Грабен осложнен по простиранию тремя различно ориентированными частными прогибами: южным — Реконкаво, протягивающимся в северо-восточном направлении; средним, более крупным — Тукано, примыкающим с севера к прогибу Реконкаво и протягивающимся в северном направлении; северным — Жатобоя, вытянутым в восточно-северо-восточном направлении.

НГБ Баия выполнен толщей отложений юрского и мелового возраста, а во впадине Жатобоя известны также палеозойские отложения. В подошве бассейна залегают юрские пестроцветные терригенные породы с пластами каменной соли общей мощностью около 700 м, которые выше покрываются континентальной толщей мощностью до 500 м. Последняя на ряде месторождений (Дом-Жоао, Агуа-Гранде и др.) является нефтеносной (три пласта).

Меловые доальбские отложения представлены песчано-глинистыми породами с прослоями известняков общей мощностью свыше 6 км. В неокомских породах выделяются три продуктивные толщи, из которых в двух верхних (Ильяс и Кандейяс) коллекторами служат известняки, а в нижней (Итапарика) — песчаники. Продуктивные толщи содержат 15 нефтеносных пластов. На одном месторождении (Фасенда-

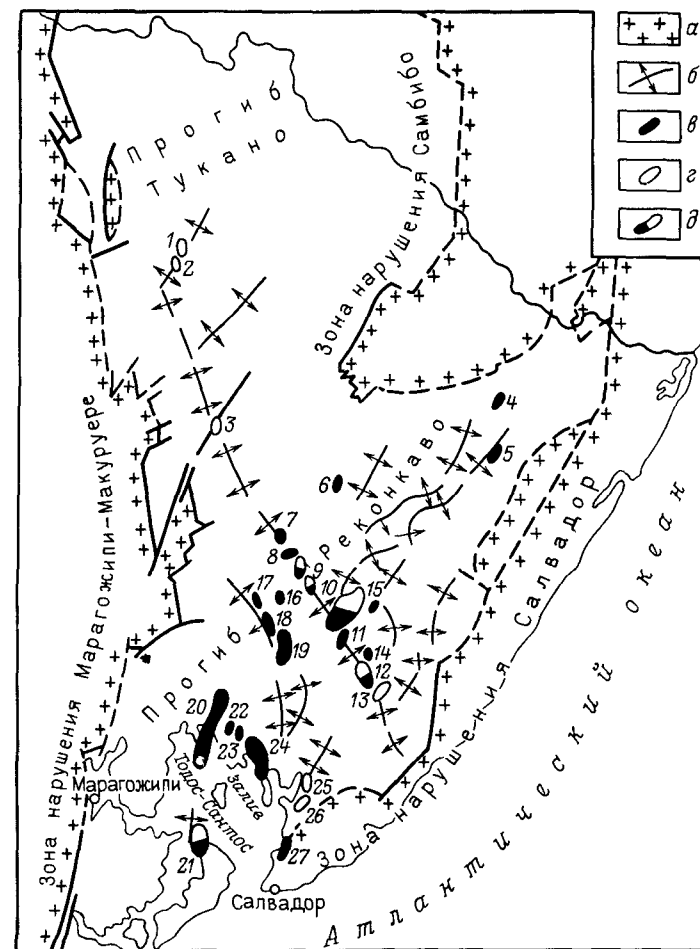


Рис. 57. НГБ Баия (южная нефтегазоносная часть):

а — выходы кристаллического фундамента на поверхность; б — антиклинальные зоны; в — месторождения нефти, г — газовой, д — газонефтяные.
Месторождения: 1 — Керера-Эстенсау; 2 — Керера; 3 — Ираи; 4 — Педрас; 5 — Фасенда-Асеведу; 6 — Саумли; 7 — Бурасика; 8 — Фасенда-Панелас; 9 — Сантана; 10 — Агуа-Гранде; 11 — Пожука-Сентраль; 12 — Мата; 13 — Жакуини; 14 — Питанда; 15 — Седру; 16 — Гомо; 17 — Брежинью-Канабрав; 18 — Касаронгонгу; 19 — Такуини; 20 — Дом-Жоао; 21 — Итапарика; 22 — Парамирим; 23 — Сокорру; 24 — Кандейяс; 25 — Маппеле; 26 — Арату-Сентраль; 27 — Лобату

Имби) нефть получена из докембрийского фундамента. На аптских песчаниках и конгломератах на востоке залегают непосредственно неогеновые отложения небольшой мощности (до 70 м).

Во впадине Реконкаво мезозойские осадки слагают моноκлиналь, наклоненную на юго-восток и рассеченную продольными сбросами на ряд блоков. В средней части впадины известна поперечная система разрывов, образующая систему поднятых и опущенных блоков.

Промышленная нефтегазоносность бассейна Баия установлена в 1939 г. открытием месторождения нефти Лобату. В настоящее время на юге бассейна известно свыше 80 месторождений, в том числе 13 газовых. Во впадине Тукано выявлены лишь три месторождения, в том числе два газовых.

В бассейне прослеживается ряд сравнительно коротких антиклинальных зон нефтегазонакопления, ориентированных вблизи краевых грабенообразующих сбросов в северо-восточном направлении, а в средней части грабена — в северо-западном. Залежи нефти и газа преимущественно пластовые сводовые, нарушенные разрывами (месторождения Агуа-Гранде, Итапарика, Мата, Дом-Жоао и др.) и тектонически экранированные (Сан-Себастьяно), реже литологически экранированные и литологически ограниченные (Кандейяс).

Большая часть залежей нефти и газа в бассейне небольших размеров (Дом-Жоао — 240 м × 330 м, Кандейяс — 1500 м × 600 м), находятся они на глубине 500—1500 м.

На юге бассейна из трещиноватых сланцев свиты Кандейяс получены газ с глубины 2903—2975 м и нефть с глубины 3228—3573 м.

Нефти месторождений характеризуются высоким содержанием парафина (Лобату — 20%) несмотря на небольшую глубину их залегания.

§ 6. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ПАМПО-ПАТАГОНСКОЙ ПЛИТЫ

Нефтегазоносный бассейн Неукен

Небольшой треугольной формы НГБ Неукен (Аргентина) расположен между эпиплатформенным орогеном Серра-Пампа на севере и погребенным выступом древнего кристаллического фундамента Северо-Патагонского массива на юге. Значительная часть (кроме запада) обрамления бассейна представлена зонами развития маломощных толщ мезозойского возраста; на востоке через небольшое межбассейновое поднятие бассейн Неукен граничит с ПНГБ Рио-Колорадо. От Андийских Кордильер НГБ Неукен отделен разломами (рис. 58).

Бассейн сложен с поверхности преимущественно меловыми отложениями мощностью свыше 600 м, состоящими из переслаивающихся песчаников, глин, конгломератов, известняков, гипсов и битуминозных мергелей (внизу). Меловые отложения подстилаются мощной (более 2 км) толщей пород юрского возраста преимущественно морского генезиса. Ниже располагается 1000-метровая толща терригенных пород с туфами и порфиритами триасового и, возможно, пермского возраста. Для северной, суженной, части бассейна характерно развитие на поверхности больших по площади покровов кайнозойских эффузивов. Фундамент бассейна залегает на глубине максимально до 7 км (на западе северной части бассейна).

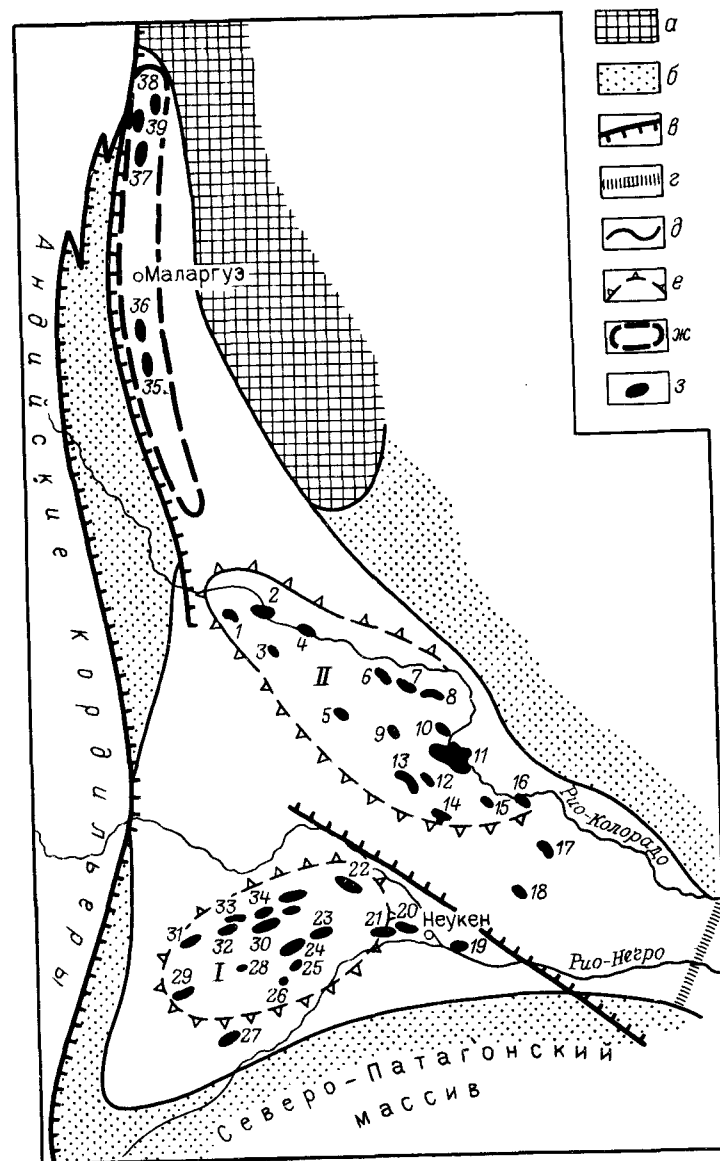


Рис. 58. НГБ Неукен:

а — эпиплатформенный ороген Серра Пампа, б — аконсервационная зона; в — разломы, з — межбассейновое поднятие, д — границы бассейна; е — своды I — Дорсал, II — Катриэль; ж — зона нефтегазонакопления, з — месторождения нефти и газа. Месторождения: 1 — Чинвино-де-ла-Серра-Негра; 2 — Пуэсто-Эрнандес; 3 — Агуада дель Чиато; 4 — Рио-Кат; 5 — Серра-ла-Манеа; 6 — Пьедрас-Неграс; 7 — Сеньял-Пикада; 8 — Рио-Кат; 9 — Лома-Монтоса; 10 — Меданера; 11 — Эль-Меданито; 12 — Эль-Сантьягуэньо; 13 — Пьедризаль; 14 — Агуада-де-лос-Индиос; 15 — Пуэсто-Моралес; 16 — Ринконада; 17 — Бланко-де-лас-Бланкас; 18 — Агуада-де-лос-Индиос; 19 — Фернандес, Оро; 20 — Сетенарио; 21 — Эль-Салитраль; 22 — Лин-Оливос; 23 — Кауфман-Норте; 24 — Чальяко; 25 — Агуада-Куинкао; 26 — Борде-Колорадо; 27 — Эль-Саусе; 28 — Ранкиль; 29 — Серро-Лотена; 30 — Пласа-Уинкуль; 31 — Серра-Бандера; 32 — Лома-Негра; 33 — Седра-Недретоса; 34 — Барда-Гонсалес; 35 — Ранкиль; 36 — Пампа-Палауко; 37 — Эль-Соснедо; 38 — Пуэсто-Рокас; 39 — Серра-Мольяр.

В пологозалегающих образованиях бассейна на юге, в междуречье Неукен — Лимей, располагается *свод Дорсал*, с которым связан крупный *ареал зон нефтенакопления*. Свод Дорсал осложнен рядом пологих локальных поднятий, нарушенных разрывами и простирающихся в субширотном направлении. В пределах свода выявлено свыше 20 нефтяных месторождений, первое из которых — крупное месторождение Пласа-Уинкуль — было открыто еще в 1918 г. Здесь же открыты относительно крупное нефтяное месторождение Серра-Бандера, а на севере свода — крупнейшее в Южной Америке газовое месторождение Лома-де-ла-Лата с запасами газа 300 млрд. м³ и конденсата — 30 млн. т.

Ареал зон нефтегазонакопления Катриэль расположен в среднем течении р. Рио-Колорадо, где также намечается небольшой плоский свод, значительная северная часть которого покрыта молодыми эффузивами. Свод нарушен разломом северо-западного простирания.

В ареале выявлено свыше 30 нефтяных и газовых месторождений, в том числе сравнительно крупные Эль-Медианито, Рио-Катриэль, Лома-Монтоса.

В северной части бассейна намечается *третий ареал зон нефтегазонакопления*, насчитывающий более 20 месторождений, приуроченных к сравнительно узким антиклинальным зонам субмеридионального простирания.

Всего в бассейне выявлено 91 нефтяное и 29 газовых и конденсатно-газовых месторождений, из которых большая часть сконцентрирована в описанных выше трех ареалах зон нефтегазонакопления. Продуктивны во всех ареалах зон песчаники и известняки юрского и мелового возраста (три свиты), реже песчаники порфиритовой серии. Залежи преимущественно пластовые сводовые, на северном ареале встречаются также тектонически экранированные. Интервал размещения залежей нефти и газа 850—4200 м.

В северо-восточной и западной краевой частях бассейна в меловых отложениях распространены тяжелые нефти и асфальты на глубине до 1000 м.

Патагонский (Сан-Хорхе) нефтегазоносный бассейн

Патагонский бассейн-синеклиза расположен на юге Аргентины между Северо-Патагонским массивом на севере и Южно-Патагонским на юге. Западное ограничение бассейна образовано разломом, отделяющим его от горного сооружения Патагонской Кордильеры. На востоке в субаквальной части НГБ ограничен блоковым поднятием, где фундамент залегает на глубине 1 км.

На суше располагается большая часть овалообразной структуры бассейна с последовательной сменой с востока на запад выходящих на поверхность отложений палеогена, мела и юры. Часть поверхности бассейна покрыта молодыми вулканическими образованиями (рис. 59).

В подошве бассейна находится мощная порфирировая толща

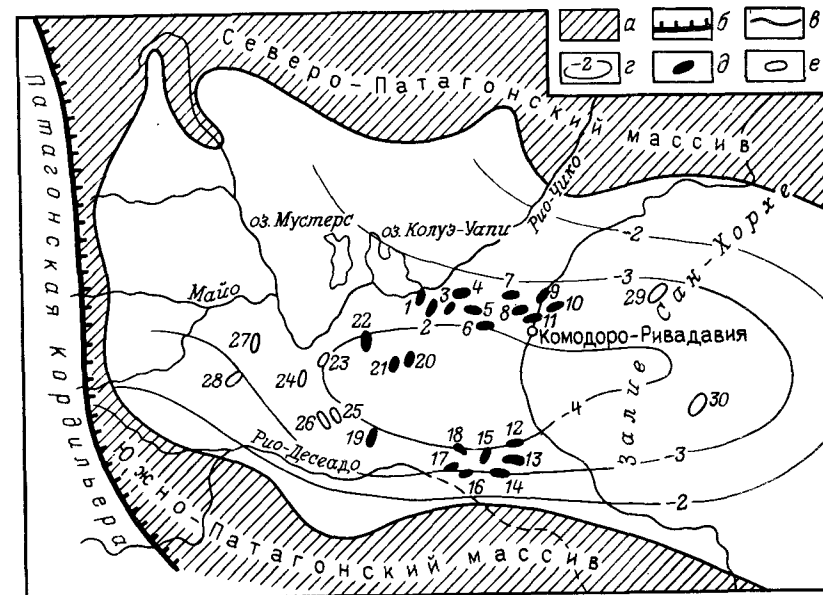


Рис. 59. НГБ Сан-Хорхе:

а — аконсервационная зона; б — Западно-Патагонский разлом; в — границы бассейна; г — схематические изогипсы кровли фундамента, км; месторождения: д — нефтяные, е — газовые. Месторождения: 1 — Лас-Флорес; 2 — Валье-Эрмосо; 3 — Серро-Драгон; 4 — Тортуга; 5 — Пампа-дель-Кастильо; 6 — Эль-Требол; 7 — Мананьялес-Бер; 8 — Диадема-Аргентина; 9 — Каньядон-Пердидо; 10 — Галета-Кордова; 11 — Коморо-Ривадавия; 12 — Каньядон-Секо; 13 — Каньядон-Леон; 14 — Пико-Трункадо; 15 — Эль-Кордон; 16 — Эль-Дестино; 17 — Кадипсо; 18 — Эль-Уэмул; 19 — Лас-Эрас; 20 — Эль-Эскориаль; 21 — Монтанья-Каторче; 22 — Антиклиналь-Гранде; 23 — Баранки-Янковски; 24 — Лос-Монос; 25 — Месета; 26 — Ломас-дель-Куй; 27 — Мата-Магальянес, X-12; 28 — Мата-Магальянес; 29 — Марта; 30 — Петрель

среднеюрского возраста, залегающая на метаморфическом комплексе нижнего палеозоя. Верхнеюрские и нижнемеловые отложения представлены туфоносными глинами и песчаниками. Верхний отдел меловой системы мощностью более 1,5 км сложен терригенными породами с обилием русловых образований. Палеогеновые и миоценовые отложения мощностью до 1 км представлены также терригенными породами. Разрез завершается плиоцен-верхнемиоценовыми грубозернистыми породами мощностью до 300 м. Общая мощность осадочных пород бассейна не превышает 6 км.

Выявленные в бассейне свыше 100 нефтяных месторождений и более 15 газовых образуют кольцевой ареал зон нефтегазонакопления. На востоке открыты в море четыре месторождения. Центральная часть кольца не разведана из-за относительно больших глубин залегания продуктивных толщ.

Нефтегазоносность бассейна связана с песчаниковыми резервуарами прежде всего сеноманского возраста, содержащими до 13 продуктивных пластов (в центре), палеоценового и эоценового, в меньшей степени юрского возраста (два пласта). В эоцене известны небольшие газовые

скопления. Залежи нефти преимущественно тектонически экранированные или сводовые, нарушенные разрывами, находятся на глубине 900—3200 м, однако большая часть запасов (более 70%) сконцентрирована в интервале глубин 1600—1800 м.

Основная часть структур нефтяных и газовых месторождений связана с небольшими по амплитуде локальными поднятиями и только на западе появляются высокоамплитудные структуры.

В бассейне известно несколько сравнительно крупных месторождений нефти: на севере Комодоро-Ривадавия, открытое еще в 1907 г., на юге Каньядон-Секо, выявленное в 1951 г., начальные запасы нефти которого оцениваются в 128 млн. т при глубине залегания 885—1980 м. На севере бассейна известны месторождения, насчитывающие 35 нефтяных залежей (Серро-Драгон, Каньядон-Гранде).

Нефтегазоносный бассейн Магелланова пролива

НГБ Магелланова прогиба расположен на крайнем юге Чили и Аргентины. В южной части он пересечен Магеллановым проливом. Северное ограничение бассейна образовано маломощным покровом осадочных отложений южного склона Южно-Патагонского массива. Западное и южное обрамление бассейна представлено сооружениями Патагонской Кордильеры, надвинутыми по крутым надвигам на узкий складчатый борт бассейна (рис. 60).

Фундамент бассейна сложен метаморфическими породами палеозойского возраста и погружен на западе на глубину до 12 км. На востоке, в прибрежной части, примерно параллельно береговой линии фундамент (по геофизическим данным) поднимается до глубины 1 км, образуя валообразное поднятие, восточнее которого на шельфе находится прогиб Мальвинас.

В пределах наиболее изученной материковой части бассейна в его строении принимают участие кайнозойские, меловые и юрские породы с максимальной мощностью на западном складчатом борту. Наибольшей мощностью (более 5 км) характеризуются верхнемеловые песчано-глинистые отложения, ограниченные сверху и снизу перерывами. Меловые песчаники образуют основную продуктивную толщу бассейна.

Повсеместно установлена нефтеносность верхней юры — базальной пачки песчаников, расслоенных аргиллитами, мощность которой увеличивается (до нескольких десятков метров) в западном направлении; на востоке песчаники замещаются аргиллитами. Ниже в подошве бассейна залегает почти 3-километровая толща туфолов, брекчий, трещиноватых глинистых сланцев, песчаников и мощных пачек вулканического пепла позднелюрского возраста, газоносная на ряде месторождений.

Кайнозойские отложения представлены преимущественно песчано-глинистыми породами. Миоценовые и эоценовые глауконитовые песчаники продуктивны на ряде месторождений, первые нефтеносны, вторые газоносны.

В бассейне известно свыше 170 месторождений (в том числе более

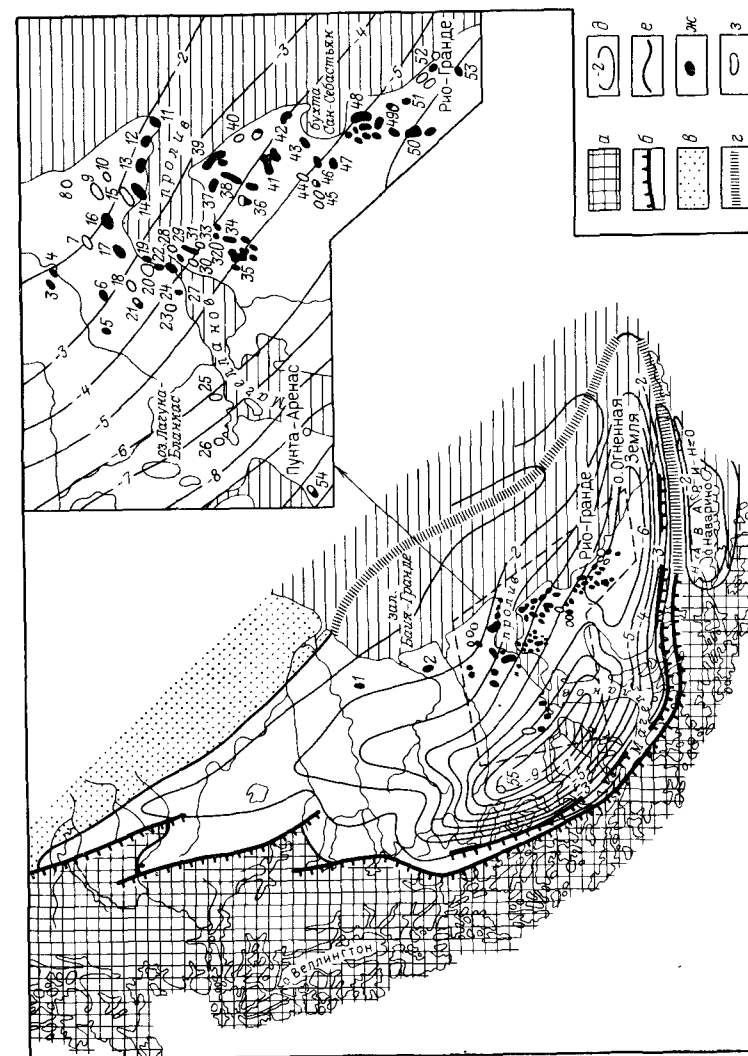


Рис. 60. НГБ Магелланова пролива:
а — Патагонская Кордильера; б — налив; в — аконсервационная зона; г — межбассейновое поднятие; д — схематические изогипсы кровли фундамента; км. е — месторождения: ж — нефтяные и газоносные; з — газоносные; 1 — Кампо-Большой; 2 — Мой-Айке; 3 — Трес-Коллинас; 4 — Палермо-Айке; 5 — Киаке; 6 — Сур-Рио-Чико; 7 — Эль-Кондор; 8 — Сур-Рио-Чико; 9 — Серра-Редонда; 10 — Ито; 11 — Дунхенес; 12 — Даниэль-Эс-ньядон; 13 — Даниль; 14 — Каньядон; 15 — Посесон; 16 — Кондор; 17 — Монте-Аймонд; 18 — Пампа-Ларга; 19 — Дирексон; 20 — Пунта-Дальгата-Эсте; 21 — Ника; 22 — Фари-Эсте; 23 — Смирн-Айке; 24 — Сантьяго; 25 — Пунта-Дель-Серро; 26 — Мансако; 27 — Ангостура; 28 — Эспора; 29 — Маньяльес; 30 — Пунта-Бай; 31 — Вертигес; 32 — Чальяр-сильо; 33 — Сиде; 34 — Сом-бре; 35 — Виктория; 36 — Линч; 37 — Каафате; 38 — Альбатрос; 39 — Каталина; 40 — Рио-Кульен; 41 — Трес-Лагос; 42 — Кабо-Номбрэ; 43 — Кабеса-де-Леон; 44 — Фидарет; 45 — Фламенко; 46 — Банурия; 47 — Гавиота; 48 — Ла-Сара; 49 — Сан-Хулио; 50 — Рио-Авилес; 51 — Рио-Чико; 52 — Рио-Чико; 53 — Рио-Чико; 54 — Рио-Чико; 55 — Рио-Чико.

50 газовых), сконцентрированных на востоке северной части о-ва Огненная Земля, в прилегающем с севера участке материка, в пределах платформенного борта бассейна. Первое и одно из сравнительно крупных месторождений бассейна — Манантьялес (Чили, север Огненной Земли) — было открыто лишь в 1945 г. В настоящее время свыше 15 месторождений выявлено на шельфе, семь в проливе.

Значительная северная часть бассейна (Аргентина) изучена весьма слабо, в ее пределах в 1967 г. открыто нефтегазовое месторождение Гольгос.

Месторождения нефти и газа платформенного борта бассейна приурочены к погребенным под кайнозойскими отложениями хорошо выраженным асимметричным брахиантиклиналям, нарушенным разрывами небольшой амплитуды и достаточно хорошо отраженным в рельефе фундамента бассейна.

Залежи месторождений сравнительно небольшие, часто развиты лишь на крыльях брахиантиклиналей, преимущественно в различного рода барьерных формах ловушек. На западе в зоне сочленения платформенного и складчатого бортов выявлено четыре месторождения: три газовых — Наталес, Транкильо и Мансано и газонефтяное Канелос.

В бассейне известно свыше 10 чисто газовых месторождений, в том числе довольно крупные — Посесон и Чаньярсильо (Чили). Во взаимном размещении нефтяных и газовых месторождений не наблюдается четкого раздела, но чисто газоносной является свита Трес-Бразос эоценового возраста, газонефтеносной — свита Тобифера верхней юры. Залежи нефти и газа располагаются в пределах глубин 1800—3100 м.

§ 7. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ВОСТОЧНЫХ ПЕРИКОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ПРОГИБОВ ЮЖНОЙ АМЕРИКИ

Нефтегазоносный бассейн Сеара-Потигуар

Бассейн образован тремя грабенами (с запада на восток): Сеара, Потигуар и Пернамбуко-Параиба. В последнем грабене мощность осадочных пород сокращается до 1—3 км, причем в разрезе большое значение приобретают изверженные породы готерив-сеноманского возраста.

Максимальные мощности отложений, заполняющих грабены, не превышают 7 км. В грабене Сеара разрез начинается с аптских терригенных континентальных пород с большой ролью дельтовых образований. Выше залегают карбонатно-терригенные отложения альба — сеномана. Маастрихтские и палеогеновые образования распространены ограничено. Миоценовые морские глинистые толщи с востока на запад сменяются континентальными глинисто-песчаными породами. Для грабена Потигуара характерно значительное развитие морских отложений, в частности карбонатных.

Первое небольшое месторождение Сан-Жуан в бассейне было открыто в 1967 г. Нефть заключена в верхнемеловых известняках. В настоя-

щее время в бассейне открыто более 30 месторождений с залежами в песчаниках и известняках мелового возраста, в том числе более половины на суше. Наиболее значительные по запасам месторождения Кури-ма, Ксару, Убарана, Аугилья. Большая часть залежей нефти, обычно тяжелой, находится на глубине до 1 км. Доказанные запасы нефти в бассейне 20 млн. т, газа — 2 млрд. м³.

Нефтегазоносный бассейн Сержипи-Алагоас

НГБ Сержипи-Алагоас расположен в прибрежных частях одноименных штатов Бразилии. Он протягивается более чем на 350 км вдоль берега при ширине до 120 км, в том числе 60 км на суше (рис. 61). Бассейн хорошо ограничен на севере подводным выступом фундамента Бразильской платформы, связанным с системой разломов Пернамбуко, на юге поперечным разломом Икари-Борейба, по которому он граничит с бассейном Эспириту-Санту.

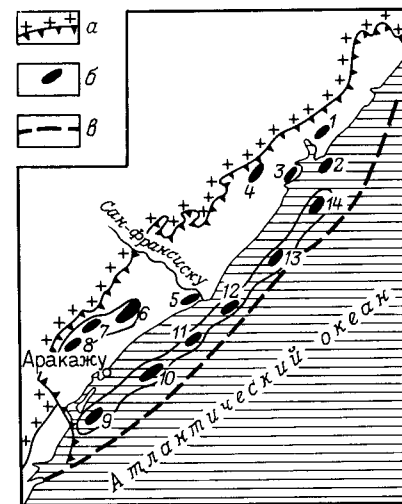
Бассейн имеет резко выраженное блоковое строение. Наиболее крупными являются грабены (с юго-запада на северо-восток) Москейро, Жапаратуба, Сан-Франсиску, Алагоас, разделенные горстами Пенедо, Пальмейро-Альта, Жапоато и др.

Фундамент бассейна докембрийский, перекрытый на западе верхнекаменноугольными и пермскими песчано-глинистыми породами мощностью свыше 200 м. С перерывом на пермских отложениях залегает также преимущественно песчано-глинистая толща большой мощности, охватывающая юрскую систему (350 м) и неокемский подотдел (более 5 км). Залегающая выше соленосная карбонатно-терригенная толща аптского возраста содержит 800-метровую толщу каменной соли и ангидрита. Отложения альба и верхнего мела залегают с несогласием на аптских и представлены терригенными и карбонатными породами (сантон — турон). Мощность меловых отложений свыше 7 км.

Меловые отложения характеризуются наибольшей мощностью на севере бассейна в грабене Алагоас и сокращением ее примерно в 2 раза в грабене Москейро, где заметно увеличивается мощность кайнозойских отложений. В своде горста Пенедо под кайнозойскими залегают пермские породы, а в

Рис. 61. НГБ Сержипи-Алагоас:

а — границы бассейна; б — нефтяные и газовые месторождения; в — континентальное подножие. Месторождения: 1 — Табуейро-дос-Мартинас; 2 — Ковала; 3 — Жекий; 4 — Кокуэру; 5 — Брелу-Гранди; 6 — Кармополис; 7 — Серирисинью; 8 — Риашуэлу; 9 — Таинья; 10 — Кайоба; 11 — Гуарисема; 12 — Доураду; 13 — Робалу; 14 — Меру



горсте Сержипи из разреза выпадает значительная часть нижнемеловых и резко сокращается мощность палеозойских отложений. Кайнозойские песчано-глинистые образования в бассейне представлены породами лишь палеогенового и плиоценового возраста и имеют в субаквальной части мощность более 2,5 км. Общая мощность отложений, выполняющих бассейн на востоке, более 9 км.

Первое месторождение (Жекийя) было открыто в бассейне в 1958 г. В настоящее время в бассейне известно более 50 нефтяных и два газовых месторождения, в том числе Гуарисема, Кайоба, Доураду и другие в субаквальной части, в 11—17 км от береговой линии. Продуктивны в бассейне докембрийские кристаллические сланцы (месторождения нефти Кармополис, Риашуэлу, Сериисиньу), верхнеюрские песчаники — обычно в наиболее приподнятых блоках, неокомские песчаники, аптские подсолевые песчаники, аптские песчаники, заключенные внутри соленосной свиты, и надсолевые эоцен-верхнемеловые линзовидные песчаники. Основные запасы нефти заключены в аптских породах, в разрезе которых известны дельтовые отложения (месторождения Эжену, Фураду и др.).

Месторождения нефти большей частью приурочены к брахиантиклиналям приразломных зон. Известны также месторождения, связанные с соляными массивами. Встречаются залежи почти всех известных форм. Глубина их залегания 400—3000 м.

Наиболее крупное месторождение бассейна Кармополис (открыто в 1963 г.) расположено в грабене Сан-Франсиску и приурочено к куполообразному поднятию высотой до 290 м. Нефть заключена в восьми пластах песчаников неокома, подсолевого апта, верхней юры и сланцев кристаллического фундамента на глубине 550—800 м. Нефть тяжелая ($0,930 \text{ г/см}^3$). Запасы нефти оцениваются в 159 млн. т. Вторым по запасам нефти является месторождение Кайоба (открыто в 1969 г.), расположенное в 14 км от берега (г. Аракажу). Продуктивны песчаники неокомского возраста на глубине 2 км. К крупным относится также месторождение Табулейро-дос-Мартинес (грабен Алагоас).

Бассейн отличается слабой газонасыщенностью.

Нефтегазоносный бассейн Эспириту-Санту

НГБ Эспириту-Санту занимает узкую береговую полосу, являющуюся продолжением бассейна Сержипи-Алагоас, от которого он отделен выступом фундамента. С юго-востока бассейн ограничивается вулканическим поднятием банки Абрьюс и подводным хребтом Виктория-Тринидади. В подводной части осадочные породы замещаются вулканическими.

Бассейн состоит из нескольких сравнительно небольших впадин и грабенообразных прогибов: Алмада, Жекитиньонья, Кумурусатиба и др.

В настоящее время в бассейне выявлено более 30 небольших нефтяных месторождений, расположенных в основном на суше. Они группируются в пологие антиклинальные зоны, обычно приуроченные к краевым частям впадин, а на юге также к солянокупольным поднятиям.

Продуктивны юрские песчаники на севере бассейна во впадине Алмада, где мощность юрских отложений не превышает 200 м. На юрских породах или непосредственно на докембрийских сланцах в прогибах залегает мощная толща континентальных песчаных пород неокомского возраста. Последние перекрываются морскими карбонатными отложениями апта мощностью до 1 км. Выше залегает соленосная гора. С подсолевыми породами связаны скопления нефти. Альб-туронские отложения представлены преимущественно известняками, в том числе и рифовыми, мощностью до 2 км. Основная продуктивная толща бассейна — карбонатно-терригенная, охватывающая верхнемеловые и эоценовые образования (месторождения Арайа, Бас-39 и др.). Разрез отложений, выполняющих бассейн, завершается преимущественно карбонатными породами палеогена и неогена. Мощность верхнемеловых и кайнозойских отложений во впадинах достигает 5 км. В целом бассейн образован осадочными породами мощностью около 7 км.

Нефтегазоносный бассейн Кампус

НГБ Кампус в настоящее время является основным по добыче нефти в Бразилии и содержит более 50% запасов нефти страны. Он почти полностью расположен в субаквальной части. На юге бассейн ограничивается выступом фундамента на месте мыса Кабо-Фрио.

Бассейн состоит из двух грабенообразных впадин — южной Кампус и северной Эспириту-Санту-Юг, разделенных продольным горстом. Южная впадина, содержащая большую часть месторождений нефти бассейна, сильно рассечена разрывами различного направления при глубине залегания фундамента более 7 км (рис. 62).

В подошве впадин находятся базальтовые покровы, которые перекрываются толщей аргиллитов и песчаников с прослоями известняков неокома и апта. Последний представлен известняками, доломитами и эвапоритами (соль) мощностью несколько сот метров. Альб-сеноманские породы мощностью до 2 км сложены карбонатными породами (вплоть до рифов), которые в верхней части сменяются глинистыми породами с врезами песчаников мощностью до 100 м. Верхнемеловые и кайнозойские отложения представлены породами морского происхождения с многочисленными включениями континентальных толщ, образующих крупные песчаные тела — конусов выносов, выполнение речных врезов и др.

Нефтеносность бассейна установлена в 1969 г. открытием на суше месторождения Фасенда-Седру. В настоящее время здесь известно 50 месторождений нефти, из которых свыше 30 находятся в субаквальной части на глубине до 200 м. Для бассейна характерен широкий стратиграфический диапазон нефтеносности, охватывающий весь разрез отложений, выполняющих бассейн в интервале глубин 1200—4500 м. Продуктивны известняки неокон-аптского возраста, известняки и песчаники альба — сеномана и песчаники верхнего мела и кайнозоя (серия Кампус). В отложениях серии Кампус выявлены залежи на месторож-

§ 1. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ И НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Современный структурный план зарубежной Европы, контролирующий размещение НГБ, определяется наличием пяти основных крупных структурных элементов.

1. Древний Скандинавский щит, большая часть которого образована докембрийскими кристаллическими породами и лишь в краевой северо-западной части — складчатыми каледонидами.

2. Древняя Восточно-Европейская платформа, занимающая северо-восточную и юго-восточную окраины зарубежной Европы и распространяющаяся далее в пределы СССР.

3. Среднеевропейская платформа с фундаментом байкальского возраста, простирающаяся в широтном направлении от Великобритании на западе до границы с Восточно-Европейской платформой на востоке.

4. Западно-Европейская эпигерцинская платформа, протягивающаяся от Пиренейского полуострова в северо-восточном направлении до стыка с горными сооружениями Карпат. Эпигерцинская платформа осложнена рядом крупных выступов фундамента (Чешский, Центральнофранцузский, Армориканский, Среднерейнский), расчленяющих ее на несколько впадин и прогибов, а также рядом грабенных.

5. Альпийская складчатая область, включающая эпигеосинклинальные горные сооружения юга и юго-запада Европы: Балканы, Карпаты, Альпы, Динариды, Пинд, Апеннины, Пиренеи, горы Каталонии, Балеарских островов и Андалузии (Бетские горы). Южно-Европейские горы слагаются из двух дуг — внешней, состоящей из Балкан, Карпат и Альп, и внутренней, включающей Пинд, Динариды, Апеннины, — разделенных срединными массивами Эгейского моря, Македонии, Паннонии, Трансильвании и Адриатического моря.

Тектоническое районирование и особенности нефтегазоносности позволяют выделить в пределах зарубежной Европы четыре нефтегазогеологические провинции: 1) Среднеевропейской и Восточно-Европейской древних платформ; 2) Западно-Европейской молодой плиты; 3) предгорных прогибов альпийских горноскладчатых сооружений Южной Европы; 4) межгорных впадин альпийской складчатости Южной Европы и Средиземноморья (рис. 63).

1. Провинция Среднеевропейской и Восточно-Европейской древних плит расположена в пределах Среднеевропейской и части Восточно-Европейской плит. Основная площадь провинции занята крупнейшим в зарубежной Европе Центральноевропейским латерально- и вертикально-гетерогенным НГБ. Известно также несколько НГБ синеклиз — Восточно-Норвежскоморской, Лофотенский, Западно-Английский и грабенообразной впадины — Западно-Шетландско-Северо-Минчский, в

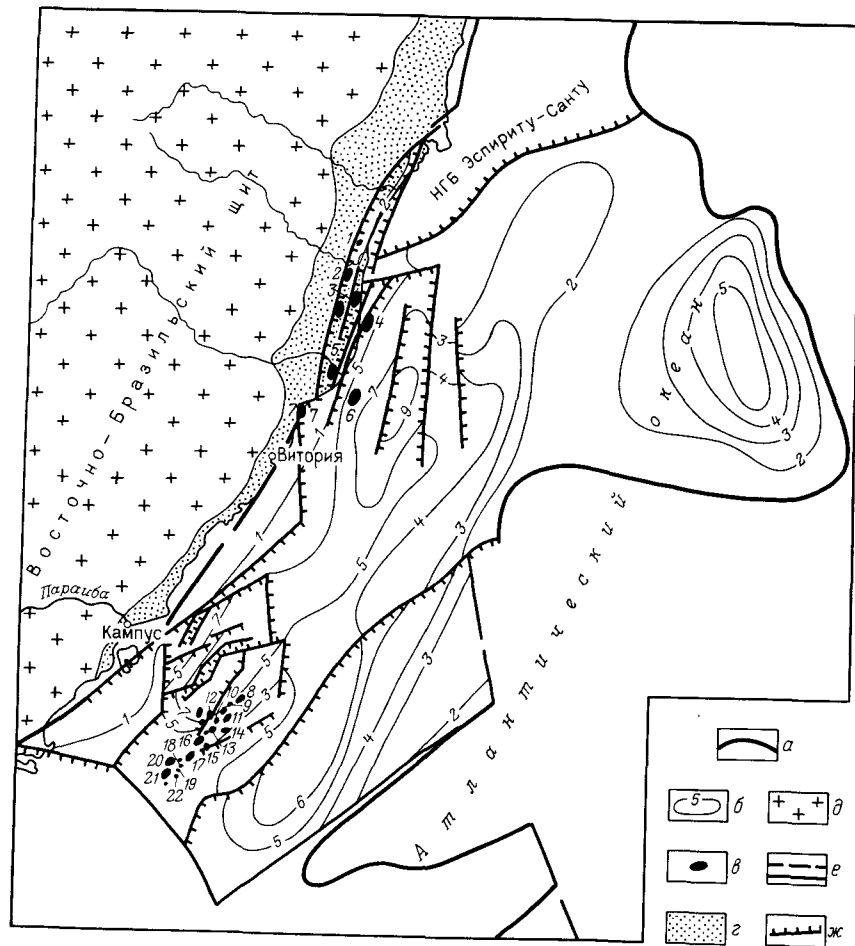


Рис. 62. НГБ Кампус:

а — границы бассейнов; б — изопакты осадочных отложений, км; в — месторождения нефтяные и газонефтяные; г — аконсервационная зона; д — докембрийский фундамент; е — разрывы; ж — сбросы. Месторождения: 1 — Риу-Итауна; 2 — Сан-Матеус; 3 — Фасенда-Седру; 4 — Касан; 5 — Лагоа-Парда; 6 — Эспириту-Санту; 7 — Рио-Досе; 8 — Паргу; 9 — Гароупинья; 10 — Багри; 11 — Гаропа; 12 — Парати; 13 — Черин; 14 — Намораду; 15 — Корвина; 16 — Пирауна; 17 — Энгова; 18 — Бониту; 19 — Бикуду; 20 — Бадежу; 21 — Лингуаду; 22 — Пампу

дениях Фасенда-Седру, Лагоа-Парда на суше и Энгова, Бадежу, Паргу в море. Наиболее крупное по запасам нефти (55 млн. т) месторождение Намораду с пластами в известняках альба — сеномана.

В 1985 г. открыто первое газовое месторождение в глубоководной части бассейна (глубина 950 м в 105 км от берега) с запасами более 150 млрд. м³, выявлены также нефтяные месторождения Маримлин с запасами 390 млн. т при глубине моря 400—2000 м и Альбакара — соответственно 350 млн. т и 250—2000 м.

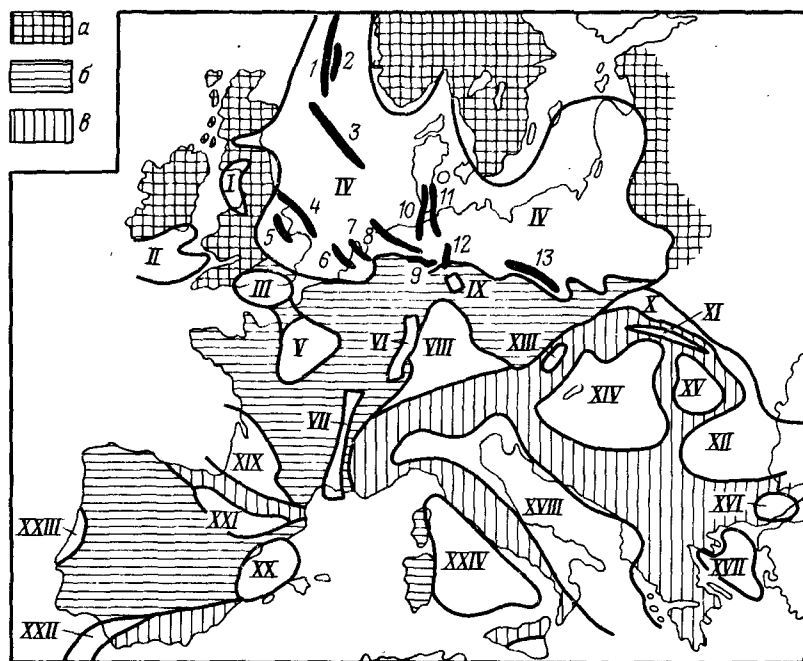


Рис. 63. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов зарубежной Европы.

Выходы на поверхность или скрытые под маломощной толщей осадочных пород. а — докембрийская или раннепалеозойская складчатость, б — герцинская складчатость, в — горные сооружения альпийского возраста.

НГБ: I — Ливерпульский, II — Кельтский, III — Гемпширский, IV — Центральноевропейский, V — Парижский, VI — Рейнский, VII — Ронский, VIII — Предальпийский, IX — Тюрингский, X — Северо-Предкарпатский, XI — Центральнокарпатский, XII — Предкарпатско-Балканский, XIII — Венский, XIV — Паннонский, XV — Трансильванский, XVI — Эгейский, XVII — Адриатический, XVIII — Аквитанский, XIX — Предбалейский, XX — Арагонский, XXI — Предрифско-Гвадалквивирский; ПНГБ: XXII — Фракийский, XXIII — Лузитанский, XXIV — Гирренский.

Ареалы зон нефтегазоаккумуляции Центральноевропейского НГБ. 1 — Северный; 2 — Западно-Бергенский; 3 — Центральносевероморский, 4 — Восточно-Английский, 5 — Восточного Мидленда; 6 — Гаагский; 7 — Брод Фортинс, 8 — Фриз Эмский и Помпецкий; 9 — Нижнесаксонский; 10 — Западно-Гольштейнский; 11 — Восточно-Гольштейнский, 12 — Гифхорский, 13 — Предсудетский.

пределах которых выявлено по несколько месторождений или получены притоки нефти или газа (табл. 2).

2. Провинция Западно-Европейской молодой плиты находится в пределах Западно-Европейской эпигерцинской плиты. НГБ приурочены к синеклизам — Парижский, Гемпширский, Кельтский, Лионский, Валенсийский и сквозным грабенам — Рейнский, Тюрингский, Ронский (табл. 3).

В пределах Иберийского полуострова могут быть выделены бассейны, перспективные в нефтегазоносном отношении, — Лузитанский, заключенный в периконтинентальной пассивной окраине, Кастильский — синеклиза, расположенная северо-восточнее Мадрида, и гвадалквивирская часть Предрифско-Гвадалквивирского НГБ.

3. Провинция предгорных прогибов Южной Европы включает латерально-гетерогенные (пограничные) бассейны, расположенные на

Таблица 2. Нефтегазоносные бассейны нефтегазогеологической провинции Среднеевропейской и Восточно-Европейской плит (с единичными месторождениями)

Бассейн	Географическое положение	Площадь, тыс. км ²	Тип бассейна, особенности структуры	Возраст отложений, выположающих бассейна, мощность, км	Нефтегазоносность (возраст нефтегазоносных пород)
Восточно-Норвежскоморский	Юго-восточная часть Норвежского моря (шельф)	190	Синеклиза на каледонском фундаменте, осложнена галокинезом	Палеозой (?), кайнозой, до 9 нозой, до 9	Промышленные притоки газа из песчаников юрского возраста на месторождении Халтенбанк
Лофотенский	На контакте Норвежского и Баренцева морей (шельф)	370	Синеклиза на континентальном шельфе	Поздний палеозой, мезозой, кайнозой; более 4	Притоки газа в скважинах
Западно-Английский (Ливерпульский)	Восточная часть Ирландского моря и прилегающая территория	15	Синеклиза с каледонским фундаментом	Поздний палеозой, мезозой, кайнозой; более 6	Нефтяное месторождение Формби (верхний триас), газовое Моуркемб (триас) с запасами 100 млрд. м ³
Западно-Шетландско-Североминский	Северо-западнее Шетландских и Оркнейских островов, прол. Северный Минч	17	Грабенообразная впадина в пределах континентального шельфа с докембрийским фундаментом	Палеозой, мезозой, кайнозой	Нефтяное месторождение Клер (массив из девонских, каменноугольных пород и гранита фундамента)

Таблица 3. Нефтегазоносные бассейны нефтегазгеологической провинции Западно-Европейской молодой плиты (с единичными месторождениями)

Бассейн	Географическое положение	Площадь, тыс. км ²	Тип бассейна, особенности структуры	Возраст отложений, выполняющих бассейны; мощность, км	Нефтегазоносность (возраст нефтегазоносных пород)
Гемпширский	Юг Великобритании	60	Синеклиза с герцинским фундаментом	Пермь, мезозой, кайнозой; более 3	Нефтяное месторождение Кимбриджское (юра), газовое Блетчингли (юра)
Кельский (Бристольский)	Юго-западная часть пролива Святого Георга	160	Два параллельных грабена (Кардиганский и Бристольский), соединяющиеся на юго-западе; до 5 фундамент герцинский	Пермь, мезозой, палеоген; до 5	Газонефтяное месторождение Кинсейл-Хэд (ранний мел) в Кардиганском грабене
Ронский	Юго-западная Франция, среднее течение Роны	25	Грабен состоит из двух впадин: Бресс и Нижнее Дофине	Мезозой, кайнозой; до 4	Газовые месторождения Лон-ле-Сонье и Валамиульер (средний триас)
Лионский	Юго-западная Франция, нижнее течение Роны, Лионский залив	60	Впадина на герцинском фундаменте, ограниченная с юга континентальным склоном	Кайнозой	Нефтяные месторождения Галициан (олигоцен), Габан (триас)

Таблица 4. Нефтегазоносные бассейны южных нефтегазгеологических провинций (с единичными месторождениями)

Бассейн	Географическое положение	Площадь, тыс. км ²	Тип бассейна, особенности структуры	Возраст отложений, выполняющих бассейны; мощность, км	Нефтегазоносность (возраст нефтегазоносных пород)
Западно-Черноморский	Причерноморское побережье Румынии и Болгарии, прилегающая часть Черного моря	12	Пограничный (предвосточно-балканский)	Средний и поздний палеозой, мезозой, кайнозой; до 8	Газонефтяное месторождение Тодленево (нефть — мел, газ — олигоцен), газовое Нижнекамчатское (эоцен, олигоцен)
Эгейский	Мелководная акватория Эгейского моря	50	На срединном массиве	Палеоген, неоген; 4	Газонефтяное месторождение Южная Кавала (миоцен — газ и нефть), нефтяное Прину (миоцен)
Арагонский	Южное предгорье Пиренеев	40	Предпиренейский тыловой прогиб	Кайнозой, мезозой	Нефтяное месторождение Айолуэнго (юра, мел)
Гвадалквивирская часть Предрифско-Гвадалквивирского	Южная Испания, долина р. Гвадалквивир	22	Складчатый борт пограничного бассейна (предбетский)	Кайнозой, мезозой; более 3	Семь небольших газовых месторождений в Кадисском заливе (миоцен)

сочленении горных сооружений альпийской складчатости с эпигерцинской платформой и небольшим участком докембрийской платформы на юго-востоке. Выделяются НГБ Предкарпатско-Балканский, Северо-Предкарпатский, Предальпийский, Аквитанский, Западно-Черноморский, Арагонский.

4. *Провинция межгорных впадин* содержит нефтегазоносные бассейны нескольких генетических типов:

1) латерально-гетерогенные, сформировавшиеся на погруженных срединных массивах Альпийской складчатой области (межгорно складчатые бассейны): НГБ Трансильванский, Паннонский, Адриатический, Эгейский, а также ПНГБ Фракийский;

2) гомогенные синклинали: Центральнокарпатский НГБ, расположенный внутри Восточных и Западных Карпат, и ПНГБ Фессалийский, расположенный внутри Динарида;

3) вертикально-гетерогенный, заключенный в Венском грабене, расположенном на стыке Западных Карпат и Восточных Альп.

В табл. 4 приведены некоторые сведения о нефтегазоносности бассейнов, расположенных на юге зарубежной Европы, в которых открыто по несколько месторождений нефти и газа.

Некоторый интерес в нефтегазоносном отношении могут представлять глубоководные впадины (на океанической или субокеанической коре) и плато (микроконтиненты на материковой коре) в океанах и морях, окружающих зарубежную Европу. К таковым относятся плато Веринг, Шетландско-Фарерское, Поркьюпайн, Иберийское, впадины Норвежская, Западно-Средиземноморская (Восточно-Балеарская), осложненная галокинезом, Тирренская (ее периферийные прогибы) и Центральноионическая.

Всего в зарубежной Европе известно более 25 нефтегазоносных бассейнов, содержащих свыше 850 нефтяных и 800 газовых месторождений, в том числе более 150 в акваториях.

§ 2. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ СРЕДНЕЕВРОПЕЙСКОЙ И ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ДОКЕМБРИЙСКИХ ПЛАТФОРМ

Центральноевропейский нефтегазоносный бассейн

Центральноевропейский НГБ занимает обширную северную равнину Средней Европы и расположенные на ее северо-западном продолжении североморский шельф и равнины Фенланд и Мидленд. Впадина, заключающая НГБ, расположена на месте сочленения докембрийской платформы с эпибайкальской — на севере и северо-востоке и с эпигерцинской — на юге и западе. Соответственно бассейн сложен на востоке и крайнем западе преимущественно палеозойскими отложениями, а на юге и в средней части — мезозойскими. Наиболее погруженные части бассейна с мощностью осадочных пород 12—15 км находятся в его северо-западной материковой части, в нижнем течении Эльбы и

прилегающей части Северного моря, а также на востоке в среднем течении Одера. Для большей части территории бассейна характерен галокинез, связанный с солью пермского возраста.

Северное обрамление бассейна образовано выходами на поверхность докембрийских пород Скандинавского щита и соответственно северная граница бассейна проходит через склон щита, покрытый маломощной толщей пород, в субакватории Балтийского моря и проливов Каттегат и Скагеррак. На западе, в Великобритании, бассейн обрамляется Пеннинскими горами и горным массивом Уэльс палеозойского возраста. На востоке граница бассейна следует вдоль зоны развития маломощных толщ палеозоя на западных склонах Мазурско-Белорусской антеклизы, Волынского выступа и Украинского щита на юго-востоке.

Южная граница бассейна характеризуется сложным контуром. На юго-западе она огибает сравнительно крупный Лондон-Брабантский свод, сложенный сильно дислоцированными нижнепалеозойскими породами, перекрытыми маломощными толщами девонского, каменноугольного и мезозойского возраста. На западе северный склон Лондон-Брабантского массива перекрыт Кампинской платформенной впадиной. Восточнее ее проходит меридионально вытянутый Нижнерейнский прогиб. Восточнее прогиба находится Рурский синклинали — передовой прогиб Арденнских герцинид, платформенный склон которого образован Мюнстерской впадиной. Рурский синклинали отделен от герцинид надвигами, сложен угленосными породами каменноугольного возраста мощностью до 5,5 км.

Восточнее Рурского синклиналя граница бассейна проходит уступами, образованными разрывами, сначала вдоль северо-восточного склона небольшого горстового выступа герцинского фундамента в горах Гарц, далее вдоль северо-восточного склона Лаузицкого блока, огибает заливообразную Северо-Судетскую впадину и идет вдоль склона Предсудетского блока, обходит Силезско-Краковскую возвышенность, Свентокшиский горный массив и затем направляется вдоль Рава-Русского блока, ограничивающего с юго-запада Люблинско-Львовскую впадину — крайний восточный элемент Центральноевропейского НГБ.

Наиболее крупными структурными элементами рассматриваемого бассейна являются Североморская синеклиза, Северо-Германская и Познанская впадины и Балтийская синеклиза.

Североморская синеклиза образует крайнюю северо-западную часть нефтегазоносного бассейна. Представлена она мощной толщей фанерозойских (послесилурийских) отложений с мощностью пород мезозойского и кайнозойского возраста около 6 км и палеозойского свыше 3 км. Разрез характеризуется наличием коллекторов и нефтегазоупорных покрышек (рис. 64).

По подошве кайнозойских отложений Североморская синеклиза вытянута в субмеридиональном направлении. Наиболее прогнутая ее часть (подошва палеогена на глубине более 3,5 км) находится в западной части моря на широте средней части п-ова Ютланд.

Основной докайнозойский структурный план Североморской сине-

сочленении горных сооружений альпийской складчатости с эпигерцинской платформой и небольшим участком докембрийской платформы на юго-востоке. Выделяются НГБ Предкарпатско-Балканский, Северо-Предкарпатский, Предальпийский, Аквитанский, Западно-Черноморский, Арагонский.

4. *Провинция межгорных впадин* содержит нефтегазоносные бассейны нескольких генетических типов:

1) латерально-гетерогенные, сформировавшиеся на погруженных срединных массивах Альпийской складчатой области (межгорно-складчатые бассейны): НГБ Трансильванский, Паннонский, Адриатический, Эгейский, а также ПНГБ Фракийский;

2) гомогенные синклинали: Центральнокарпатский НГБ, расположенный внутри Восточных и Западных Карпат, и ПНГБ Фессалийский, расположенный внутри Динариды;

3) вертикально-гетерогенный, заключенный в Венском грабене, расположенном на стыке Западных Карпат и Восточных Альп.

В табл. 4 приведены некоторые сведения о нефтегазоносности бассейнов, расположенных на юге зарубежной Европы, в которых открыто по несколько месторождений нефти и газа.

Некоторый интерес в нефтегазоносном отношении могут представлять глубоководные впадины (на океанической или субокеанической коре) и плато (микроконтиненты на материковой коре) в океанах и морях, окружающих зарубежную Европу. К таковым относятся плато Веринг, Шетландско-Фарерское, Поркьюпайн, Иберийское, впадины Норвежская, Западно-Средиземноморская (Восточно-Балеарская), осложненная галокинезом, Тирренская (ее периферийные прогибы) и Центральноионическая.

Всего в зарубежной Европе известно более 25 нефтегазоносных бассейнов, содержащих свыше 850 нефтяных и 800 газовых месторождений, в том числе более 150 в акваториях.

§ 2. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ СРЕДНЕЕВРОПЕЙСКОЙ И ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ДОКЕМБРИЙСКИХ ПЛАТФОРМ

Центральноевропейский нефтегазоносный бассейн

Центральноевропейский НГБ занимает обширную северную равнину Средней Европы и расположенные на ее северо-западном продолжении североморский шельф и равнины Фенланд и Мидленд. Впадина, заключающая НГБ, расположена на месте сочленения докембрийской платформы с эпибайкальской — на севере и северо-востоке и с эпигерцинской — на юге и западе. Соответственно бассейн сложен на востоке и крайнем западе преимущественно палеозойскими отложениями, а на юге и в средней части — мезозойскими. Наиболее погруженные части бассейна с мощностью осадочных пород 12—15 км находятся в северо-западной материковой части, в нижнем течении Эльбы и

прилегающей части Северного моря, а также на востоке в среднем течении Одера. Для большей части территории бассейна характерен галокинез, связанный с солью пермского возраста.

Северное обрамление бассейна образовано выходами на поверхность докембрийских пород Скандинавского щита и соответственно северная граница бассейна проходит через склон щита, покрытый маломощной толщей пород, в субакватории Балтийского моря и проливов Каттегат и Скагеррак. На западе, в Великобритании, бассейн обрамляется Пеннинскими горами и горным массивом Уэльс палеозойского возраста. На востоке граница бассейна следует вдоль зоны развития маломощных толщ палеозоя на западных склонах Мазурско-Белорусской антеклизы, Волынского выступа и Украинского щита на юго-востоке.

Южная граница бассейна характеризуется сложным контуром. На юго-западе она огибает сравнительно крупный Лондон-Брабантский свод, сложенный сильно дислоцированными нижнепалеозойскими породами, перекрытыми маломощными толщами девонского, каменноугольного и мезозойского возраста. На западе северный склон Лондон-Брабантского массива перекрыт Кампинской платформенной впадиной. Восточнее ее проходит меридионально вытянутый Нижнерейнский прогиб. Восточнее прогиба находится Рурский синклинорий — передовой прогиб Арденнских герцинид, платформенный склон которого образован Мюнстерской впадиной. Рурский синклинорий отделен от герцинид надвигами, сложен угленосными породами каменноугольного возраста мощностью до 5,5 км.

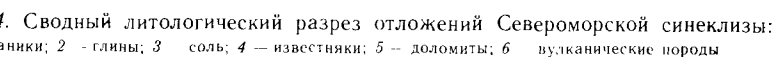
Восточнее Рурского синклинория граница бассейна проходит уступами, образованными разрывами, сначала вдоль северо-восточного склона небольшого горстового выступа герцинского фундамента в горах Гарц, далее вдоль северо-восточного склона Лаузицкого блока, огибает заливообразную Северо-Судетскую впадину и идет вдоль склона Предсудетского блока, обходит Силезско-Краковскую возвышенность, Свентокшинский горный массив и затем направляется вдоль Рава-Русского блока, ограничивающего с юго-запада Люблинско-Львовскую впадину — крайний восточный элемент Центральноевропейского НГБ.

Наиболее крупными структурными элементами рассматриваемого бассейна являются Североморская синеклиза, Северо-Германская и Познанская впадины и Балтийская синеклиза.

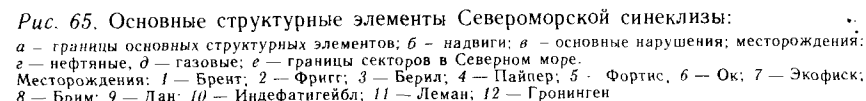
Североморская синеклиза образует крайнюю северо-западную часть нефтегазоносного бассейна. Представлена она мощной толщей фанерозойских (послесилурийских) отложений с мощностью пород мезозойского и кайнозойского возраста около 6 км и палеозойского свыше 3 км. Разрез характеризуется наличием коллекторов и нефтегазоупорных покрышек (рис. 64).

По подошве кайнозойских отложений Североморская синеклиза вытянута в субмеридиональном направлении. Наиболее прогнутая ее часть (подошва палеогена на глубине более 3,5 км) находится в западной части моря на широте средней части п-ова Ютланд.

Основной докайнозойский структурный план Североморской сине-



178



Северный меридиональный участок прогиба выделяется под названием грабена Вайкинг, далее следует крупный Центральный грабен. На месте последнего мощность фанерозойских отложений превышает 6 км. Грабен Вайкинг с востока ограничен поднятием Вайкинг (Вестланд, или Берген-Один), восточнее которого находится Норвежско-Датская впадина. С запада к грабену Вайкинг примыкает Восточно-Шетландское поднятие, на севере он замыкается на месте Восточно-Шетландской впадины, а на юге от него ответвляются на запад грабен Мори-Ферт (на месте одноименного залива) и грабен Мидленд-Валли.

Центральный грабен на западе сопрягается с впадиной Форт-Эпроуч, а на востоке с поднятием Мандал. К средней части Центрального грабена на западе подходит крупное Срединно-Североморское поднятие. В пределах поднятия резко сокращена мощность пермских, мезозойских и кайнозойских пород. Пермские отложения вскрываются на глубине около 1 км, причем цехштейн представлен маломощными пластами каменной соли, в то время как юго-восточнее соль обуславливает образование соляных массивов, иногда прорывающих мезозойские отложения. На юго-востоке Срединно-Североморского поднятия, прижимаясь к Центральному грабену, располагается небольшой свод Кливер-Бенк.

С востока к Центральному грабену подходит поднятие Рингкебинг-Фюн, ориентированное в субширотном направлении, пересекающее п-ов Ютланд, острова Фюн и Рюген. На поднятии докембрийский фундамент залегает на глубине менее 1,5 км и перекрыт триасовыми породами, выше которых залегают меловые отложения.

Вдоль юго-западной периферии синеклизы перед Лондон-Брабантским поднятием в северо-западном направлении протягивается крупная Англо-Голландская впадина. В средней части впадины находится узкий прогиб (трог) Соул-Пит, заполненный триасовыми, юрскими и нижнемеловыми отложениями.

Верхнепермские осадки большой северо-восточной части Англо-Голландской впадины и свода Кливер-Бенк представлены соленосными отложениями, образующими в структуре впадины многочисленные преимущественно погребенные соляные массивы. На юго-западном крыле впадины, в пределах шельфа Восточного Мидленда, верхнепермская соль имеет пластовую форму залегания, иногда с образованием небольших поднятий. На материке (Восточный Мидленд) пермские отложения не содержат соленосных отложений.

На юго-востоке Англо-Голландская впадина осложнена узкими грабенами — Западно-Нидерландским и расположенным северо-западнее грабеном Брод-Фортинс. Параллельно этим грабенам севернее располагается Центральнонидерландский (Утрехт-Аммерсфортский) грабен, ограниченный с северо-востока узким Северо-Нидерландским (Тексел) поднятием.

Западно-Нидерландская грабенообразная впадина выполнена кайнозойскими, мезозойскими и верхнепалеозойскими отложениями с соленосными прослоями (соль, ангидрит, гипс) в нижнем триасе и крупными

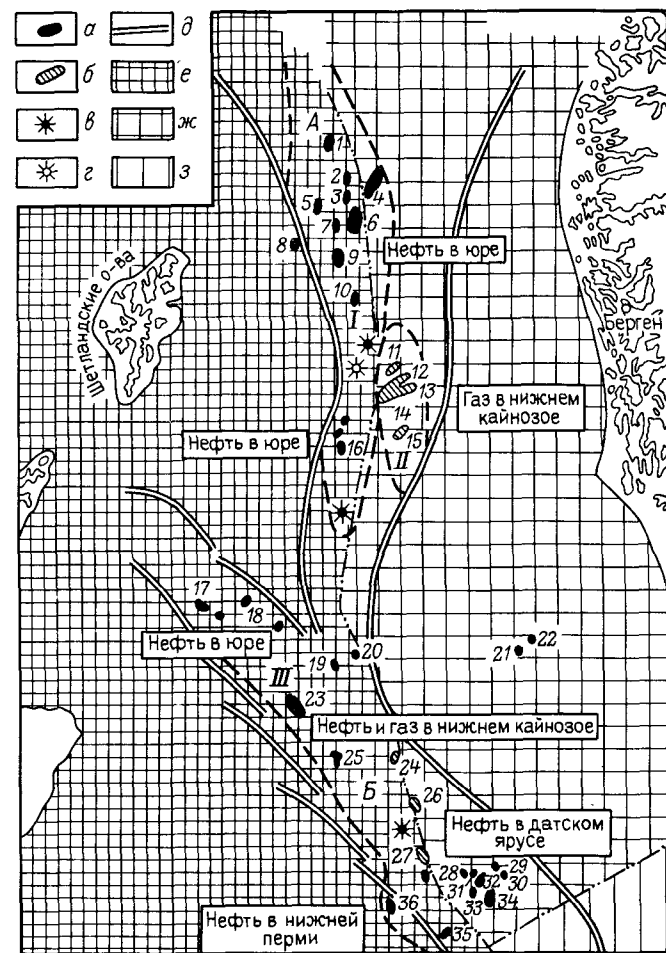


Рис. 66. Схема размещения месторождений на севере Североморской синеклизы.

Месторождения: а — нефтяные; б — газовые; в — притоки нефти в скважинах; г — притоки газа в скважинах; д — грабены Вайкинг (А) и Центральный (Б); секторы Северного моря: е — Великобритания, ж — Норвегия, з — Дания.

I — Северный ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 1 — Магнус, 2 — Тистл, 3 — Данди, 4 — Статфьорд, 5 — Корморан, 6 — Брент, 7 — Хаттон, 8 — Хитер, 9 — Ниниан, 10 — Элвин, 16 — Берил; II — Западно-Бергенский ареал зон газонакопления — месторождения: 11 — Один, 12 — Фригг-Норд-Ист, 13 — Фригг-Ист, 14 — Фригг, 15 — Хаймдал; III — Центральнотсевероморский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 17 — Клеймор, 18 — Пайпер, 19 — Эндрю, 20 — Моурин, 21 — Брислинг, 22 — Брим, 23 — Фортис, 24 — Ломонд, 25 — Монтроз, 26 — Код, 27 — Джозефайн, 28 — Альбусквел, 29 — Торфельт, 30 — Торфельт-Саут-Ист, 31 — Экюфиск-Вест, 32 — Экюфиск, 33 — Элда, 34 — Элдфиск, 35 — Арджилл, 36 — Ок

пачками соли, заключенными в терригенно-карбонатном комплексе пород позднепермского возраста. Для аптских и лейасовых отложений характерны мощные толщи битуминозных глин. Верхне-среднеюрские отложения местами полностью отсутствуют, фиксируя перерыв с несогласием в залегании.

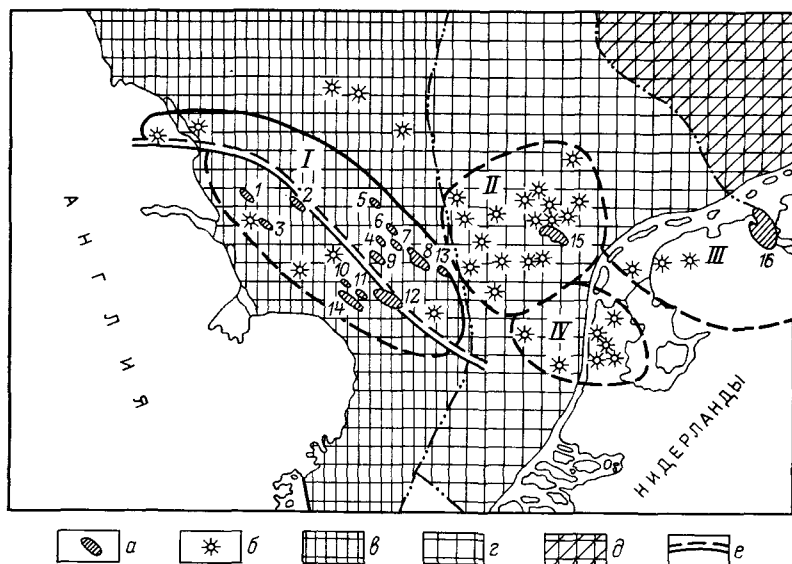


Рис. 67. Схема размещения месторождений на юге Североморской синеклизы: а — газовые месторождения; б — скважины, давшие приходы газа; сектора Северного моря: в — Великобритания, г — Нидерланды, д — ФРГ, е — грабенообразующий сброс впадины Соул-Пит. I — Восточно-Английский ареал зон газонакопления: месторождения: 1 — Раф, 2 — Вест-Соул, 3 — Амтайст, 4 — Сварт-Бенк, 5 — Энн, 6 — Вайкинг-Норт, 7 — Вайкинг-Саут, 8 — Индефатигейбл, 9 — Броукен-Бенк, 10 — Хьюитт-Норт, 11 — Дебора, 12 — Леман, 13 — Син, 14 — Хьюитт; II — ареал зон газонакопления Кливвер-Бенк; 15 — месторождение Пласит; III — Фриз-Эмский ареал газонакопления — 16 — месторождение Гронинген; IV — Северо-Амстердамский (Брод-Фортинс) ареал газонакопления

Мощность терригенно-соленосного комплекса около 2 км. Однако соленосные отложения здесь образуют лишь пластовые тела.

На юго-востоке между поднятиями Рингкебинг-Фюн на севере и Среднидерландским на юге находится Датско-Нидерландская седловина, через которую Североморская синеклиза сочленяется с крупной Северо-Германской впадиной.

В пределах Североморской синеклизы все открытые нефтяные и газовые месторождения могут быть сгруппированы в три крупных (по площади) ареала зон нефтегазонакопления и несколько небольших (рис. 66, 67). К крупным относятся Северный (или Восточно-Шетландский), Центральнотсевероморский и Восточно-Английский. Из небольших ареалов зон могут быть выделены: на севере Западно-Бергенский (или Фриггский) ареал зон газонакопления, на востоке синеклизы — Западно-Датский, на западе ареал зон нефтенакпления Восточного Мидленда, на юге ареал газонакопления свода Кливвер-Бенк и ареалы зон Западно-Нидерландской впадины. Помимо этого в Северном море открыто несколько отдельных нефтяных и газовых месторождений¹.

¹ Всего в британском секторе Северного моря выявлено свыше 60 нефтяных и 20 газовых месторождений, в норвежском секторе — 20 нефтяных и 5 газовых, в датском — 8 месторождений.

Северный ареал зон нефтегазонакопления расположен восточнее Шетландских островов (британский и норвежский секторы Северного моря) в пределах Восточно-Шетландского поднятия и прилегающей части грабена Вайкинг.

Месторождения приурочены к эрозионным выступам, сложенным юрскими породами, несогласно перекрытыми меловыми и кайнозойскими отложениями. Продуктивны песчаники средней юры, реже верхней и нижней. На наиболее крупных нефтяных месторождениях ареала Статфьорд (извлекаемые запасы нефти 472 млн. т) и Brent (260 млн. т нефти, 85 млрд. м³ газа) стратиграфически и тектонически экранированные залежи нефти и газа приурочены к взброшенным и эродированным блок-моноклиналям. Структуры месторождений вытянуты в меридиональном направлении и достаточно четко группируются в короткие зоны нефтегазонакопления (Статфьорд-Бренд, Тистл-Данлин, Хаттон-Ниниан-Элвин и др.). В Северном ареале зон нефтегазонакопления выявлено свыше 15 месторождений нефти.

Центральнотсевероморский ареал зон нефтегазонакопления расположен на месте Центрального грабена в наиболее прогнутой по кайнозойским отложениям зоне синеклизы. Ареал вытянут в северо-западном направлении и содержит свыше 20 месторождений преимущественно нефти. В крайней северо-западной части ареала залежи нефти приурочены к песчаникам юрского возраста (месторождения Клеймор, Пайпер, Эндрью), юго-восточнее продуктивны песчаники палеоценового возраста (месторождения Фортис, Монтроз). На юго-восточном окончании ареала залежи нефти заключены на западе (месторождения Ок, Арджилл) в карбонатных породах верхней перми и в песчаниках нижней перми, на востоке — в известняках датского яруса верхнего мела (месторождения Экофиск, Элдфиск, Эдда и др.).

Структуры месторождений ареала представлены хорошо выраженными поднятиями, иногда горстоподобной формы.

Месторождения довольно хорошо объединяются в короткие антиклинальные зоны нефтегазонакопления (Фортис-Монтрозская, Эдда-Элдфискская, Тортфельтская, Экофискская и др.). К наиболее крупным в ареале относятся месторождения нефти Фортис, Экофиск, Пайпер.

Восточно-Английский (Соул-Пит) ареал зон газонакопления (рис. 67) расположен на месте западной части Англо-Голландской впадины и прогиба Соул-Пит. Крайняя северо-западная часть ареала расположена на суше (Северо-Восточный Йоркшир).

Рассматриваемый ареал зон газонакопления содержит свыше 20 газовых месторождений с залежами газа в песчаниках нижней перми и нижнего триаса и в доломитах верхней перми на глубине 1900—3500 м. Среди месторождений с нижепермскими залежами выделяется запасами газа месторождение Леман (запасы 330 млрд. м³). Месторождения связаны с короткими пологими поднятиями, выраженными только в каменноугольных отложениях и группирующимися в короткие зоны нефтегазонакопления (Икринг-Дьюкс, Вуд-Саутвелл, Каунтон-Кэлхем-Хилс и др.).

Западно-Бергенский (Фригский) ареал зон газонакопления расположен в пределах поднятия Вестланд на широте г. Берген. Ареал состоит из нескольких крупных газовых месторождений (Один, Фригг-Норд-Ист, Фригг-Ист, Фригг, Хаймдал и др.) с залежами газа в песчаниках верхнего палеоцена и нижнего эоцена.

Западно-Датский ареал зон нефтегазонакопления находится в датском секторе Северного моря примерно в 200 км западнее Дании на юге Центрального грабена. Нефтегазоносны известняки датского яруса. Залежи нефти и газа вскрыты на глубине 1800—2150 м. В ареале выявлено четыре нефтяных и два газовых месторождения.

Ареал зон газонакопления Кливер-Бенк расположен на месте одноименного поднятия, где открыто несколько газовых месторождений и получены промышленные притоки газа из более чем 15 скважин.

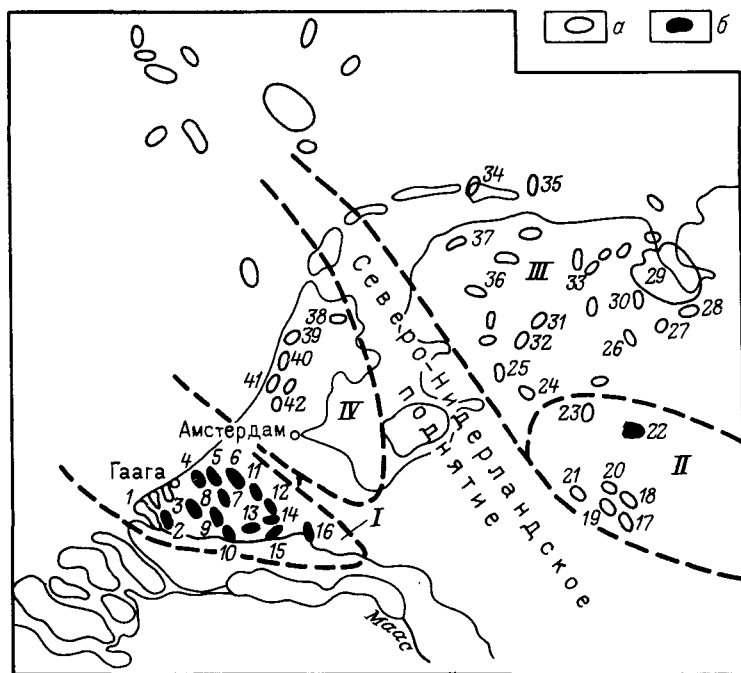


Рис. 68. Схема размещения месторождений в нидерландской части Центрально-европейского НГБ.

Месторождения: а — газовые; б — нефтяные.

I — Гаагский ареал зон нефтегазонакопления — месторождения: 1 — Монстер, 2 — Де-Лир; 3 — Рийсвийк, 4 — Мейндель, 5 — Вассенар, 6 — Зоетермер, 7 — Пинакер, 8 — Делфт, 9 — Оуде-Леда, 10 — Беркел, 11 — Меркапель, 12 — Леккеркерк, 13 — Йизельмонде-Риддеркерк, 14 — Аблассердам, 15 — Веркендам, 16 — Андел; II — Нижнесаксонский ареал зон нефтегазонакопления (западное окончание) — месторождения: 17 — Де-Лютте, 18 — Россум, 19 — Денекам, 20 — Тубберген, 21 — Тубберген-Мандер, 22 — Шонебек, 23 — Коворден; III — Фриз-Эмский ареал зон газонакопления — месторождения: 24 — Де-Вийк, 25 — Ваннеперен, 26 — Фриз, 27 — Анневен, 28 — Нордброк, 29 — Гронинген, 30 — Эммен, 31 — Аккум, 32 — Норг, 33 — Тен-Боз, 34 — Амеланд-Холлум, 35 — Амеланд-Ист, 36 — Леуворден, 37 — Харлинген; IV — Северо-Амстердамский (Брод-Фортинс) ареал зон газонакопления — месторождения: 38 — Слотдорп, 39 — Бергермер, 40 — Берген, 41 — Эгмонт, 42 — Лиммен

Гаагский ареал зон нефтегазонакопления расположен на крайнем юго-востоке Западно-Нидерландского грабена. Здесь насчитывается свыше 15 нефтяных месторождений и лишь несколько газовых. Структуры месторождений представлены пологими поднятиями, большая часть которых ориентирована в северо-западном направлении. Нефтеносны песчаники нижнего мела (альб, баррем, готерив, валанжин, велд), средней юры и нижней перми на глубине 1100—2500 м (рис. 68).

Небольшой ареал зон газонакопления Северо-Амстердамский (Брод-Фортинс) также может быть выделен в Нидерландах, севернее Амстердама и в прилегающей части Северного моря¹. Продуктивны нижнемеловые отложения на суше и триасовые и верхнепермские в море с залежами на глубине до 3210 м.

Северо-Германская впадина занимает среднюю часть Центральноевропейского НГБ. В строении ее принимают участие фанерозойские отложения мощностью до 12—14 км. В подошве залегают терригенно-карбонатные отложения девонского возраста, которые сменяются нижнекаменноугольными карбонатными породами. Верхний карбон и нижняя пермь представлены терригенными, часто красноцветными и грубозернистыми отложениями. Верхнепермские образования (цехштейн) имеют циклическое строение. Выделяется пять соленосных серий (снизу вверх: Верра, Штассфурт, Ляйне, Оллер, Оре). Каждая из них начинается терригенными или карбонатными породами, которые сменяются ангидритами или доломитами, далее каменной солью и ангидритами. Наиболее развита каменная соль в отложениях Штассфурт.

В разрезе пород палеозойского возраста основная роль принадлежит пермским соленосным и каменноугольным угленосным отложениям; на долю более древних систем приходится несколько сот метров.

Триасовая система начинается с терригенно-соленосной толщи (нижний отдел) и завершается карбонатно-терригенными породами (средний и верхний отделы). Отложения юрского возраста преимущественно терригенные, мелового возраста — терригенно-карбонатные.

Палеогеновые и неогеновые отложения сравнительно небольшой мощности представлены песчано-глинистыми породами.

Северо-Германская впадина имеет сложную структуру, обусловленную пересечением на ее месте двух различных по направлению и времени проявления тектонических дислокаций (рейнской и герцинской), сопровождающихся значительными изменениями мощностей меловых, юрских и триасовых отложений и резким угловым несогласием в их залегании. Впадина имеет асимметричный профиль. Ее наиболее прогнутый блок с фундаментом, залегающим на глубине более 10 км, и подошвой цехштейна на глубине более 5 км расположен на севере впадины (Шлезвиг-Гольштейн). Здесь мощность палеозойских отложений достигает 5 км, мезозойских — превышает 8 км. Для триасовых отложений характерны мощные (до 100 м) пачки каменной соли.

¹ Всего на территории Нидерландов выявлено 20 нефтяных и 46 газовых месторождений.

Впадина характеризуется обширным проявлением галокинеза. На севере в Шлезвиг-Гольштейне развиты протяженные соляные хребты длиной до 100 км при ширине до 5 км, ориентированные в субмеридиональном направлении. Отдельные вершины этих соляных хребтов выходят на поверхность или образуют надсолевые поднятия куполообразной формы. Южнее развиты отдельные купола диаметром от 2 до 10 км или брахиантиклинали, ориентированные как в рейнском (на севере впадины), так и в герцинском направлении. Всего в Северо-Германской впадине известно свыше 800 солянокупольных поднятий, часть из которых нефтегазоносные. В ряде мест между соляными куполами располагаются пологие остаточные поднятия, часто газонефтеносные, возникшие между краевыми компенсационными прогибами соседних куполов.

Основной структурный план Северо-Германской впадины определяется изменением мощности доверхнемеловых мезозойских отложений, с наиболее мощными толщами накопления которых связано образование различно ориентированных прогибов (трогов). В залегающих выше отложениях эти прогибы не выражены. Маломощные кайнозойские отложения образуют пологую впадину, осложненную небольшими прогибами, с максимальной мощностью пород 1500 м.

Наиболее крупный погребенный Нижнесаксонский прогиб расположен на юге Северо-Германской впадины. Он имеет субширотное простирание и протягивается от р. Эмс на западе до р. Аллер на востоке. Выражен прогиб лишь в отложениях от верхнего триаса до нижнего мела и особенно резко в верхнеюрских породах. На западе Нижнесаксонский прогиб замыкается на месте северо-восточного погружения Центральнонидерландского поднятия (склон Эмсланд), в пределах которого мощность юрских и триасовых отложений значительно сокращается.

Нижнесаксонский прогиб осложнен системой субширотно вытянутых антиклиналей, которые хорошо выражены в юрских и неокомских отложениях. На севере прогиб ограничивается широким плоским поднятием, известным под названием вала Помпецкого (Бременская ступень), в пределах которого средне- и верхнеюрские отложения размыты и подошва цехштейна находится на глубине 3—4 км. Для прогиба характерно слабое проявление соляной тектоники: соляные структуры лишь обрамляют прогиб на северо-западе, севере и востоке. На востоке Нижнесаксонский прогиб смыкается с Ганноверским (Аллерским) прогибом (трогом). Последний вытянут в северо-западном направлении, выражен лишь в отложениях нижнего триаса и осложнен солянокупольными структурами.

Восточнее Ганноверского прогиба находится прогиб (трог) Гифхорн, вытянутый в северо-восточном направлении. Трог прослеживается в отложениях верхнего триаса, юры и нижнего мела. В осевой его части интенсивно проявляется соляная тектоника, выраженная в крупных протяженных соляных массивах. По периферии прогиба развиты многочисленные небольшие по размерам и различные по форме

соляные купола с кровлей, залегающей на глубине 50—400 м. В межкупольных пространствах известны небольшие поднятия, сильно нарушенные разрывами.

Севернее трога Гифхорн располагается небольшое древнее Альтмаркское поднятие. К последнему, а также к валу Помпецкого с севера примыкает крупное Шлезвиг-Гольштейнское поперечное поднятие, северная часть которого выходит в основание п-ова Ютланд. Поднятие характеризуется субмеридиональным направлением осложняющих его дислокаций и состоит из периферийных прогибов Западного и Восточного и разделяющего их поднятия Рендсбург. Оба прогиба выражены в отложениях нижней и средней юры. Западный прогиб состоит из Западно-Гольштейнского прогиба (или Хайде) на севере и Северо-Ольденбургского на юге, Восточный — из Восточно-Гольштейнского (Брамштадт-Кильского) на севере и Гамбургского на юге. Восточно-Гольштейнский прогиб имеет сложный контур и протягивается на 80 км при ширине 10 км. Шлезвиг-Гольштейнское поднятие пересекается протяженными (на десятки километров) соляными хребтами рейнского направления с неглубоким залеганием кровли соли или с выходом ее на поверхность.

Нефтегазоносность Северо-Германской впадины охватывает широкий стратиграфический интервал. Нефтегазоносны палеогеновые, меловые, юрские, триасовые, пермские и каменноугольные отложения. Отчетливо прослеживается преимущественная приуроченность газовых скоплений к пермским, триасовым, в меньшей степени каменноугольным отложениям, что обуславливает появление во впадине пространственной зональности в размещении нефтяных и газовых залежей.

Все месторождения впадины группируются в несколько ареалов зон нефтегазоаккумуляции: Нижнесаксонский, Фриз-Эмский, Помпецкий, Альтмарк, Восточно- и Западно-Гольштейнский, Гифхорн и Ганноверский.

Нижнесаксонский ареал антиклинальных зон нефтегазоаккумуляции находится на месте одноименного прогиба и прилегающей с запада части склона Эмсланд. Известные здесь нефтяные, газонефтяные и газовые месторождения приурочены к антиклиналям сложного строения, обусловленного обилием продольных и поперечных разрывов, осложняющих структуру, и несогласий в залегании, приводящих к смещению сводов на разных структурных этажах (рис. 69).

Нижнесаксонский ареал зон преимущественно нефтеносный. В его пределах выявлено свыше 15 чисто нефтяных месторождений, пять газонефтяных и семь газовых. Нефтеносны песчаники валанжинского и вельдского возраста, известняки портландского яруса, песчаники кимериджского и келловейского ярусов и песчаники средней юры. Значительная часть нефтяных месторождений содержит по четыре-пять залежей (на месторождении Дюсте восемь нефтяных и две газовые). Залежи нефти преимущественно стратиграфически и тектонически экранированные. Большая часть месторождений имеет сравнительно небольшие запасы (менее 20 млн. т). Наиболее крупные месторождения —

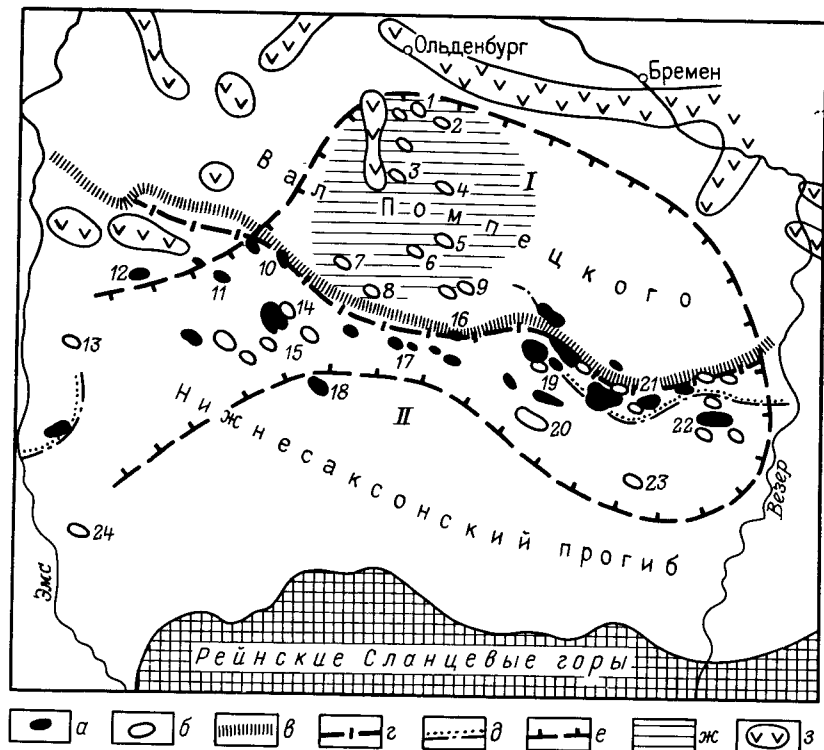


Рис. 69. Схема размещения месторождений в Нижнесаксонской впадине и на валу Помпецкого.

Месторождения: а — нефтяные, б — газовые; в — разлом; границы распространения: г — отложений доггера, д — песчаников валанжина, е — проницаемых пород главного доломита цехштейна; ж — область повышенных мощностей главного доломита; з — соляные купола.
 1 — ареал зон газонакопления вала Помпецкого — месторождения: 1 — Варденбург, 2 — Кирххатен, 3 — Загермеер-Заге, 4 — Деттинген, 5 — Фарнхорн, 6 — Фисбек, 7 — Клоппенбург, 8 — Каппельн, 9 — Кваадмоор; 11 — ареал зон нефтегазонакопления Нижнесаксонской впадины — месторождения: 10 — Мольтберген, 11 — Линер-Гарен, 12 — Остенвальде, 13 — Апельдорн, 14 — Хеммельте, 15 — Фарвик, 16 — Гольденштадт, 17 — Фехта, 18 — Ортланд, 19 — Дикель, 20 — Реден, 21 — Баренбург, 22 — Фойте, 23 — Баренборстель, 24 — Мессинген

Брамберге (запасы нефти 25 млн. т) и Георгсдорф (20 млн. т). К чисто газовым относится месторождение Реден, где в интервале глубин 2100—2500 м выделяются три газовые залежи: в пласте песчаника верхнего карбона, в Главном доломите верхней перми и в пласте песчаника нижнего триаса.

Газовые залежи в триасовых и пермских отложениях, а нефтяные в мезозойских породах установлены на месторождениях Адорф-Далюм, Эмлихайм, Баренбург, Дюсте и др., а на месторождениях Виттингсмоор и Гольденштадт газовые залежи известны и в карбоне. Газ, заключенный в триасовых отложениях месторождения Виттингсмоор, содержит 12% сероводорода, а газ месторождения Гольденштадт — 35% азота.

Фриз-Эмский ареал зон газонакопления расположен на северо-восточном склоне Центральнидерландского поднятия, между р. Эмс на востоке и Восточно-Фризскими островами с прилегающей к ним частью субаквальной территории на севере. Он содержит свыше 30 газовых месторождений, в том числе несколько на Восточно-Фризских островах. Структуры месторождений представлены небольшими пологими поднятиями, в ядре которых находятся соляные подушки. Поднятия плохо группируются в зоны газонакопления (рис. 68).

На северо-западе ареала зон газонакопления поднятий связана с нижнепермскими песчаниками, верхнепермскими карбонатами и песчаниками валанжинского возраста. Юго-западнее (Эмсланд) помимо пермских и нижнетриасовых отложений газоносны также песчаники позднекаменноугольного возраста (месторождения Калле, Ратцель, Вилен и др.). На ряде месторождений продуктивны нижнетриасовые, верхнепермские и каменноугольные отложения (Ратцель, Уэльзен).

На севере Фриз-Эмского ареала зон газонакопления в провинции Гронинген (в 30 км от побережья) находится гигантское по запасам газовое месторождение Гронинген. Оно связано с крупным пологим сводом, в ядре которого залегает соляной массив. Для разреза отложений, образующих свод, характерно резкое сокращение (до 200 м) мощности юрских отложений. Газовая залежь заключена в нижнепермских песчаниках на глубине 2591—3043 м. Запасы газа оцениваются в 1,5 трлн. м³. Газ содержит 14% азота. Крупными (запасы свыше 50 млрд. м³) являются также газовые месторождения Гроотхузен и о-ва Амеланд, где газ заключен также в нижнепермских песчаниках.

Ареал зон газонакопления вала Помпецкого включает свыше 15 газовых месторождений. Газоносны песчаники нижнего триаса и Главный доломит штассфуртской серии верхней перми. Залежи обнаружены в интервале глубин 2200—4170 м. На месторождении Фарнхорн, расположенном в средней части вала, установлена газоносность каменноугольных отложений. Газовые месторождения вала имеют сравнительно небольшие запасы газа. Наиболее погруженные залежи вскрыты на месторождениях Варденбург (4146—4169 м) и Загермеер-Заге (3600—3900 м). Отдельные залежи в триасе характеризуются высоким содержанием азота в газе (месторождение Апельдорн — 72%, Фисбек — 35%), а в цехштейне — повышенной концентрацией сероводорода (свыше 10% — Кваадмоор, Кирххатен, Штафхорст, Деттинген).

Небольшой ареал зон газонакопления Альтмарк (рис. 70) приурочен к одноименному поднятию. В его пределах известно более 10 газовых месторождений: Вустров, Эбсторф, Банзен (ФРГ), Зальцведель-Паккензи, Рибан, Хайдеберг и др. (ГДР). Залежи газа заключены в нижнепермских песчаниках на глубине до 4600 м (Шмарбек), экранируются солью цехштейна. Газ месторождений содержит значительное количество (до 50%) азота.

В целом Фриз-Эмский, Помпецкий и Альтмаркский ареалы зон

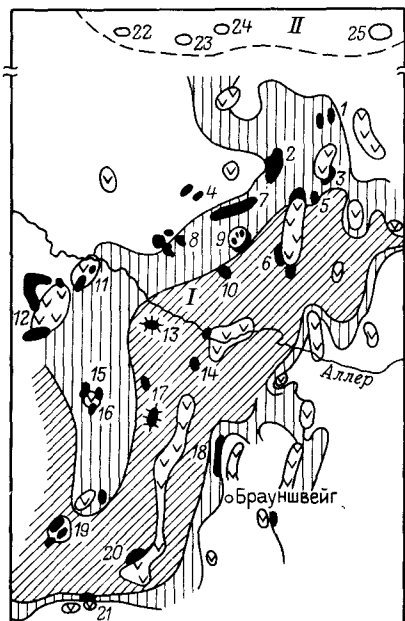
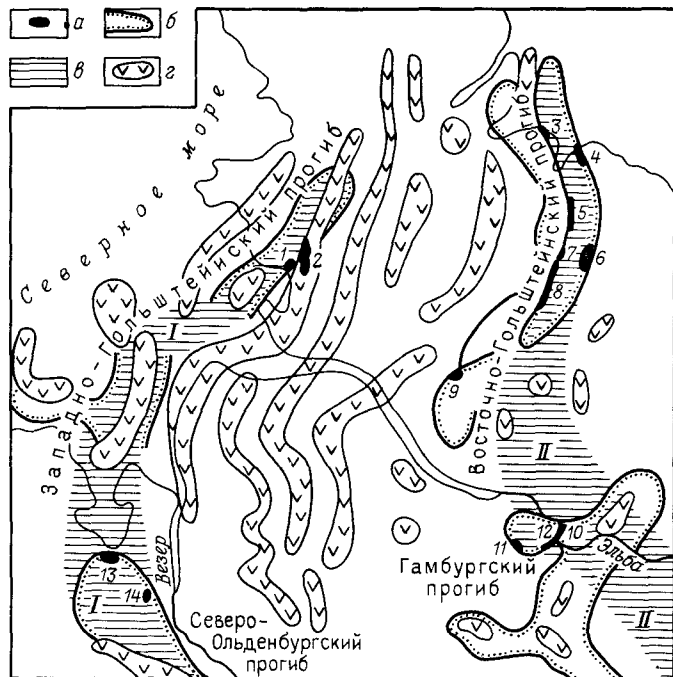


Рис. 70. Ареалы зон нефтегазоаккумуляции Гифхорн и газонакопления Альтмарк. Месторождения: а — нефтяные, б — газовые; в — газонефтяные; зоны распространения отложений: г — малья, д — доггера; е — соляные купола. 1 — ареал зон Гифхорн — месторождения: 1 — Любен, 2 — Ханкенсбютель, 3 — Виттинген-Зюд-Ост, 4 — Эльдинген, 5 — Кнезебек, 6 — Форхп, 7 — Оррел-Везендорф-Норд, 8 — Хоне, 9 — Везендорф, 10 — Везендорф-Зюд, 11 — Айклинген, 12 — Ниенхаген-Хенинген, 13 — Хардессе, 14 — Лайферде, 15 — Эдессе, 16 — Ольхайм-Зюд, 17 — Меердорф, 18 — Рюме, 19 — Мельме, 20 — Бройштадт, 21 — Хоенассель; 11 — ареал зон Альтмарк — месторождения: 22 — Шмарбек, 23 — Банзен, 24 — Эбсторф, 25 — Вустров

Рис. 71. Схема размещения месторождений нефти на Шлезвиг-Гольштейнском поднятии.

а — месторождения нефти; б — граница распространения отложений доггера; в — зоны повышенных мощностей нижней и средней юры; г — соляные купола. 1 — Западно-Гольштейнский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 1 — Барсфлет, 2 — Хайде, 13 — Эльсфлет, 14 — Фарель; 11 — Восточно-Гольштейнский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 3 — Шведенек, 4 — Киль, 5 — Притц, 6 — Плен-Ост, 7 — Варнау, 8 — Бооштадт-Плен, 9 — Брамштадт, 10 — Райтброк, 11 — Зинсторф, 12 — Мекельфельд



газонакопления образуют пояс, протягивающийся в средней части Северо-Германской впадины. Для него характерны сокращенные мощности юрских и меловых отложений и повсеместная газоносность пермских и нижнетриасовых отложений.

Восточно- и Западно-Гольштейнский ареалы зон нефтегазоаккумуляции, расположенные в пределах одноименных юрских прогибов, содержат свыше 20 нефтяных месторождений, из которых четыре (Барсфлет, Хайде, Эльсфлет, Фарель) находятся в Западно-Гольштейнском ареале (рис. 71). Все месторождения связаны с солянокупольными поднятиями или погребенными соляными хребтами, залежи преимущественно тектонически экранированные (боковой поверхностью соли или сбросами), стратиграфически экранированные и сводовые надсолевые. Стратиграфически экранированные залежи развиты в связи с выпадением из разреза верхнеюрских отложений и несогласным залеганием нижнемеловых пород на среднеюрских. Последние участвуют в образовании межкупольных синклиналей, в краевых частях которых концентрируется большая часть нефтяных залежей месторождений Шлезвиг-Гольштейна. Соответственно зоны нефтегазоаккумуляции протягиваются вдоль краевых частей синклиналей. Так, на севере Восточно-Гольштейнского ареала зон (Брамштадско-Кильский прогиб) выделяются две зоны нефтегазоаккумуляции: западная, включающая четыре месторождения (Шведенек, Притц, Варнау, Бооштадт-Плен), и восточная (Киль, Плен-Ост); на севере Западно-Гольштейнского ареала — зона Хайде (Хайде, Барсфлет), расположенная на востоке прогиба Хайде, и т. д.

В пределах обоих ареалов зон нефтегазоаккумуляции основной нефтеносной является среднеюрская толща (мощностью до 600 м), в разрезе которой выделяются три продуктивных пласта песчаников. На некоторых месторождениях нефтеносны также песчаники олигоцена, эоцена, нижнего мела, известняки верхнего мела, а также Главный доломит цехштейна. Залежи нефти находятся на глубине 1500—3100 м и отличаются небольшими запасами нефти.

Ареал зон нефтегазоаккумуляции Гифхорн содержит свыше 30 нефтяных месторождений (рис. 70). Продуктивны песчаники средней юры и валанжина (на 21 месторождении), в меньшей степени песчаники нижней юры, верхнего триаса, верхней юры и редко верхнего мела.

Месторождения нефти связаны с двумя различными структурными формами: весьма сложно построенными соляными куполами (рис. 72) и межкупольными пологими поднятиями. К первым приурочены преимущественно тектонические и стратиграфические залежи нефти. Для межкупольных поднятий характерна сильная нарушенность малоамплитудными разрывами, в результате чего структура превращается в систему узких блоков. В этих структурах развиты залежи нефти тектонические, стратиграфически и литологически экранированные (месторождения Лайферде, Меердорф, Ханкенсбютель, Хардессе и др.). Типичная стратиграфически экранированная залежь нефти находится на месторождении Ханкенсбютель, где продуктивные пласты доггера

несогласно перекрываются отложениями альбского возраста. Все месторождения нефти ареала Гифхорн имеют небольшие запасы нефти.

Ганноверский (Аллерский) ареал зон нефтегазонакопления приносности имеет много общего с ним. Здесь также выделяются нефтяные месторождения, связанные с резко выраженными соляными куполами (месторождения Айльте, Штаймбе и др.) и межкупольными брахиантиклиналями (Зудербрух, Аренайде, Эйstrup и др.). Нефтегазосны песчаники лейаса, доггера, песчаники и известняки мальма и песчаники валанжина на глубине 250—2300 м.

Месторождения (свыше 10) имеют небольшие запасы нефти.

Юго-восточнее Мекленбургской бухты располагается (по геофизическим данным) погребенный Восточно-Эльбский докембрийский массив. Восточнее его в юго-восточном направлении протягивается Познанская впадина, расположенная между Чешским массивом на юге и Поморско-Куявским (Среднепольским) валом на севере. На северо-западе впадина узкой полосой располагается вдоль северного склона поднятия Рингкебинг-Фюн. В польской части Познанской впадины выделяют юго-западную Предсудетскую моноклинал в пределах глубины залегания фундамента до 4 км и Щецинско-Лодзинско-Мехувский прогиб, в которой фундамент погружается до 12 км. Прогиб выполнен мощной толщей мезозойских отложений и осложнен соляными подушками и слабо развитыми соляными куполами, отсутствующими в Предсудетской моноклинали. Щецинско-Лодзинско-Мехувский прогиб осложнен системой разломов, известной как линия Росток — Грамцовская — Варты.

Среднепольский (Поморско-Куявский) вал и сопряженный с ним краевой Датско-Польский прогиб образуют северо-восточное обрамление Познанской впадины, северо-восточнее которой находится Балтийская синеклиза с докембрийским фундаментом. Среднепольский вал протягивается в северо-западном направлении от Свентокшиских гор на юго-востоке через Поморский залив Балтийского моря до поднятия Рингкебинг-Фюн. Он образовался в результате инверсии на месте глубокого прогиба. Прогиб состоит из трех структурных этажей. Нижний этаж образован девонскими сильно дислоцированными породами, средний — палеозойскими отложениями, верхний — мезозойскими породами мощностью более 5 км. Последние смяты в систему крутых складок, иногда осложненных соляным диапиризмом. Мезозойские отложения перекрыты маломощной толщей кайнозойских пород. Наиболее интенсивно прогиб развивался в мезозойское время, когда накопилось свыше 5 км пород; инверсия произошла в конце мелового времени.

Краевой Датско-Польский прогиб возник на месте контакта палеозойского фундамента Познанской впадины и докембрийского фундамента Балтийской синеклизы. Внутренняя часть прогиба рассечена системой продольных разломов, известной как линия Тейссейр — Торнквист, на продолжении которой вдоль южной окраины Люблин-

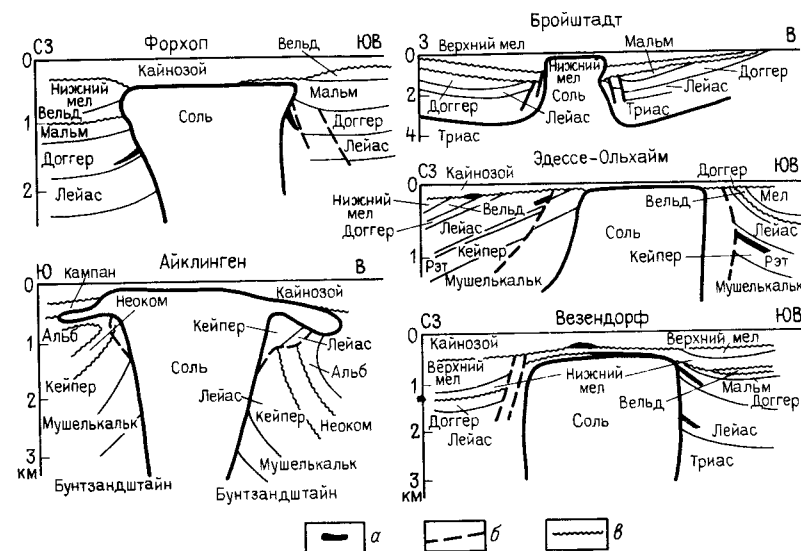


Рис. 72. Основные типы месторождений соляных куполов Гифхорнского ареала зон нефтенакопления:

а — залежи нефти; б — разрывы; в — несогласия

ско-Львовской впадины протягивается Рава-Русский разлом. Палеозойские отложения в зоне разломов сильно дислоцированы, мезозойские и кайнозойские отложения залегают более спокойно. На юго-востоке краевой прогиб продолжается в Люблинско-Львовскую впадину.

Балтийская синеклиза вытянута в северо-восточном направлении и заключена между Мазурско-Белорусской антеклизой и юго-восточным склоном Балтийского щита. Юго-восточная ее часть находится на суше, большая северо-западная — в Балтийском море. Синеклиза имеет блоковое строение. Отдельные блоки группируются в изометричные глыбы.

В строении восточной части Центральноевропейского НГБ принимают участие фанерозойские отложения с максимальной мощностью (12 км) на месте средней части Щецинско-Лодзинско-Мехувского прогиба. Допермские отложения наиболее полно представлены на крайнем северо-востоке (Балтийская синеклиза) и юго-востоке (Люблинско-Львовская впадина).

Кембрийские и ордовикские отложения образованы преимущественно терригенными породами и наиболее полно представлены в Балтийской синеклизе и в Люблинско-Львовской впадине. Силурийские отложения выражены на востоке карбонатными, на западе глинистыми породами. В Балтийской синеклизе и в Люблинско-Львовской впадине известны рифовые образования. Разрез девона начинается с терригенных толщ нижнего и верхнего девона, которые сменяются

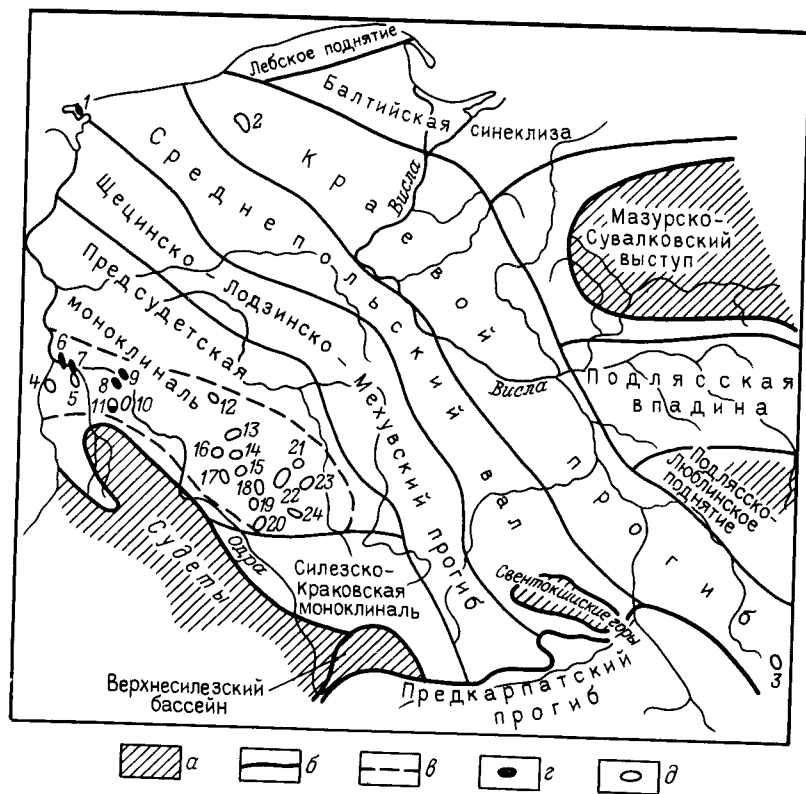


Рис. 73. Схема размещения месторождений в восточной части Центральноевропейского НГБ;

а — внебассейновые и внутробассейновые поднятия (Святохвицкие горы); границы: б — бассейна, в — Предсудетских ареалов зон нефтегазоаккумуляции; месторождения: г — газосы, д — нефтяные. Месторождения: 1 — Мендзыжское-Даргобондз; 2 — Вежхов; 3 — Комарув; 4 — Сенковице; 5 — Чеклин; 6 — Рыбаки; 7 — Машево; 8 — Червеньск; 9 — Поморско; 10 — Отынь; 11 — Нова-Суль; 12 — Жаково; 13 — Закжево; 14 — Слупя; 15 — Радзэндз; 16 — Заленче; 17 — Боженцин; 18 — Вешховице; 19 — Чешув; 20 — Добжень; 21 — Тархалы; 22 — Богдай-Уцехув; 23 — Антониин; 24 — Манковице

карбонатными толщами среднего и верхнего девона. Каменноугольные отложения в нижней части представлены на юго-востоке карбонатными породами, на западе — терригенными, в верхней части — терригенными угленосными.

Пермские отложения залегают несогласно на каменноугольных. Они начинаются с вулканогенно-осадочной толщи (мощностью на территории ГДР до 2 км), которая сменяется терригенными, часто красноцветными и грубозернистыми породами мощностью до 1200 м. Мощность верхнепермских отложений (цехштейн) до 1700 м.

Триасовый разрез построен преимущественно терригенными породами (глинисто-карбонатными — на Предсудетской моноклинали). Мощность юрских отложений 3500 м, представлены они терригенными породами. В верхнем отделе местами выявлены рифовые известняки.

Нижний отдел мела образован терригенными породами, верхний — глинисто-известковистыми кремнистыми. Кайнозойские отложения состоят из терригенных пород мощностью до 900 м.

Нефтегазоносность восточной части Центральноевропейского НГБ установлена в пределах Познанской впадины, Среднепольского вала, Балтийской синеклизы и Люблинско-Львовской впадины (рис. 73).

В Познанской впадине нефтегазоносность установлена на Предсудетской моноклинали, на северо-западном погружении Предсудетского блока и на Поморском поднятии (северо-запад Среднепольского вала).

На Предсудетской моноклинали выделяются два ареала зон газонакопления: Северный и Южный. В Северном ареале зон, расположенном в пределах глубин залегания фундамента 3—8 км, выявлено 16 газовых месторождений (Храплево, Рокетница, Косцын и др.) и одно нефтегазовое Бук. В Южном ареале зон, расположенном в пределах глубин залегания фундамента 1—2,5 км, открыто около 30 газовых месторождений (Заленче, Боженцин, Бжостово, Добжень и др.), в том числе девять конденсатогазовых (Бабимост, Жаково, Антониин и др.) и два нефтегазовых (Лелехув, Ксендж-Сленск).

На северо-западном погружении Предсудетского блока располагается Бессковско-Жарский вал, протягивающийся до Берлина. На валу и в примыкающих прогибах располагается небольшой ареал преимущественного нефтенакпления. В ареале известно свыше 15 месторождений, в том числе восемь нефтяных (Рыбаки, Поморско, Тауэр и др.) и семь газовых и газоконденсатных (Люббен, Дребкау и др.).

На Поморском поднятии открыто 13 месторождений, в том числе девять нефтяных и газонефтяных (Гриммен, Райнкенхаген, Лютов и др.) и четыре газовых (Вжосово, Петрыкозы, Вежхов и др.).

Месторождения нефти и газа Познанской впадины приурочены к структурам пяти типов: к локальным поднятиям конседиментационного образования; к структурам облекания на выступах докембрийских образований; к структурам, образование которых обусловлено увеличением мощности соляных пластов цехштейна; к рифовым выступам блокового строения; к структурам, ограниченным разрывами. Структуры месторождений небольшие — площадь их редко превышает 10 км², с амплитудой в несколько метров. Продуктивны Главный доломит (серия Штассфурт) верхней перми (месторождения Рыбаки, Поморско, Чеклин и др.), известняки серии Верра (Богдай-Уцехув, Тархалы, Заленче и др.), песчаники нижней перми (Богдай-Уцехув, Тархалы, Заленче, Боженцин и др.). На Поморском поднятии установлена также газоносность нижнего (месторождение Вежхов) и верхнего (Вжосово) карбона.

На ряде газовых месторождений установлено повышенное содержание азота. Так, газ с содержанием азота свыше 75% установлен на месторождениях Сенковице, Чеклин, Конколево.

На юго-востоке Краевого прогиба в Люблинско-Львовской впадине выявлено три газовых месторождения с залежами в девонских песча-

никах и известняках (месторождения Комарув, ПНР; Великие Мосты, СССР) и верхнего карбона (Минковице, ПНР).

В Балтийской синеклизе на территории СССР установлена нефтеносность верхне- и среднекембрийских песчаников и верхнеордовикских известняков. Выявлено свыше 25 нефтяных месторождений. Два месторождения (Дембки и Жарновец) обнаружены на севере в приморской части ПНР.

Центральноевропейский НГБ представляет собой пример широкой нефтегазоносности крупной впадины со сложным современным структурным планом и сложной историей развития. В его пределах выявлено свыше 450 месторождений нефти и газа, в том числе более 220 газовых. Основные запасы нефти (свыше 95%) сконцентрированы в мезозойских и кайнозойских отложениях, газа — в пермских и триасовых отложениях (90%). Коллекторами для нефти и газа служат преимущественно терригенные породы. Формы залежей весьма разнообразные. Всего в бассейне пробурено свыше 5000 поисково-разведочных скважин. Наиболее глубокие скважины Пархим 1—7030 м, и Милов 1—8009 м.

§ 3. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ЗАПАДНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ МОЛОДОЙ ПЛАТФОРМЫ

Парижский нефтегазоносный бассейн

Парижский НГБ занимает центральную часть Парижской синеклизы с наиболее прогнутым элементом, расположенным юго-восточнее Парижа, фундамент которого находится на глубине до 3,5 км (рис. 74).

Обрамление синеклизы на западе и юге образовано низкоргорными сооружениями Армориканского, Центральнофранцузского и Морванского массивов, сложенных палеозойскими и более древними кристаллическими и метаморфическими породами. Восточным обрамлением синеклизы служит кристаллический массив гор Вогезы (Лотарингия), северо-восточным — верхнепалеозойские горные сооружения Арденн и Рейнских Сланцевых гор. На севере граница синеклизы идет по погруженному Лондон-Брабантскому массиву, сложенному под палеогеновыми осадками кембро-силурийскими породами. На северо-западе в районе Пейде-Бре синеклиза осложнена крупным поднятием, выводящим на поверхность участок юры.

Синеклиза имеет позднепалеозойский складчатый фундамент и сложена с поверхности в центральной наиболее погруженной части палеогеновыми образованиями, которые окаймляются большой площадью развития пород мелового возраста. Мезозойские отложения представлены карбонатно-терригенными породами. В верхнем триасе известны соленосные отложения, в неокме — пестроцветные. Все системы разделены перерывами. Верхнеюрские отложения мощностью более 900 м сильно размыты. В кровле разреза залегает 300-метровая толща

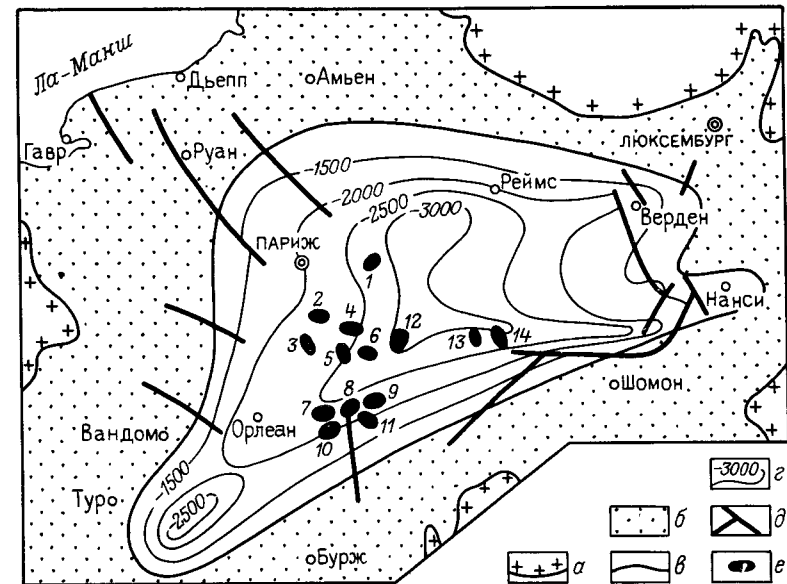


Рис. 74. Парижский НГБ:

a — выходы фундамента на поверхность; *b* — аконсервационная зона; *v* — границы бассейна; *г* — схематические изогипсы кровли палеозойских отложений, м; *д* — разрывы; *е* — месторождения нефти. Месторождения: 1 — Куломм; 2 — Жижи-ан-Нобль; 3 — Мораль-ан-Юрепуа; 4 — Шартрет; 5 — Шайи-ан-Бьер; 6 — Валенс; 7 — Сент-Илер; 8 — Шаторенар; 9 — Шюэль; 10 — Сен-Фирмен-де-Буа; 11 — Жуани; 12 — Вилемер; 13 — Сен-Мартен-де-Боссеней; 14 — Гранвиль.

известняков и пестроцветных глин палеоген-миоценового возраста. В подошве бассейна находится пермская моласса, заполняющая грабен-рифты, один — простирающийся в западно-северо-западном направлении через центральную часть бассейна, с мощностью пород около 1,5 км, и второй, менее глубокий, северо-восточного направления — уходящий в прол. Ла-Манш. Собственно НГБ околонтурен изолинией глубины фундамента 1 км.

Нефтеносность бассейна установлена в 1958 г. открытием месторождений нефти Куломм и Шаторенар в районе юго-восточнее Парижа. В настоящее время в этом районе выявлено 18 месторождений нефти, приуроченных к небольшим по размерам (5×3 км²) пологим брахиантиклиналям с продуктивными пластами в отложениях неокма (песчаники), верхней юры (портланд, известняки), средней юры (известняки) и верхнего триаса (песчаники). Основная продуктивная толща образована отложениями доггера (12 месторождений). Глубина залегающих нефтегазоносных пластов 600—2500 м. Запасы нефти месторождений небольшие.

Рейнский нефтегазоносный бассейн

Рейнский НГБ расположен на территории Франции и ФРГ в долине среднего течения р. Рейн (рис. 75). Он заключен в узком (ширина

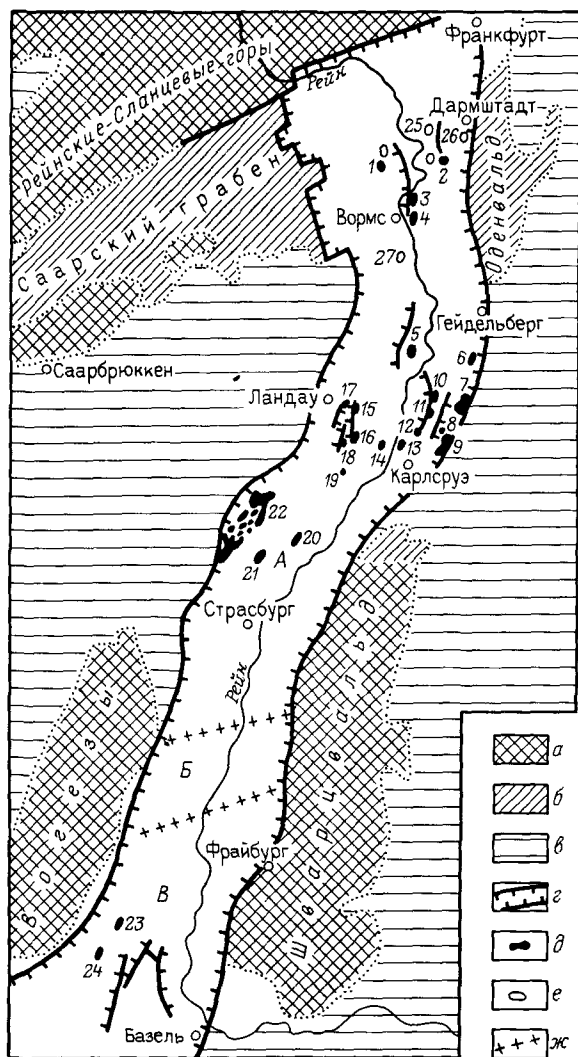


Рис. 75. Рейнский НГБ.

Выходы на поверхность пород: а — кристаллического фундамента, б — перми, в — триаса и юры; г — сбросы; месторождения: д — нефтяные, е — газовые; ж — структурные пороги.
Впадины: А — Пешельброннская; Б — Селестинская; В — Соленосная калиевая.
Месторождения: 1 — Эйх; 2 — Штокштадт; 3 — Ватенхайм; 4 — Хофхайм; 5 — Дуденхофен; 6 — Рот; 7 — Форст-Вайер; 8 — Бухенау; 9 — Вайнгартен; 10 — Хютенхайм; 11 — Леопольдсхафен; 12 — Нойерет; 13 — Кнеллинген; 14 — Максимилианзау; 15 — Оффенбах; 16 — Хайна; 17 — Ландау; 18 — Минфельд; 19 — Шайбенхард; 20 — Донау; 21 — Ширхейн; 22 — Пешельбронн; 23 — Штаффельфельден; 24 — Рейнинг; 25 — Вольфскеллен; 26 — Пфунгштадт; 27 — Франкенхайм

до 75 км) внутриплатформенном грабене, вытянутом почти на 300 км в субмеридиональном направлении, от Базеля на юге до Франкфурта на севере. Обрамление бассейна образовано глыбовыми горными сооружениями, сложенными кристаллическими и метаморфическими породами палеозойского возраста, местами перекрытыми маломощными отложениями мезозоя. На западе это Вогезы и Пфальцские горы, на востоке — горы Шварцвальд и Оденвальд, на севере — Рейнские Сланцевые горы. На юге грабен обрамляется горами Эльзасская Юра, с поверхности сложенными породами нижнего мезозоя.

Осадочное выполнение Рейнского НГБ представлено породами пермского, триасового, юрского, эоценового, олигоценового и неогенового возраста с максимальной мощностью 8 км, из которых более 5 км приходятся на долю кайнозойских отложений. Перерывом на границе эоцена и верхней юры весь разрез бассейна расчленяется на два комплекса: нижний, предшествующий образованию грабена, мощностью до 3 км, и верхний кайнозойский мощностью более 5 км, формировавшийся в процессе развития грабена.

Отложения пермской системы мощностью до 1 км образованы пестроцветными породами (красный лежень) с прослоями доломитов (цехштейн) вверху. Триасовая система представлена карбонатно-терригенными отложениями мощностью до 1 км. На юге бассейна в подошве среднего отдела триаса развита маломощная соленосная толща, которая прослеживается в виде узкой полосы вдоль левобережья Рейна. Нижний отдел триаса сложен терригенными пестроцветными породами мощностью до 500 м. Юрская система мощностью до 800 м образована карбонатно-терригенными породами с мощными прослоями высокобитуминозных аргиллитов в нижнем отделе.

Верхний грабеновый комплекс начинается карбонатно-терригенной толщей мощностью свыше 3,5 км, включающей отложения эоценового, олигоценового и миоценового возраста, и завершается терригенными породами плиоцена и антропогена мощностью свыше 1 км, отделенными от миоценовых отложений несогласием.

Позднепалеозойский фундамент бассейна сильно расчленен грабенообразующими и поперечными разломами на ряд различно опущенных и приподнятых блоков. Наиболее опущен фундамент на юге и на востоке средней части (Гейдельберг). В южной половине грабена в районах Кольмар и Эрштейн поперечные подъемы фундамента расчленяют бассейн на три неравновеликие впадины (с севера на юг): Пешельброннскую, наиболее крупную и прогнутую, охватывающую 2/3 всего грабена, небольшую Селестинскую и более крупную, выделяемую под названием Соленосный калиевый бассейн.

Нефтеносность бассейна связана с отложениями триасового, юрского, палеогенового и неогенового возраста. Коллекторами служат песчаники среднего и верхнего триаса, нижней юры (аален) и олигоцена (пешельброннские слои латторфского яруса), известняки киме-риджа — оксфорда, доломитизированные известняки среднего и верхнего триаса, нижней и средней юры (пласт «Большой оолит» нижнего

бата и верхнего байоса), песчаные мергели олигоцена (мелетовые слои рупельского яруса) и верхнего эоцена. Газоносны песчаники плиоцена и миоцена. По существу все коллекторы разреза продуктивные.

В бассейне выявлено 33 месторождения (в ФРГ — 20 нефтяных и три газовых, во французской части — шесть нефтяных и четыре газовых). Большая часть месторождений бассейна (свыше 20) сконцентрирована в Пешельброннской впадине. Структурные формы месторождений связаны с приподнятыми и наклоненными блоками, пласты в которых иногда изогнуты в полукуполо и полубрахантиклинали.

Значительная часть нефтяных залежей тектонически экранированные, реже сводовые, сильно нарушенные разрывами. Зоны нефтегазонакопления группируются вдоль продольных конседиментационно развивавшихся разрывов. Крупный ареал таких зон выделяется на восточном борту бассейна и приурочен к наиболее прогнута части бассейна (между городами Карлсруэ и Мангейм). Здесь известно свыше 10 нефтяных месторождений (Рот, Форст-Вайер, Бухенау и др.).

Юго-западнее, на противоположном борту бассейна располагается наиболее крупное нефтяное месторождение бассейна Пешельброннское (эксплуатируется с 1888 г). Оно приурочено к полуантиклинали, прижатой к главному грабенообразующему сбросу, и рассечено продольными сбросами на ряд блоков, содержащих тектонически экранированные залежи нефти. Нефтеносны песчаники среднего триаса, песчаники и известняки верхнего триаса, песчаники и известняки (пласт «Большой оолит») средней юры и песчаники олигоцена (пешельброннские слои). Залежи нефти заключены в интервале глубин 180—1300 м. На юге в Солёной калиевой впадине известны нефтяные месторождения — сравнительно крупное Штаффельфельден и небольшое Ренинг с тектонически экранированными залежами в юрских отложениях.

На крайнем севере бассейна известно семь небольших чисто газовых и два газонефтяных месторождения. Газовые залежи месторождений (Грабен-Герау, Бюттельбронн, Вольфскеллен и др.) находятся на приподнятых крыльях (западных) системы кулисообразно расположенных сбросов, рассеченных поперечными разрывами на ряд в общем небольших блоков. Газоносны песчаники миоценового, в меньшей степени плиоценового возраста, залегающие на глубине от 130 м (месторождение Штокштадт) до 900 м (Пфунгштадт). Газ преимущественно метановый.

Наиболее крупным является газонефтяное месторождение Штокштадт. Оно приурочено к высоко поднятому и наклоненному на юго-запад блоку, ограниченному с востока сбросом с амплитудой около 400 м. Две пластовые газовые залежи, нарушенные разрывами, приурочены к песчаникам аквитанского возраста и находятся на глубине 130—180 и 380—770 м. Ниже в песчаниках пешельброннских слоев находится нефтяная залежь.

За исключением месторождений Пешельбронн и Штокштадт все остальные месторождения нефти Рейнского бассейна имеют незначительные запасы нефти.

Тюрингский нефтегазоносный бассейн

Тюрингский грабенообразный НГБ (рис. 76) довольно хорошо выделяется на геологической карте распространением образующих его отложений цехштейна и триаса, которые со всех сторон, кроме северо-западной, ограничены выходами на поверхность палеозойского складчатого фундамента, образующими на северо-востоке небольшое горное сооружение Гарц, на юго-западе — горную гряду Тюрингский Лес. На востоке граница бассейна проходит по разлому Галле. Фундамент бассейна сложен досреднекаменноугольными породами, дислоцированными в систему складок северо-восточного простирания. Размеры бассейна 300 км × 100 км.

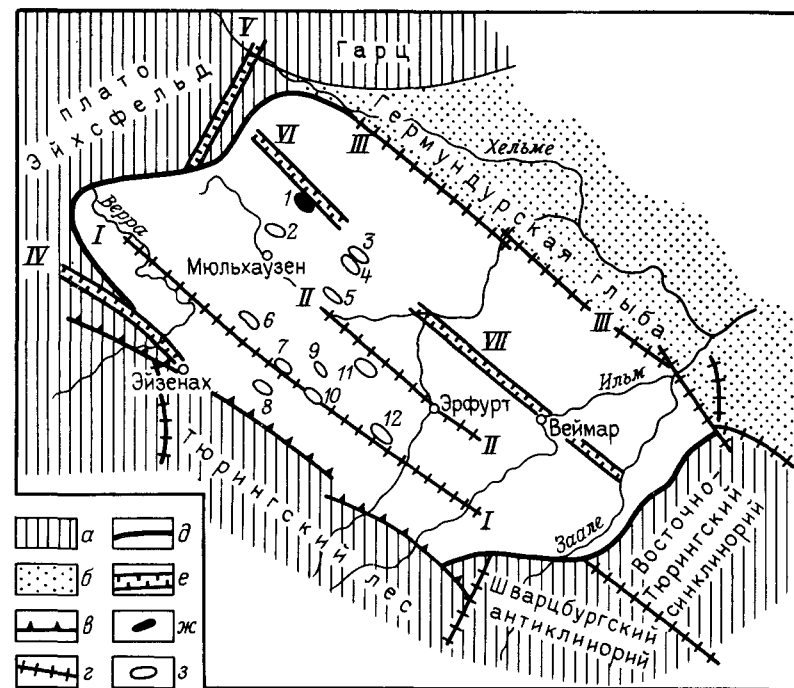


Рис. 76. Тюрингский НГБ:

а — горное обрамление бассейна; б — аконсервационная зона; в — зоны надвигов и взбросов; г — зоны разломов; д — границы бассейна; е — грабены; ж — нефтяные месторождения; з — газовые месторождения. I — Эйхенберг-Гота-Заальфельд; II — Эрфуртская; III — Финне-Эйзенбергская; IV — Шлоттегемский; V — Омгебургский; VI — Шлоттегемский; VII — Веймарский и Лихтенбургский; месторождения: 1 — Фолькенроде; 2 — Мюльхаузен; 3 — Альменхаузен; 4 — Кирххайлиген; 5 — Лангензальце; 6 — Хайник-Берке; 7 — Беринген; 8 — Мехтерштадт; 9 — Кюльштадт; 10 — Кранберг; 11 — Фанер-Хое; 12 — Нойдентендорф

Разрез отложений, выполняющих бассейн, четко делится на два структурных этажа: нижний — сильно складчатый и верхний — платформенный. Нижний этаж включает угленосные образования среднего и верхнего карбона и терригенные нижней перми, заполняющие небольшие прогибы в теле герцинского фундамента. Платформенный этаж состоит из отложений верхней перми (цехштейн) и триаса. Цехштейн представлен карбонатно-соленосной толщей мощностью 1,5 км.

Нижний триас (бунтзандштайн) мощностью 400—740 м делится на три яруса: нижний, средний и верхний. Нижний и средний ярусы образованы терригенной лестоцветной толщей, верхний (рёт) — лестоцветной терригенно-карбонатной толщей с мощностью соленосного пласта до 65 м. Средний триас (мушелькальк) представлен известняками и доломитами мощностью 250—280 м с пластом каменной соли мощностью до 30 м в средней части карбонатной толщи. Верхний триас (кейлер) сложен карбонатно-терригенными породами мощностью 300—420 м также с прослоем (мощностью до 22 м) каменной соли.

Залегающие выше образования юрского и сеноманского возраста характеризуются ограниченным распространением и мощностью не более 150 м.

Структура подошвы платформенного этажа представляет собой впадину, вытянутую в северо-восточном направлении на востоке и в северо-западном направлении на западе и нарушенную сложной системой сравнительно узких и протяженных дизъюнктивных дислокаций. Системы дислокаций включают узкие грабены, грабен-синклинали, сбросы, которые сопровождаются асимметричными, иногда опрокинутыми узкими антиклиналями и синклиналями, часто осложненными соляными диапирами. Интенсивность дислокаций увеличивается к центру бассейна — от флексур на периферии до надвигов в центре.

В бассейне выявлены небольшие месторождения газа, одно нефтегазовое и одно нефтяное (Фолькенроде), расположенные в северо-западной части бассейна. Месторождения приурочены к антиклиналям, залежи нефти и газа заключены в песчаниках нижнего триаса, доломитах (Главный доломит) серии Штассфурт верхней перми и песчаниках нижней перми.

Валенсийский нефтегазоносный бассейн

Валенсийский НГБ расположен на месте Валенсийского залива и прилегающей части побережья Испании между выступами герцинского фундамента в Каталонских горах и на юго-восточном погружении Центральноиберийского массива.

Бассейн сложен с поверхности преимущественно нижнемеловыми породами, окаймленными небольшими площадями развитых юрских и триасовых образований. Мощность мезозойских отложений на суше не

более 3 км и уменьшается в субаквальной части. Для триасового разреза характерны соленосные толщи, выклинивающиеся в субаквальной части; юрские и меловые отложения представлены терригенно-карбонатными породами. Верхнемеловые породы развиты слабо. В субаквальной части меловые отложения несогласно перекрываются терригенной толщей миоцена и плиоцена мощностью свыше 3 км.

На суше структура бассейна осложнена пологими поднятиями, иногда с соляными массивами; для субаквальной части бассейна характерно развитие сбросов, образующих систему горстов и грабен, протягивающихся примерно параллельно береговой линии, погружающихся в сторону моря. Валенсийский НГБ представляет собой пример бассейна, заключенного в периконтинентальной впадине (пассивной окраины).

В бассейне, начиная с 1970 г., открыто восемь нефтяных месторождений (Ампоста, Марина, Дорадо, Таррако и др.) с залежами в известняках неокома — верхней юры под глинисто-мергельной покрывкой среднего миоцена.

§ 4. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ПРЕДГОРНЫХ ПРОГИБОВ АЛЬПИЙСКИХ ГОРНОСКЛАДЧАТЫХ СООРУЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЕВРОПЫ

Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн

Предкарпатско-Балканский НГБ заключен в крупной впадине, расположенной между Карпатско-Балканской складчатой системой на западе и юге, складчатым сооружением Добруджи на востоке и юго-западным склоном Молдавской плиты Восточно-Европейской докембрийской платформы на северо-востоке. На севере он отделяется от смежного Северо-Предкарпатского НГБ Буковинским поперечным поднятием (рис. 77).

В этих границах в состав Предкарпатско-Балканского бассейна входят четыре основных структурных элемента.

1. Складчатый борт краевого прогиба субмеридиональной части Восточных Карпат (Бухушская впадина);

2. Платформенный борт (Пруто-Сиретский) краевого прогиба субмеридиональной части Восточных Карпат.

3. Плоештинско-Фокшанская впадина, расположенная на месте сменя субмеридионального направления Восточных Карпат на почти широтное.

4. Молодая Карпатско-Балканская межгорная впадина, наложенная на элибайкальскую (Мизийскую) плиту.

Бухушская впадина представляет собой синклиниорий, сложенный меловыми, палеогеновыми и миоценовыми (дотортонскими) породами. Меловые отложения начинаются с толщи преимущественно темных аргиллитов (мощность до 350 м) сеноманского и раннеальбского возраста, выше которых залегают переслаивающиеся алев-

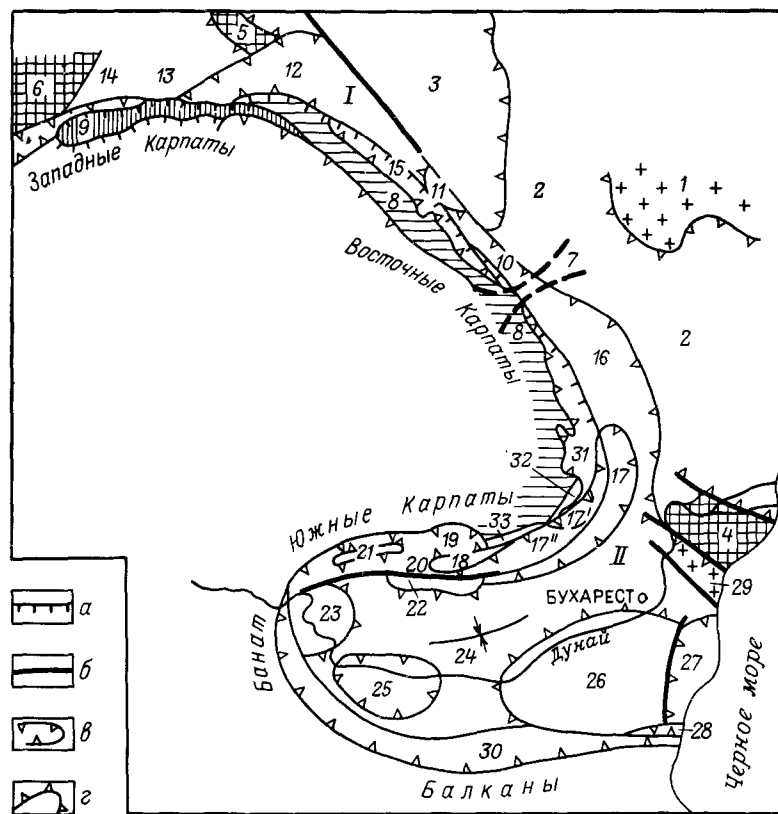


Рис. 77. Северо-Предкарпатский (I) и Предкарпатско-Балканский (II) НГБ: а — надвиги; б — крупные разломы; в — впадины, г — поднятия.

1 — Украинский кристаллический массив; 2 — склоны Украинского кристаллического массива; 3 — Львовская синеклиза (нефтегазоносный бассейн); 4 — Складчатая Добруджа; 5 — Келецко-Сандомирское складчатое сооружение; 6 — Судетская складчатая область; 7 — Буковинское поперечное поднятие; 8 — зона скив; 9 — Силезская и Подсилезская зоны.

Северо-Предкарпатский НГБ. Платформенный борт: 10 — Косовская впадина, 11 — Ивано-Франковское поперечное поднятие, 12 — Угерско-Мелецкая впадина, 13 — Краковское поперечное поднятие, 14 — Моравская впадина; складчатый борт: 15 — Самборский синклинорий и Бориславско-Покутский антиклинорий.

Предкарпатско-Балканский НГБ. 16 — Пруто-Сиретский платформенный борт; 17 — Плоештинско-Фокшанская впадина (17' — Буззуское поднятие, 17'' — зона соляной складчатости), 18 — Питештинское поднятие, 19 — Северо-Питештинский прогиб, 20 — Гетский прогиб, 21 — Жну-Олтинские дислокации, 22 — Оташско-Слатинское поднятие, 23 — Страхайское поднятие, 24 — Рошиорский прогиб, 25 — Ломская впадина, 26 — Северо-Болгарское поднятие, 27 — Варненская впадина, 28 — Нижнекамчийский прогиб, 29 — Южно-Добруджинский выступ фундамента, 30 — Предбалканская зона активизированной платформы; складчатый борт: 31 — Бухаршская впадина и Мойнештинско-Ойтузская зона, 32 — поднятие Валени, 33 — Кымпинская впадина.

ролиты и аргиллиты коньякского возраста, переходящие вверх в монотонную толщу мергелей с иероглифами, известняков и аргиллитов сенонского возраста.

Палеоценовые и эоценовые отложения начинаются базальными конгломератами, которые выше сменяются песчаниками, алевролитами и известняками мощностью до 80 м палеоцен-раннеэоценового воз-

раста. Средний эоцен образован терригенно-карбонатными породами мощностью 350—700 м. Эоценовые отложения завершаются песчано-глинистой толщей с характерными иероглифами.

Олигоценый отдел представлен мощной менилитовой серией, характеризующейся развитием кремнистых (менилитовых) и битуминозных (дизодиловых) сланцев с прослоями песчаников (Клива). По соотношению этих пород серия расчленяется на ряд свит общей мощностью около 800 м.

Миоцен начинается с соленосной и гипсоносной толщи аквитанского возраста, залегающей с несогласием на олигоценовых отложениях. В толще наблюдаются многочисленные включения экзотических обломков, до глыб включительно, из пород различного состава и возраста. Мощность аквитанского яруса достигает 700 м. Бурдигальские отложения представлены толщей конгломератов и песчаников мощностью до 1 км. Гельветский ярус образован терригенными породами с характерной гипсоносной свитой мощностью свыше 3 км.

На южном окончании Бухаршской впадины гельветские отложения покрываются тортоисскими. Породы гельветского возраста сложены мощной (до 1200 м) толщей преимущественно глин, которые примерно в средней части разделены соляной брекчией Космина (мощность до 350 м), а в подошве насыщены туфами.

Бухаршская впадина образована системой сильно сжатых, линейно вытянутых и наклоненных на восток складок. Наиболее резко складки выражены вдоль западного борта впадины, где они сильно сближены и надвинуты друг на друга. В ядрах их выходят палеогеновые, реже меловые отложения. Складки группируются здесь в краевую антиклинальную зону. Значительная часть этой зоны перекрыта Краевым надвигом Карпат с амплитудой горизонтального перемещения более 15 км.

В пределах Краевого надвига можно выделить не менее пяти разрывов с увеличивающейся с запада на восток горизонтальной амплитудой перемещения. Краевой надвиг сопровождается «полуокнами», образовавшимися на месте приподнятого залегания краевой антиклинальной зоны.

Тектонические «полуокна» оконтурены с запада, юга и севера надвинутой частью зоны Краевого надвига, а на востоке открываются в сторону миоценовых отложений. Всего выделяется четыре крупных тектонических «полуокна» (с юга на север): Путна, Ойтуз, Пятра-Нямц и Покутско-Сучавское.

Вдоль восточного края Бухаршской впадины проходит Срединное поднятие, состоящее из двух крупных антиклиналей — Плешу-Нямц на севере и Пиетрича на юге. Оно расположено на границе складчатого и платформенного бортов Предкарпатского прогиба и ограничено с востока надвигом.

Южнее долины р. Тротуш Срединное поднятие и Краевой надвиг Карпат скрываются под плиоценовыми отложениями Плоештинско-Фокшанской впадины.

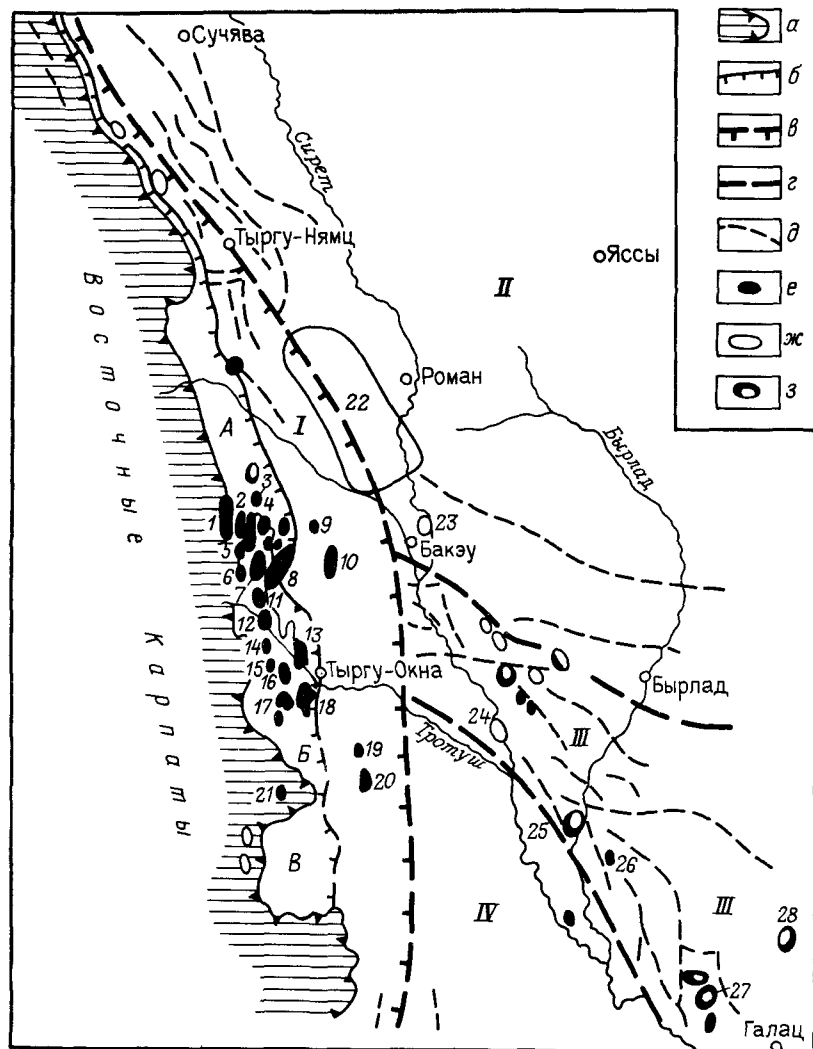


Рис. 78. Субмеридиональная часть Предкарпатско-Балканского НГБ:

а — фронтальная линия Краевого надвига; б — фронтальная линия Краевого надвига автохтона; в — Срединный надвиг; г — разломы; д — сбросы; е — газосодержащие; ж — нефтяные и газонефтяные; з — газосодержащие.

I — складчатый борт бассейна; платформенный борт бассейна; II — Пруто-Сиретский склон, III — поднятие Северо-Добруджинский мост и Бырладская впадина; IV — северная центральная Плоештинско-Фокшанская впадины.

Тектонически «полуокна»: А — Пятра-Нямц; Б — Ойтуз; В — Путна. Мойнештинско-Ойтузский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 1 — Джемна; 2 — Гропиле-Луи-Захараке; 3 — Фрумоса; 4 — Аршина; 5 — Топору-Килии; 6 — Ташбуга; 7 — Земеш и Фоале-Мойнешти; 8 — Утаре-Мойнешти; 11 — Комэнешти; 12 — Вэнешти; 13 — Дофтяна-Богата; 14 — Дэрманешти; 15 — Дофтяна; 16 — Пэкурица; 17 — Черлак; 18 — Слэник и Фэрестреу; 21 — Лепша.

Зона нефтегазоаккумуляции Тецкани — месторождения: 9 — Тецкани; 10 — Кымпени.

Зона нефтегазоаккумуляции Кашин — месторождения: 19 — Кашин; 20 — Кымпени.

22 — зона газонакопления Роман-Сэкуени. Месторождения Бырладской впадины и Северо-Добруджинского моста: 23 — Гейчана; 24 — Аджуд; 25 — Цецу; 26 — Мадка; 27 — Индепенденца; 28 — Фрумушица

Нефтегазоносность складчатого борта связана главным образом с тремя пластами песчаников Клива олигоценового возраста, в меньшей степени с эоценовыми отложениями. Нефтеносны также гельветские песчаники линзовидного строения в небольших залежах двух месторождений, сарматские (месторождение Комэнешти) и мэотические (Слэник).

Выделяются ареал зон нефтегазоаккумуляции Мойнештинско-Ойтузский, расположенный на месте краевой антиклинальной зоны, Тецканинская и Кашинская зоны нефтегазоаккумуляции, расположенные в средней (на оси) части Бухушской впадины (рис. 78).

Мойнештинско-Ойтузский ареал зон нефтегазоаккумуляции содержит нефтяные месторождения в поднадвиговых антиклиналях (в автохтоне) Краевого надвига и на месте поднятых участков автохтона — тектонических «полуокнах». Выделяется не менее пяти антиклинальных параллельных линий, рассеченных поперечными разрывами. Наиболее крупные месторождения приурочены к седловидному прогибу, заключенному между приподнятыми в тектонических «полуокнах» массивами Пятра-Нямц и Ойтуз: месторождение нефти Фоале-Мойнешти, менее значительные месторождения Земеш, Станешти-Солонц. На Ойтузском поднятии известны небольшие месторождения Слэник и Фэрестреу, в Северо-Путнинской седловине — Лепша.

Всего в ареале выявлено свыше 25 месторождений, в том числе четыре газовых.

Тецканинская зона нефтегазоаккумуляции приурочена к одноименной антиклинальной линии, в пределах которой известны два небольших нефтяных месторождения — Тецкани и Кымпени, в Кашинской зоне находятся также два нефтяных месторождения — Кашин и Кымпери. Структуры месторождений представляют собой небольшие круто наклоненные на восток брахиантиклинали, нарушенные взбросами. Залежи нефти заключены в отложениях гельветского возраста.

Пруто-Сиретский платформенный борт бассейна на севере сложен с поверхности сарматскими отложениями, состоящими преимущественно из кlastических пород от алевролитов до конгломератов с редкими прослоями известняков и глин, общей мощностью до 1,5 км. Сарматские образования залегают на маломощной (несколько десятков метров) толще тортона, начинающейся с песчано-глинистых пород (бугловские слои), переходящих выше в литоматные известняки. На юге Пруто-Сиретского склона сарматские отложения перекрываются мэотическими слоями мощностью до 150 м, сложенными песчано-глинистыми породами, выше переходящими в толщу песков, реже глин дакийского яруса мощностью около 100 м.

Под миоценовыми отложениями платформенного склона залегают верхнемеловые, состоящие (снизу вверх) из известняков, глауконитовых песчаников и меловых мергелей мощностью около 150 м, или юрские, представленные внизу битуминозными глинами лейаса, песчано-глинистыми породами доггера и известняками мальма общей максимальной мощностью на юге около 1,5 км. В отдельных скважинах

вскрыты также палеозойские отложения (кембрийские, ордовикские, силурийские и нижнедевонские).

Платформенный борт представляет собой моноклинал, погружающуюся по системе ступенчатых сбросов на запад к Срединному поднятию. На юго-востоке перед горной Добруджей он осложнен Бырладской впадиной, вытянутой в северо-западном направлении и заполненной мощной толщей юрских (свыше 2,5 км) и триасовых отложений, перекрытых субгоризонтальнозалегающими меловыми и более молодыми образованиями. Восточнее Бырладская впадина продолжается в Преддобруджинский прогиб смежного Северо-Причерноморского бассейна.

На крайнем юге Пруто-Сиретский платформенный борт перекрывается плиоценовыми отложениями восточного крыла Плоештинско-Фокшанской впадины.

В пределах Пруто-Сиретского (молдавского) склона бассейна установлена газонасыщенность сарматских отложений. Выявлена крупная зона газонакопления *Роман-Сэкуени*, приуроченная к моноклинали. Залежи литологически экранированные, находятся на глубине до 2950 м. В Бырладской впадине выявлено девять месторождений нефти и газа (четыре газовых) с залежами в отложениях сармата и тортона (месторождения Аджуд, Гэйчана и др.). Юго-восточнее, на северо-западном погружении герцинского сооружения Северной Добруджи выявлен ряд месторождений (Сурая, Цепу, Мадка, Индепенденца, Фрумушени и др.) с залежами в отложениях понта, сармата и тортона на небольшой глубине.

Плоештинско-Фокшанская впадина наложилась на структурный план, сформировавшийся в позднесарматское время. Ее северная центриклинал находится на юге Пруто-Сиретского платформенного склона краевого прогиба Восточных Карпат, западная широтная часть наложена на краевой прогиб и прилегающую часть Карпатско-Балканской впадины.

Наиболее прогнутая часть Плоештинско-Фокшанской впадины находится в межгорном пространстве между Добруджей на юго-востоке и Восточными Карпатами (в месте их перегиба) на северо-западе и приходится на район городов Фокшани, Рымникул, Сэрат, Буззу. Впадина здесь сложена с поверхности левантинскими образованиями, мощность которых около 2 км.

Глубина залегания подошвы мезотических отложений в наиболее погруженной части впадины не менее 5 км. Восточный край Плоештинско-Фокшанской впадины образован Западно-Добруджинским сбросом.

Западная, или Плоештинская, субширотная центриклинал впадины существенно отличается по строению от северной ее половины. В строении центриклинали принимают участие соленосные миоценовые отложения, на которых с несогласием залегают плиоценовые. Палеогеновая система представлена мощной толщей (более 2 км) аргиллитов с маломощными прослоями песчаников и известняков. Разрез досармат-

ских отложений миоцена сходен с таковым Бухушской впадины; тортонские отложения развиты весьма слабо.

Сарматский разрез начинается с глинистой толщи, прослоенной песчаниками, которая выше сменяется толщей мергелей с прослоями, иногда мощными, песчаников и известняков. Мощность сарматского яруса достигает 1,5 км. На сарматских отложениях с размывом и угловым несогласием залегают породы плиоценового отдела. Мэотический ярус представлен песчано-глинистой толщей с обособлением в нижней части до четырех пластов песчаников. Мощность мэотических отложений — основной нефтеносной толщи этой части бассейна — меняется от 200 до 400 м. Понтический ярус сложен толщей глин мощностью от 1,4 до 2 км. Мощность залегающих выше угленосных глинисто-песчаных пород дакийского возраста около 1 км. Левантинский ярус образован преимущественно грубозернистыми породами наземного происхождения мощностью до 1,5 км.

Внутренние северо-западное Буззуское и Северо-Плоештинское крылья Плоештинской центриклинали наложены на складчатый борт краевого прогиба Восточных Карпат. Крылья осложнены линейной складчатостью, интенсивность которой в основном определена соляными толщами тортонского и(или) аквитанского возраста. Скопления каменной соли приурочены к сводам антиклиналей или к разрывам, осложняющим крылья и периклинали.

Буззуское крыло — наиболее приподнятый элемент Плоештинской центриклинали. Развитые на этом крыле складки могут быть объединены в две структурные зоны: крупных складок и взбросовых складок. Первые развиты на северо-востоке и отличаются сравнительно большими размерами (20 км $\times$ 5–8 км). Взбросовые складки располагаются на западе. Они небольшие, узкие, крутые, осложнены крутыми взбросами со сложно изогнутыми плоскостями разрывов и соляными лезвиями вдоль них.

Складки Северо-Плоештинского крыла вытянуты в субширотном направлении. Среди них можно проследить несколько антиклинальных линий. Брахиантиклинальные части этих линий отличаются сложностью строения, сильной нарушенностью продольными и поперечными разрывами, крутыми углами падения пластов. Обычно северные крылья брахиантиклиналей приподняты и надвинуты.

Все брахиантиклинали имеют в различной степени выраженное пятиэтажное строение. Нижний этаж, сложенный палеогеновыми породами, характеризуется крутыми углами падения пластов (50–70°). Второй этаж, образованный гельветскими отложениями, в меньшей степени тортонскими, имеет меньшие углы падения пластов. Третий этаж представлен сарматскими отложениями с еще меньшими углами падения пластов, в четвертом — плиоценовом — этаже углы падения редко превышают 20° и, наконец, образования пятого этажа — верхне-левантинского и антропогенового — залегают с углами, измеряемыми единицами градусов.

Хорошо выражена антиклинальная линия Подени-Морени, состоя-

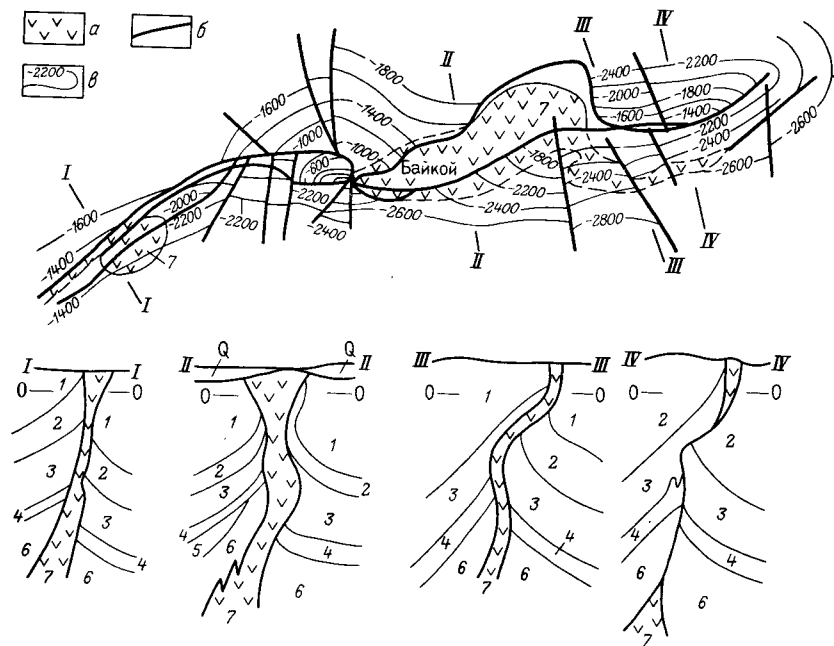


Рис. 79. Структурная карта кровли мэотиса и разрезы I—IV брахиантиклинали Байкой-Цинтя.

a — соль; б — разрывы, в — изогонсы кровли мэотиса.
I — Левантин; 2 — дакий; 3 — понт; 4 — мэотис; 5 — сармат; 6 — тортон; 7 — гельвет

шая из трех крупных брахиантиклиналей (нефтяных месторождений; с запада на восток): Морени-Гура-Окницей, Байкой-Цинтя и Подени-Веки. Наиболее крупная брахиантиклиналь Байкой-Цинтя имеет длину около 10 км, ширину 2 км; северное крыло ее приподнято и надвинуто на южное по крупному взбросу (рис. 79). Взбросовый разрыв складки заполнен мощным соляным телом, выходящим на поверхность в средней части свода складки и отдельно на западной ее периклинали. Брахиантиклиналь рассечена рядом поперечных сбросов, как правило не пересекающих всю брахиантиклиналь, а имеющих свою сеть для каждого крыла. Обращает на себя внимание общий лезвиеобразный характер внедрения соляных масс с грибообразным расширением (в поперечном сечении) к поверхности. В периклинальных частях соль иногда полностью пережимается и открывается от своей постели.

Западнее брахиантиклинали Байкой-Цинтя, после небольшого прогиба, поднимается брахиантиклиналь Морени, или Морени-Гура-Окницей, имеющая строение в общем подобное строению брахиантиклинали Байкой-Цинтя.

В восточной части Северо-Плоештинского склона находится крупная брахиантиклиналь Болдешти, не приуроченная к какой-либо хорошо

выраженной антиклинальной линии. Юго-восточнее расположена система антиклиналей, для которой характерны увеличение мощности сарматских отложений, небольшая роль соленосных отложений в формировании поднятий, проявление надвиговых перемещений, направленных с юга на север, т. е. противоположных таковым более северных антиклинальных линий, и появление куполовидных форм (Аричешти, Букшани, Братешти). Все эти новые черты в строении складок характеризуют их, как переходные к платформенным поднятиям.

Южнее широты Плоешти локальные поднятия представлены в плоских брахиантиклиналях Гаешти, Мэнешти-Владени, Тиносу-Брази, которые начинают собой платформенный склон Плоештинско-Фокшанской впадины. В его пределах выклиниваются сначала палеогеновые, а потом миоценовые (до сармата) отложения. Южнее линий выклинивания досарматских отложений находится уже Мизийская плита, в пределах которой сарматские отложения залегают непосредственно на меловых.

Плоештинская центрицираль Плоештинско-Фокшанской впадины содержит свыше 20 нефтяных и 25 газовых месторождений. Наиболее значительные нефтяные месторождения сконцентрированы в *Северо-Плоештинском ареале зон нефтегазоаккумуляции* (рис. 80). Здесь можно проследить несколько антиклинальных зон нефтегазоаккумуляции, из которых наиболее крупными являются *Подени-Морени*, состоящая из трех нефтяных месторождений (Гура-Окницей-Морени, Байкой-Цинтя, Подени-Веки).

Северо-Плоештинский ареал зон нефтегазоаккумуляции содержит залежи нефти во всех ярусах плиоценового возраста, а также в сарматских отложениях. Основные продуктивные толщи заключены в отложениях мэотического яруса, где выделяются четыре пласта, а также сарматского яруса, в котором находятся сравнительно крупные залежи нефти на месторождении Болдешти. Нефтегазоносность левантинских и дакийских отложений носит ярко выраженный производный характер. Залежи нефти и газа образовались в них за счет перетока нефти из залежей мэотических резервуаров, в которых нефть сингенетична вмещающему ярусу. Продуктивность понтических отложений весьма редка и незначительна из-за отсутствия коллекторов.

Для месторождений Северо-Плоештинского ареала зон характерны преимущественно тектонически экранированные залежи, в меньшей степени стратиграфически экранированные (на контакте продуктивных гельветских и мэотических отложений); на западе, где выклиниваются мэотические отложения, появляются литологически экранированные залежи.

В *Бузэуском ареале зон нефтегазоаккумуляции* нефтегазоносность различна для двух структурных зон — крупных складок и взбросовых складок. В первой выявлено шесть месторождений, нефтеносны мэотические, реже дакийские и понтические отложения. В зоне взбросовых складок продуктивен более широкий стратиграфический интервал — дакийский, мэотический, гельветский ярусы и олигоценый отдел.

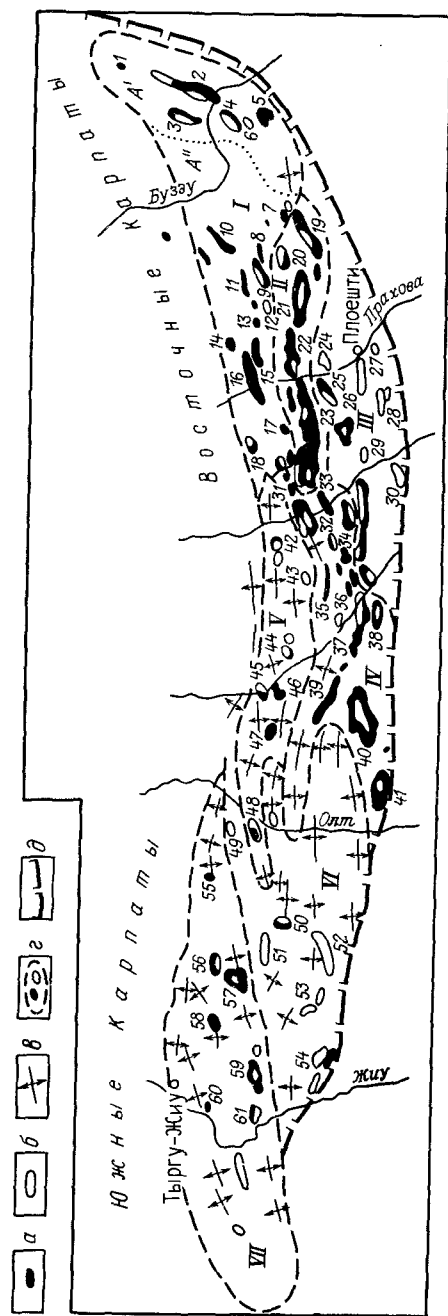


Рис. 80. Ареалы зон нефтегазоаккумуляции Плоештинско-Фокшанской впадины, Питештинского поднятия и Предкарпатского прогиба.

Месторождения: а — нефтяные, б — газовые; в — антиклиналь; г — границы ареалов зон нефтегазоаккумуляции; д — разлом Биешты-Тиносу. 1 — Бузэуский ареал зон нефтегазоаккумуляции; А' — зона крупных складок — месторождения: 1 — Бисока, 2 — Берка-Арбана, 3 — Платасу, 4 — Бэрбуцешти, 5 — Гуржана, 6 — Сарата-Монтегору; А'' — зона впадинных складок — месторождения: 7 — Тэтару, 8 — Матица-Подени-Ной, 9 — Пэкучешти, 10 — Сураини, 11 — Колпачи, 12 — Мэгуреле, 13 — Выхаеши, 14 — Косминэе, 15 — Кымпина-Гура-Дрэзэнесу, 16 — Буитери-Рунку, 17 — Колибаши, 18 — Вала-Решка. 19 — Северо-Плоештинский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 19 — Урлац-Чептура; 20 — Подени-Веки; 21 — Болдешти; 22 — Байкой-Цинтя; 23 — Морени-Гура-Окиней. 24 — Плоештинско-Бузэуский ареал газонакопления — месторождения: 24 — Аричешти; 25 — Марджинени; 26 — Мэнешти-Владени; 27 — Фразин-Брази; 28 — Фанта-Чебоая; 29 — Брагешти; 30 — Гура-Шуей. 31 — Питештинский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 31 — Шотынг; 32 — Драгомирешти; 33 — Теиш-Аниноса; 34 — Шуца-Сакз-Леордени; 35 — Лудешти; 36 — Глэмбочеу; 37 — Калинешти-Оаржа; 38 — Силишты-Чирешу; 39 — Слатиоаре; 40 — Ваца; 41 — Огешти. 42 — Северо-Питештинский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 42 — Боешти; 43 — Добрешти; 44 — Колибаши; 45 — Выхае; 46 — Меричани; 47 — Селунари; 48 — Вэбени. 49 — Ареал газонакопления Градишты-Затрени — месторождения: 49 — Кэзиешти; 50 — Ромэнешти; 51 — Градишты; 52 — Затрени; 53 — Хурезани; 54 — Биешты. 55 — Выхаеши; 56 — Алуну; 57 — Бустукини; 58 — Колибаши; 59 — Циклени; 60 — Тиргу-Жу; 61 — Выхае.

Здесь открыто 15 месторождений, однако месторождения за небольшим исключением имеют небольшие запасы нефти.

Платформенное крыло Плоештинской центриклинали характеризуется повышенной газоносностью плиоценовых отложений. Известные газовые месторождения (Букшани, Аричешти, Марджинени, Моаре, Власней, Берейтару, Болду и др.) образуют протяженный *Плоештинско-Бузэуский ареал зон газонакопления*.

На западе в районе г. Питешти Плоештинская центриклиналь ограничивается погребенным Питештинским поднятием. Последнее представляет собой сравнительно узкую, приподнятую по палеогеновым отложениям зону, протягивающуюся от района южнее г. Кымпина на г. Питешти и западнее.

Северо-западный склон Питештинской зоны погружается в Северо-Питештинскую впадину, а восточный — в Кымпинскую. Последняя представляет собой внутреннюю часть складчатого борта Предкарпатского прогиба в его широтной части. Для разреза отложений, слагающих Питештинскую зону, характерно полное выпадение сарматских отложений, иногда всего миоцена, а под г. Питешти — и мэотических отложений. Гельветские породы появляются в этой зоне лишь в виде маломощных толщ, заполняющих впадины в рельефе олигоценовой кровли. Питештинское поднятие может быть представлено как сложная антиклинальная зона с размытым до олигоцена ядром. Наиболее приподнятая часть зоны находится западнее г. Питешти под сел. Слатиоаре, где на небольшой площади под плиоценовыми осадками вскрываются эоценовые отложения.

На поверхности Питештинское поднятие проявляется исключительно сложной тектоникой, характеризующейся значительным развитием сбросовых нарушений, в результате чего площади структурных поднятий превращаются в систему различным образом сопряженных блоков. Сеть разрывов образуется в результате пересечения нарушений двух основных направлений: северо-восточного и широтного.

Для палеогеновых отложений Питештинской зоны характерны крутые углы падения пластов. Плиоценовые отложения, наоборот, имеют сравнительно пологие углы падения, но сильно нарушены сбросами и взбросами.

В пределах Питештинского поднятия нефтегазоносны гельветские и мэотические отложения и лишь на одном месторождении — Теиш-Аниноса — выявлена небольшая газовая залежь газа в дакийском ярусе.

Известные здесь сравнительно небольшие нефтяные месторождения группируются в *Питештинский ареал*, состоящий из двух антиклинальных зон нефтегазоаккумуляции: восточной и западной. *Восточно-Питештинская зона* объединяет нефтяные месторождения, связанные с типичными для Питештинского поднятия структурными формами блокового строения (месторождения Теиш-Аниноса, Драгомирешти, Лудешти и др.). Продуктивны мэотические и гельветские песчаники. Залежи нефти преимущественно тектонически экранированные. *Западно-Питештинская зона* объединяет несколько небольших месторождений (Слати-

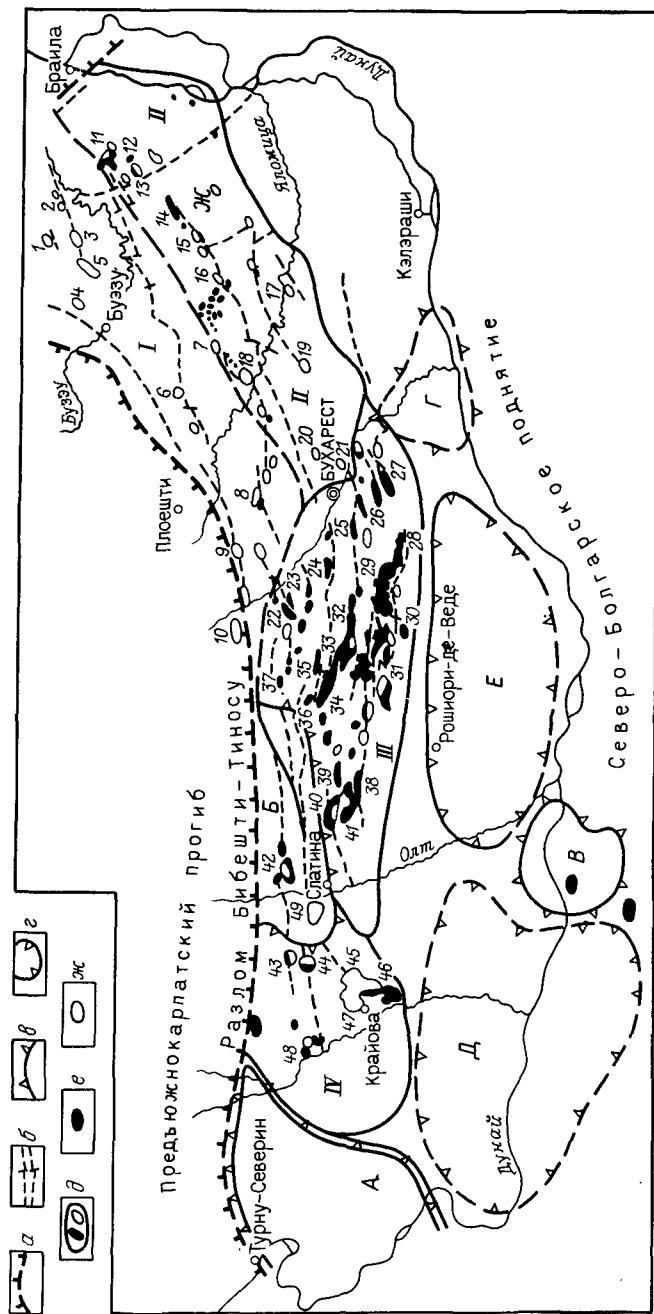


Рис. 81. Ареалы зон нефтегазоаккумуляции Кариатско-Балканской впадины:

а — разлом; б — сброс; в — поднятие; А — Страхайское; Б — Опташско-Слатинское; В — Плевенско-Корбайское; Г — Олтеница-Кэлэрашское; 2 — впадины: Д — Яомская; Е — Рошнорская; Ж — Урзичени-Кэлэрашская; 8 — ареалы зон нефтегазоаккумуляции; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые. 1 — Плоештинско-Бузууский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 1 — Болду; 2 — Балта-Алба; 3 — Гергяса; 4 — Бобоку; 5 — Рошнор; 6 — Берейтару; 7 — Гырбови; 8 — Моаре-Власей; 9 — Вилчурешти; 10 — Гура-Шуцей. 11 — Бухарестско-Бранковский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 11 — Опришнешти; 12 — Бордей-Верде; 13 — Перимору; 14 — Джуруряну; 15 — Падина; 16 — Брэгэраш; 17 — Орезу; 18 — Урзичени; 19 — Илина; 20 — Козини; 21 — Попешти. 22 — Бухарестско-Бухарестский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 22 — Бринковяну; 23 — Петрешти-Корби-Мари; 24 — Стоенешти; 25 — Гэздинари; 26 — Брагадиру; 27 — Новаци; 28 — Бэлэра; 29 — Виделе-Бажешти; 30 — Талпа; 31 — Хырешти; 32 — Картожани; 33 — Прояжа; 34 — Главачок; 35 — Глоговяну; 36 — Извору-Штефенел-Маре; 37 — Думброва-Норд; 38 — Туфени; 39 — Бырла-Калдарау; 40 — Чурешти-Норд; 41 — Чурешти-Зед. 42 — Крайковский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 42 — Оперу; 43 — Фурешти; 44 — Янку-Жану; 45 — Герешти; 46 — Мару-Марс; 47 — Самик; 48 — Брэдешти; 49 — Стрэжешти.

оареле, Ваца, Отешти), расположенных на южном склоне Питештинского поднятия. Структуры месторождений здесь менее нарушены разрывами и более пологие, чем в Восточно-Питештинской зоне.

Карпатско-Балканская впадина (Мизийская плита) представляет собой наиболее крупный структурный элемент Предкарпатско-Балканского НГБ (рис. 81). На севере впадины располагается узкий Предъюжнокарпатский прогиб, на юге — Северо-Болгарское поднятие, примыкающее к Балканам, и сложно построенная, наиболее прогнутая по фундаменту срединная часть Карпатско-Балканской впадины. От Предъюжнокарпатского прогиба плита отделена разломом Бибешти-Тиносу. Фундамент плиты имеет байкальский возраст.

Предъюжнокарпатский прогиб начинается на востоке с Северо-Питештинского прогиба, южное крыло которого образовано северным склоном Питештинского поднятия, а северное — склоном Фэгэрашского кристаллического массива Южных Карпат. Западная часть его выделяется под названием Гетского прогиба.

Донеогеновая структура Предъюжнокарпатского прогиба принадлежит западному погребенному здесь продолжению Восточных Карпат. Нижняя часть прогиба образована, вероятно, юрскими отложениями, расположенными на древнем кристаллическом фундаменте.

Неогеновые отложения прогиба начинаются с маломощной толщи бурдигальских конгломератов, залегающих на свите Пучосы олигоценного возраста. Гельветский ярус представлен сероцветной песчано-глинистой толщей мощностью до 1,5 км, тортонский — терригенной толщей мощностью до 400 м. В сарматских отложениях выделяются нижняя, преимущественно песчаниковая толща мощностью до 100 м, и верхняя, преимущественно глинистая толща мощностью свыше 500 м. Плиоценовые отложения Предъюжнокарпатского прогиба весьма сходны по составу с таковыми Северо-Плоештинского крыла Плоештинской центриклинали. Мощность их достигает 2,1 км, в том числе на мезотический ярус приходится около 1 км.

В структуре Предъюжнокарпатского прогиба прослеживается ряд антиклинальных зон, некоторые из них нефтегазоносные. Степень выраженности антиклиналей различна — от пологих платформенных поднятий на юге, слабо группирующихся в системы, до хорошо выраженных протяженных антиклиналей, отраженных в рельефе предгорной части Южных Карпат.

В Гетском прогибе прослеживается не менее восьми антиклинальных линий, вытянутых в субширотном направлении. Две наиболее северные линии (Слатиора-Говора и Сачел-Чокадия) сильно обнажены, несут многочисленные нефтегазопроявления, но скоплений нефти (газа) не содержат. Крупная антиклинальная зона нефтегазоаккумуляции располагается в средней части Гетского прогиба. В зоне выделяются сравнительно крупными размерами месторождения нефти Былтени и Циклени (см. рис. 80). Структуры месторождений представляют пологие в плиocene и более крутые в миоцене брахиантиклинали, нарушен-

ные рядом сбросов. Продуктивны мезотические (газ), сарматские и гельветские отложения. Последние на месторождении Циклени содержат восемь залежей. На обоих месторождениях залежи газа в мезотисе пластовые сводовые, залежи нефти в миоцене стратиграфически и тектонически экранированные. По поперечному сбросу восточная часть зоны несколько смещена на юг. В этой части зоны известны два небольших месторождения: газовое — Соку (залежь в мезотисе) и конденсатногазовое Бустукини с залежью в гельветских песчаниках. Зоны нефтегазонакопления объединяются в *Былтенинский ареал зон нефтегазонакопления* (см. рис. 80).

На востоке Предъюжнокарпатского прогиба выделяются два протяженных ареала зон нефтегазонакопления — Градиштя-Затрени и Северо-Питештинский (см. рис. 80). *Ареал зон Градиштя-Затрени* включает 11 месторождений, из которых восемь газовых и три газонефтяных.

В *Северо-Питештинском ареале зон нефтегазонакопления* продуктивны отложения сарматского и гельветского возраста.

В пределах Предъюжнокарпатского прогиба известно свыше 15 нефтяных и 15 газовых месторождений.

Срединная часть Карпатско-Балканской впадины сложена палеозойскими, мезозойскими и сарматско-плиоценовыми породами. Разрез начинается с кварцитов и сланцев кембрия и ордовика мощностью до 1100 м. На них трансгрессивно залегают глинистые сланцы силурийского возраста мощностью до 500 м. Девонские отложения начинаются с терригенной толщи нижнего и нижней части среднего девона и завершаются карбонатной толщей верхов среднего и верхнего девона. Максимальная мощность девона 2,5 км. Каменноугольные отложения представлены в нижнем отделе известняками и доломитами, которые выше сменяются терригенной толщей с прослоями ангидритов и пластами угля в средней части. Мощность карбона до 1,5 км. Пермские отложения представлены глинисто-песчаными образованиями с прослоями ангидритов и покровами порфиров. Мощность их 500—1000 м, на юге впадины увеличивается до 2 км.

Триасовые отложения залегают трансгрессивно на породах различных систем палеозоя. Нижний триас сложен красноцветными песчано-глинистыми породами мощностью до 1 км, средний — известняками и доломитами мощностью 100—1000 м, верхний — в нижней части карбонатными, в верхней части красноцветными терригенными породами общей мощностью 200—1000 м. Мощность юрских отложений достигает 2400 м, образованы они в нижнем отделе угленосными карбонатно-терригенными породами, в среднем отделе — глинисто-песчаными, а в верхнем — карбонатными породами.

На юге (в Болгарии) мощность верхнеюрских известняков и доломитов возрастает до 2,5 км. Меловые образования мощностью до 1 км в нижнем отделе сложены преимущественно карбонатными породами, а в верхнем отделе представлены мергелистой толщей.

На размытой поверхности меловых отложений залегают преимущественно карбонатные породы сарматского яруса мощностью 190—550 м.

Последние с размывом перекрываются понтическими и более молодыми отложениями плиоценового отдела мощностью 200—400 м.

Основной структурный план срединной части Карпатско-Балканской впадины определяется рядом крупных выступов фундамента, которые прослеживаются от г. Турну-Северин на западе до Дуная на востоке. Выступы хорошо проявляются в доюрском плане залеганием юрских пород непосредственно на палеозойских. Выделяются поднятия (с запада на восток): Стрехайское, Опаешко-Слатинское, Олтеница-Кэлэрашское, расположенное юго-восточнее Бухареста. Последнее ограничивается с севера Урзичени-Кэлэрашской впадиной, наиболее четко выраженной в палеозойских отложениях.

Южнее сводов находятся впадины: Бейлештинская, Рошиорская (Александрийская) и грабенообразная Тутраканская, выполненная преимущественно триасовыми отложениями. Рошиорская впадина с юга ограничивается Плевенско-Корабийским поднятием. На Опаешко-Слатинском поднятии фундамент залегает на глубине 2 км. В своде его нижнепалеозойские отложения перекрываются пермскими, а местами юрскими, на склонах появляются каменноугольные и девонские.

На Стрехайском поднятии фундамент находится на глубине 3—5 км. В своде его ордовикские породы перекрываются юрскими. Плевенско-Корабийское поднятие хорошо выражено в отложениях триаса, по которому амплитуда его составляет около 200 м.

Средняя часть Карпатско-Балканской впадины содержит свыше 70 нефтяных и газовых месторождений, расположенных преимущественно на юго-восточном и восточном склонах Опаешко-Слатинского поднятия, на северном склоне Олтеница-Кэлэрашского поднятия и в Урзичени-Кэлэрашской впадине.

Месторождения приурочены к пологим платформенным поднятиям. Некоторые из этих поднятий, выраженные в сарматско-плиоценовых отложениях, отражают эрозионные выступы в рельефе меловых отложений. Месторождения объединяются в три основных ареала зон нефтегазонакопления, протягивающиеся в широтном направлении от г. Крайова на западе почти до г. Браила на востоке. Продуктивны девонские, нижне-, средне- и верхнетриасовые (нефть), сарматские, мезотические и понтические отложения (газ) на западе, среднеюрские, неокомские, аптские, альбские, сарматские и мезотические отложения на востоке.

Крайний западный *Крайовский ареал зон нефтегазонакопления* расположен на западном склоне Опаешко-Слатинского поднятия и содержит 10 нефтяных и газовых месторождений с газонефтеносными песчаниками и доломитами триасового возраста (месторождения Опорелу, Брэдешти, Янку-Жиану и др.) и песчаниками среднеюрского возраста (месторождения Сымник, Янку-Жиану, Опорелу и др.). Залежи нефти и газа в триасовых отложениях находятся на глубине 2200—3370 м. Здесь же известно несколько значительных залежей газа в плиоценовых песчаниках (Сымник, Герчешти, Стрэжешти). На место-

рождении Малу-Маре нефтеносны среднеюрские песчаники, залегающие на известняках триаса, образующие единую массивную залежь. На месторождении Бибешти-Булбучени, расположенном на северной окраине Крайовского ареала, нефтеносны доломиты девонского возраста на глубине 4872 м. На этой же антиклинали нефтеносны триасовые известняки и сарматские песчаники (нефть и газ).

Более крупный *Слатина-Бухарестский ареал зон нефтегазонакопления* (свыше 20 месторождений, преимущественно нефтяных) расположен на склоне Опташко-Слатинского поднятия на погружении его в Рошиорскую впадину. Преимущественно нефтеносны в пределах всего ареала трещиноватые известняки нижнего мела и песчаники сармата и тортона, а на востоке ареала на 11 месторождениях — также известняки альбского возраста. Здесь выделяются своими размерами месторождения Виделе-Блэжешти, Картожани, Пряжба, Бырла-Кэлдарару. На месторождении Виделе-Блэжешти нефтегазовая залежь в сарматских отложениях литологически ограниченная, шнуговая.

На северо-западе в Урзичени-Кэлэрашской впадине протягивается в северо-восточном направлении *Бухарестско-Браиловский ареал зон нефтегазонакопления*, содержащий свыше 20 месторождений. Для него характерна повышенная газоносность, связанная с песчаниками мэотического, понтического и дакийского возраста. Здесь же на ряде месторождений установлена нефтегазоносность нижнемеловых, альбских и сармат-тортонских пород.

На юге Мизийской плиты находится крупное Северо-Болгарское поднятие. Оно протягивается перед фронтом Балкан и четко проявляется обширной площадью выходов на поверхность меловых отложений. Поднятие имеет резко выраженное блоковое строение. На востоке его в наиболее приподнятых блоках резко сокращен стратиграфический диапазон отложений. Так, на приподнятом с амплитудой до 2,5 км Ветринско-Толбухинском блоке на глубине 750—800 м под верхнеюрскими породами вскрыты девонские отложения. От Балканской складчатой области Северо-Болгарское поднятие отделяется узкой Предбалканской активизированной зоной, выраженной линейной складчатостью.

На востоке Северо-Болгарское поднятие ограничено Толбухинским разломом с амплитудой более 2 км, восточнее которого находится Западно-Черноморский НГБ. На западе Северо-Болгарское поднятие через пологую Искырско-Янтенскую моноклинали сочленяется с крупной Ломской впадиной, где фундамент погружается до 6 км. Для Ломской впадины характерно появление в разрезе палеогеновых и тортонских отложений, что отличает ее от сопряженных с ней впадин срединной части Карпатско-Балканской впадины (Рошиорской на западе и Урзичени-Кэлэрашской на северо-западе). Разрез отложений Ломской впадины изучен до глубины 4031 м, где вскрыты среднетриасовые известняки.

Ломская впадина, а также Предбалканская активизированная зона являются нефтегазоносными; в пределах Северо-Болгарского поднятия промышленная нефтегазоносность не установлена.

В Ломской впадине нефтегазоносны известняки и доломиты триаса

и нижней юры. Известные здесь месторождения (Долни-Дыбникское, Горни-Дыбникское, Деветакское и др.) расположены на восточном крыле Ломской впадины или соответственно на западном крыле Плевенско-Корабийского поднятия. Структуры месторождений выражены только в домеловых отложениях. На месторождениях Долни-Дыбник и Деветакском нефтеносны и газоносны (конденсатногазовые залежи) известняки и доломиты среднего и верхнего триаса на глубине 3000—3490 м, на месторождении Горни-Дыбник нефтеносны доломиты среднего триаса (3350—3490 м).

В Предбалканской активизированной зоне открыто одно Чиренское конденсатногазовое месторождение, расположенное на западе зоны. Структура его представляет собой брахиантиклиналь (15 км × 7 км). Массивная залежь охватывает отложения триаса и нижней юры на глубине 1630—1965 м.

Предкарпатско-Балканский НГБ, насчитывающий свыше 210 месторождений нефти и газа (газовых 51), представляет собой пример сложно построенного бассейна с широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, с достаточно хорошо выраженной пространственной дифференциацией скоплений нефти и газа.

Северо-Предкарпатский нефтегазоносный бассейн

Северо-Предкарпатский НГБ расположен на месте краевых прогибов Западных Карпат и северной (украинской) части Восточных Карпат и прилегающего склона палеозойской платформы. На западе краевой прогиб Западных Карпат через узкий неглубокий пролив между Чешским массивом, Карпатами и Альпами соединяется с Предальпийским НГБ.

Украинская (субмеридиональная) часть бассейна¹ состоит из складчатого и платформенного бортов, в широтной (польской и чехословацкой) предзападнокарпатской его части складчатый борт местами полностью скрыт под надвигом Западных Карпат (Жданицко-Силезским на западе, Силезским — в средней части и зоной Скиб на востоке), амплитуда которого достигает 40 км.

Складчатый борт украинской части бассейна сложен миоценовыми (досарматскими) палеогеновыми и меловыми породами мощностью свыше 6 км, дислоцированными в систему сильно сжатых изоклинальных складок, осложненных надвигами и рассеченных поперечными разрывами. Надвиги расчленяют складки на погружающиеся ступени (на юго-запад) структурные этажи.

На юго-востоке Предвосточнокарпатский прогиб осложнен поперечным Буковинским поднятием, на месте которого складчатый борт бассейна частично выклинивается за счет сокращения числа структурных зон и надвигается непосредственно на платформенный борт прогиба. Буковинское поднятие отделяет Северо-Предкарпатский бассейн от смежного Предкарпатско-Балканского.

¹ Для целостности описания бассейна приводятся краткие сведения о его части, расположенной на Украине.

Платформенный борт бассейна сложен палеозойскими, мезозойскими и миоценовыми отложениями.

На западе палеозойские отложения образуют складчатое основание платформенного борта бассейна. От кембрия до нижнего девона включительно разрез представлен преимущественно терригенными породами, выше — преимущественно карбонатными. Мощность палеозойских отложений 2—6,5 км, причем большая ее часть приходится на отложения девона и карбона. Палеозойские отложения сильно дислоцированы и рассечены на ряд блоков, сильно размыты и перекрыты пологозалегающими мезозойскими и кайнозойскими отложениями.

Мезозой начинается с триасовой системы: нижний отдел — пестроцветные терригенные породы с редкими прослоями известняков, вверху гипсов; средний отдел — известняки, мергели со слоями ангидритов; верхний отдел — терригенные породы. Мощность триаса не превышает 1 км.

Юрские отложения развиты в пределах всего платформенного борта бассейна. В широтной (польской) его части разрез юры начинается с маломощной толщи (до 70 м) пестроцветных терригенных пород лейаса, которые отсутствуют в украинской части бассейна. Среднеюрские отложения образованы терригенными породами и наиболее полно представлены в украинской части бассейна, где их мощность достигает 500 м (в польской части бассейна до 180 м). Верхнеюрские отложения состоят преимущественно из карбонатных пород. Мощность их в польской части бассейна превышает 1 км, в украинской сильно изменчива, максимальная 1,5 км.

Меловая система на платформенном борту бассейна представлена только верхним отделом. В широтной части склона меловые отложения развиты только на востоке и мощность их не превышает 500 м. В составе меловых отложений преобладают карбонатные породы над терригенными, особенно в верхней части.

Размытая поверхность меловых отложений платформенного борта бассейна перекрывается тортонскими, иногда гельветскими отложениями мощностью до 2 км. Тортонские отложения представлены преимущественно глинами с редкими прослоями песчаников, иногда конгломератов. В кровле нижнего тортона находится гипс-ангидритовый горизонт мощностью около 30 м, в подошве развиты литотамниевые известняки.

Разрез миоценовых отложений завершается мощной (до 3 км) песчано-глинистой толщей раннесарматского возраста (дашавская свита на Украине и волинские слои в Польше), залегающей с разрывом на тортонских породах.

В широтной части бассейна в структуре платформенного борта и прилегающего склона эпибайкальской платформы можно выделить (с запада на восток) следующие элементы.

1. Юго-восточный склон Чешского массива; для разреза фанерозоя характерно выпадение нижнепалеозойских, пермских, триасовых и сарматских отложений.

2. Силезская впадина (каменноугольный бассейн); нижнемиоцено-

вые отложения залегают непосредственно на верхнекаменноугольных породах, а девонские — на дислоцированных кембро-силурийских и более древних отложениях.

3. Краковское поперечное поднятие; на небольшой глубине залегают нижнепалеозойские отложения, а местами под мезозойскими образованиями вскрываются докембрийские.

4. Мехувская впадина, выраженная в мезозойских, каменноугольных и девонских отложениях, с сокращенным разрезом неогеновых отложений, вытянутая в северо-западном направлении.

5. Лежайский (Нижнесанский) массив, расположенный на юго-восточном погружении Свентокшиского горноскладчатого сооружения; на докембрийских метаморфических и кристаллических породах залегают мощная толща миоценовых отложений.

Нефтегазоносность Северо-Предкарпатского НГБ связана с отложениями всего фанерозоя, но основные запасы газа приурочены к миоценовым, меловым и юрским отложениям, а нефти — к палеогеновым породам.

Нефтяные залежи бассейна размещены на складчатом борту преимущественно в природных резервуарах палеогенового, в меньшей степени раннемиоценового и мелового возраста; газовые скопления размещены на платформенном борту и связаны с отложениями миоценового, мезозойского, в меньшей степени палеозойского возраста.

Месторождения нефти складчатого борта украинской части НГБ группируются в *Бориславско-Покутский ареал*, состоящий из семи наклоненных, иногда лежащих антиклинальных зон, подсеченных надвигами и разделенных поперечными разрывами. В Бориславско-Покутском ареале известно свыше 25 нефтяных месторождений с продуктивными пластами песчаников палеогенового возраста, в меньшей степени мелового.

В пределах платформенного склона бассейна выделяется несколько ареалов зон нефтегазоаккумуляции. На крайнем западе, где платформенный склон бассейна опирается на юго-восточный склон Чешского массива, может быть выделен *Южно-Моравский ареал зон нефтегазоаккумуляции*. В ареале выявлено девять месторождений (пять газовых, четыре нефтяных), из которых только три расположены перед Краевым надвигом, а остальные под краевым Жданицко-Силезским покровом. Продуктивные кора выветривания гранитов протерозоя (газонефтяное месторождение Лубны) под Жданицко-Силезским покровом, известняки средне-, позднедевонского и позднеюрского возраста, песчаники эоценового, олигоценного, бурдигальского и гельветского возраста. На месторождении Немчицки конденсатногазовая залежь в девонских отложениях находится на глубине 5 км.

Южно-Моравский ареал отделен от следующего на восток *Моравско-Силезского ареала зон газонакопления* несколькими поперечными разломами. Ареал расположен в краевой южной части Силезской впадины (рис. 82). Известные здесь газовые месторождения (свыше 10) связаны с гельветскими и тортонскими песчаниками. На небольшом

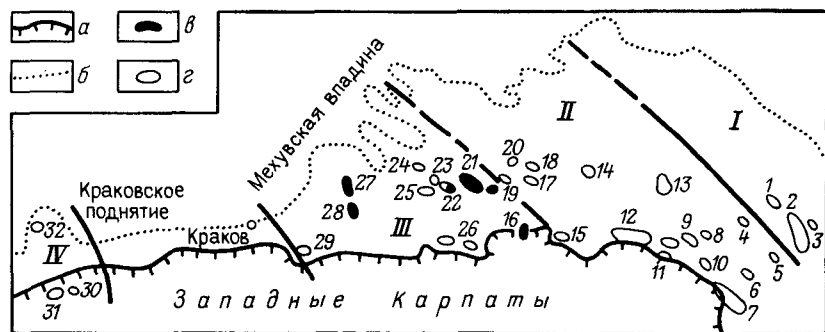


Рис. 82. Предзападнокарпатская часть Северо-Предкарпатского НГБ.

а — фронтальная часть надвига Западных Карпат; *б* — северная граница распространения мезокайнозойских отложений; месторождения: *в* — нефтяные, *г* — газовые.
 I — Рудки-Любачувский ареал зон газонакопления — месторождения: 1 — Ушковце; 2 — Любачув; 3 — Цетина.
 II — Лежайско-Пшемьсльский ареал зон газонакопления — месторождения: 4 — Воля-Рышкова; 5 — Залазье; 6 — Задомброве; 7 — Пшемьсль-Яксманце; 8 — Ярослав; 9 — Миронин; 10 — Рокетница-Прухник; 11 — Каньчуга; 12 — Альбигова; 13 — Жолыня-Лежайск; 14 — Воля-Ранхувская; 15 — Сендзжув; 17 — Нивиска; 18 — Тшесник; 19 — Войслав; 20 — Смочка.
 III — Тарнувско-Бохненский ареал зон нефтегазонакопления — месторождения: 16 — Дембрица; 21 — Партия; 22 — Домброва-Тарновска; 23 — Сважув; 24 — Мендехув; 25 — Жабно; 26 — Ладна; 27 — Плавовице; 28 — Гробла; 29 — Бохня.
 IV — Моравско-Силезский ареал зон газонакопления — месторождения: 30 — Погуж; 31 — Дембовец; 32 — Маркловице.

месторождения Маркловице газоносны верхнекаменноугольные месторождения на глубине 300 м. Большая часть месторождений находится под Жданицко-Силезским покровом. С востока рассматриваемый ареал ограничен Краковским поперечным поднятием.

Тарнувско-Бохненский ареал зон нефтегазонакопления расположен между Краковом и Мелецком. Основанием ареала является Мехувская впадина. В ареале выявлено свыше 20 преимущественно газовых месторождений, из которых лишь несколько расположены под покровом. Продуктивны девонские (газ), верхнетриасовые (газ), верхнеюрские (нефть и газ), верхнемеловые (нефть и газ), тортонские (газ), сарматские (газ) отложения. Наиболее крупные месторождения нефти — Гробла и Плавовице (песчаники сеномана и известняки мальма на глубине 400—800 м).

Лежайско-Пшемьсльский ареал зон газонакопления расположен на месте Лежайского массива и его юго-восточного погружения, где он ограничивается южным окончанием системы разломов Воля-Рышкова.

В Лежайско-Пшемьсльском ареале выявлено около 40 газовых месторождений. В центре ареала отчетливо выделяется наиболее крупная зона газонакопления Пшемьсль-Яксманце-Альбигова. Газоносность в ареале связана с тортонскими и сарматскими песчаниками.

Рудки-Любачувский ареал зон газонакопления протягивается вдоль северо-восточной окраины платформенного борта Северо-Предкарпатского НГБ. Он включает свыше 20 газовых месторождений с залежами преимущественно в сарматских и тортонских отложениях. Известны залежи газа в известняках верхней юры (Цетина, Тарнув, Дембовец).

Бжезувка, Любачув и др.). На месторождении Любачув в известняках юры газовая залежь имеет небольшую оторочку нефти. На месторождениях Ушковце, Цетина выявлены скопления газа в кембрийских, ордовикских и силурийских отложениях.

Газ всех месторождений платформенного борта бассейна содержит 97—99% метана, 0,2—0,4% тяжелых углеводородов.

Структурные формы месторождений газа представлены двумя основными типами: пологими брахиантиклиналями в неогеновых отложениях и структурами облекания юрских и меловых эрозионных выступов. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, в частности покровами, реже литологически экранированные.

Всего в пределах платформенного склона бассейна открыто 83 газовых, 12 нефтяных и газонефтяных и три конденсатногазовых месторождения.

Северо-Предкарпатский НГБ достаточно хорошо изучен. В его пределах пробурено 50 параметрических скважин. Глубина большей части скважин, пробуренных в последние годы, 4—5 км.

Предальпийский нефтегазоносный бассейн

Предальпийский НГБ расположен на территории южной части ФРГ (Вюртемберг, Бавария), Западной Австрии и Восточной Швейцарии (рис. 83).

Бассейн занимает предгорный складчатый прогиб Альп и прилегающую южную часть эпигерцинской платформы. Южное обрамление бассейна образовано высокими складчатыми сооружениями Альп, северный край которых надвинут на Краевой прогиб. Соответственно граница бассейна скрыта под надвигом.

Северо-восточная граница НГБ проходит по системе молодых кулисообразно расположенных разломов герцинского простираения, окаймляющих с юго-запада выступ фундамента Богемского массива. Амплитуда разрывов достигает 1 км. На крайнем юго-востоке Предальпийский НГБ через узкий пролив сообщается с Северо-Предкарпатским НГБ.

Северо-западная граница бассейна также на большом протяжении образована системой молодых разломов, но уже рейнского простираения, отделяющих бассейн от выступов фундамента в Оденвальде, Шпессарте и Шварцвальде, а между ними — от Рейнского НГБ. На юго-западе бассейн клинообразно замыкается на месте сочленения Западных Альп и Юрских гор. На севере на месте Шпессарт-Рейнского выступа фундамента обе системы разломов смыкаются, образуя северную границу бассейна.

В этих границах Предальпийский бассейн имеет длину почти 500 км и максимальную ширину (на юге) 500 км.

Платформенный борт бассейна представляет собой моноклиаль с фундаментом, сложенным породами от кристаллических докембрийских до сильно дислоцированных раннекаменноугольных. С поверхности

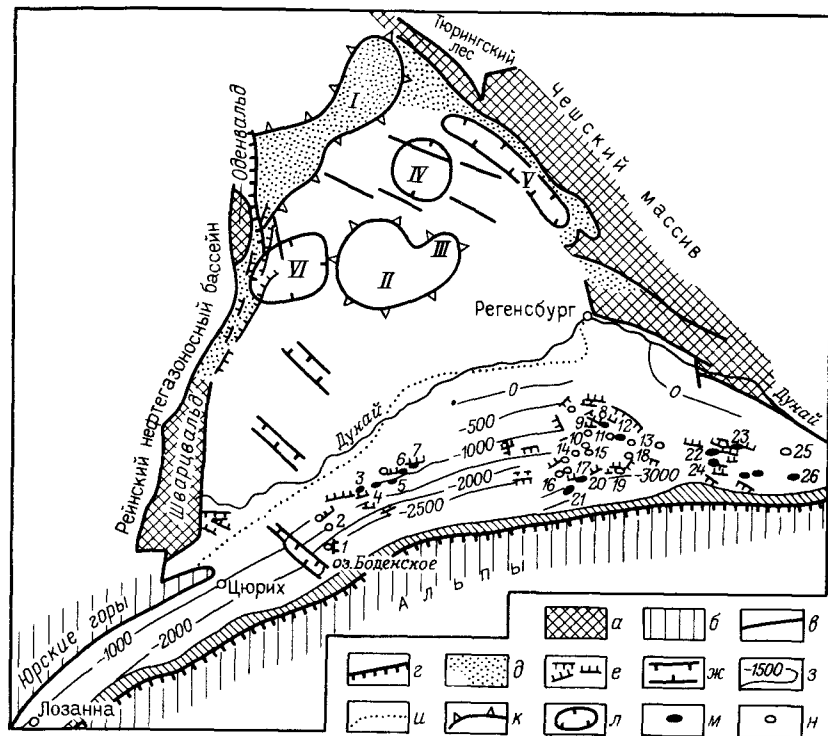


Рис. 83. Предальпийский НГБ:

а — выступы палеозойского фундамента; б — горные сооружения Альп и Юры; в — разломы; г — Главный альпийский надвиг; д — аккреционная зона; е — сбросы; ж — грабены; з — схематические изогипсы подошвы кайнозойских отложений; м: и — северная граница распространения молассы; к — своды и поднятия: I — Шпессарт-Рейское, II — Франкский, III — Ансбахский; л — прогибы: IV — Швейнфуртский, V — Франконского Альба, VI — Франкский; месторождения: м — нефтяные, н — газовые.

Западно-Баварский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 1 — Пулленсдорф; 2 — Френхофен; 3 — Эливанген; 4 — Меншрот; 5 — Хеймертинген; 6 — Лаубен; 7 — Арлесрид.

Восточно-Баварский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 8 — Вельден; 9 — Дорфен; 10 — Изен; 11 — Штейнхирхен; 12 — Амфиг; 13 — Генсдорф; 14 — Анцинг; 15 — Альбахинг; 16 — Вольфсберг; 17 — Моозах; 18 — Одгессен; 19 — Бисерванг; 20 — Аслинг; 21 — Хоенрайн.

Верхнеавстрийский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 22 — Кохлет; 23 — Рид; 24 — Пухкирхен; 25 — Велс; 26 — Фойтсдорф.

моноклиналь представлена на севере и северо-западе триасовыми отложениями, которые на юге и востоке окаймляются обширными выходами юры. Южнее последних (за Дунаем) простирается обширное поле развития мощной олигоцен-неогеновой молассы, выполняющей передовую прогиб Альп. В пределах этого прогиба выделяется широкая внешняя (платформенная) часть и узкая внутренняя — складчатая зона. Сочленяются эти части прогиба через надвиг или флексуру.

Осадочный чехол платформенного склона бассейна начинается с пермских отложений мощностью до 1,5 км. В нижней части они представлены красноцветной терригенной толщей мощностью до 1 км, выше которой залегают соленосные отложения цехштейна мощностью до

500 м с базальным пластом конгломерата мощностью до 46 м. В разрезе цехштейна выделяются соленосные серии, известные в Центрально-европейском НГБ, но с сокращенной мощностью. Мощность триасовых отложений не более 1,5 км. Нижний и средний ярусы нижнего отдела триаса сложены пестроцветными терригенными породами, верхний (рёт) — пестроцветными соленосными терригенно-карбонатными породами. Мощность нижнего триаса достигает 700 м и уменьшается в южном направлении. Средний триас представлен соленосными карбонатными породами мощностью до 270 м, верхний триас — соленосной терригенно-карбонатной толщей мощностью до 450 м.

Верхнепермские и триасовые отложения образуют нижний структурный этаж платформенного чехла.

Второй структурный этаж образован отложениями юрского возраста. Верхний отдел системы сложен преимущественно оолитовыми известняками и доломитами, доггер — главным образом терригенными породами, лейас — карбонатно-терригенными породами. Мощность юрской системы 650—800 м.

Терригенно-карбонатные породы мелового возраста мощностью более 1 км образуют третий структурный этаж, развитый лишь на юго-востоке бассейна.

Меловые отложения перекрываются толщей литотамниевых известняков эоценового возраста мощностью до 90 м. Молассовый комплекс, слагающий южную часть бассейна, образован мощной толщей обломочных пород олигоцена, неогена и антропогена мощностью свыше 3,5 км. Для неогенового периода характерно образование базальтовых покровов, иногда крупных жил и небольших трубок взрыва, развитых на севере бассейна.

Современный структурный план платформенного склона бассейна характеризуется значительной расчлененностью, значительным развитием разнонаправленных разломов (герцинского, рудногорского, рейнского простирания).

Наиболее крупными структурными элементами платформенного борта являются своды Франкский и Ансбахский и прогибы Франкский и Франконского Альба.

Складчатый борт бассейна протягивается неширокой — не более 25 км — полосой дислоцированных в систему узких глубоких синклиналей, наклоненных на север и разделенных крутыми надвигами. Синклинали выполнены аквитанскими и олигоценowymi отложениями. С юга на них надвинуты сложные чешуи флиша Альп (гельветские покровы). Севернее интенсивность дислокаций быстро ослабевает, складки расчленяются на широкие антиклиналы и синклинали, надвиги сменяются продольными и поперечными сбросами.

Нефтегазоносность бассейна выявлена в 1953 г. в пределах южной окраины платформенного склона молассового прогиба. Эта часть прогиба осложнена продольными сбросами, не выходящими из палеогеновых отложений, с плоскостями сбрасывания, наклоненными как на юг (преимущественно), так и на север. Образовавшиеся при этом горсто-

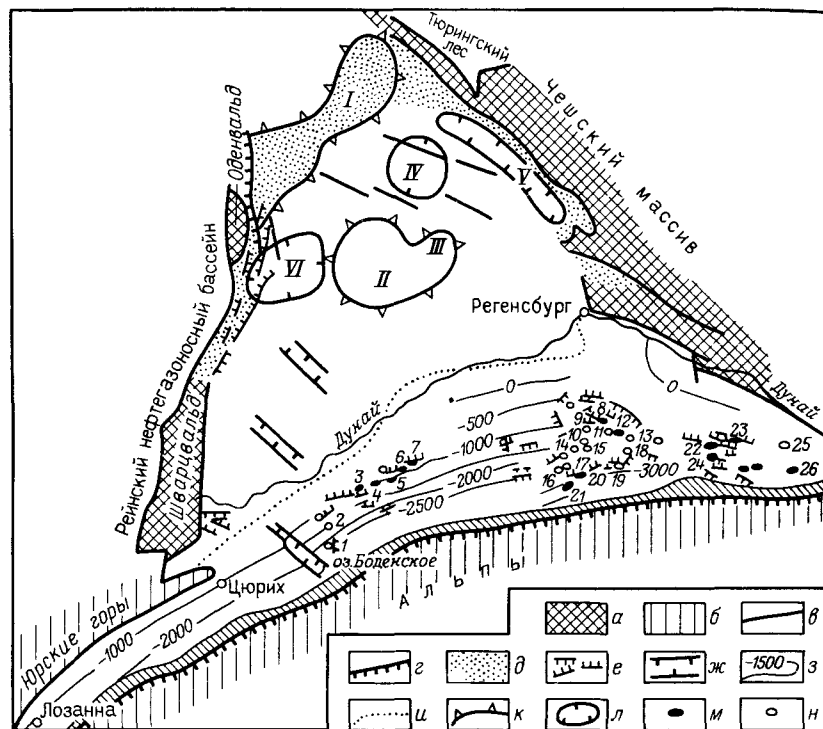


Рис. 83. Предальпийский НГБ:

а — выступы палеозойского фундамента; б — горные сооружения Альп и Юры; в — разломы; г — Главный альпийский надвиг; д — аконсервационная зона; е — сбросы; ж — грабены; з — схематические изогипсы подошвы кайнозойских отложений, м, и — северная граница распространения молассы; к — своды и поднятия; I — Шпессарт-Ренское, II — Франкский, III — Ансбахский; л — прогибы; IV — Швейнфуртский, V — Франконского Альба, VI — Франкский; месторождения: м — нефтяные, н — газовые.

Западно-Баварский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 1 — Пфулендорф; 2 — Френхофен; 3 — Эливанген; 4 — Меншрот; 5 — Хеймертинген; 6 — Лаубен; 7 — Араесрид. Восточно-Баварский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 8 — Вельден; 9 — Дорфен; 10 — Изен; 11 — Штейнхирхен; 12 — Амффинг; 13 — Генсдорф; 14 — Анцинг; 15 — Альбахинг; 16 — Вольфсберг; 17 — Моозак; 18 — Одессе; 19 — Бьерванг; 20 — Аслинг; 21 — Хоенрайн. Верхнеавстрийский ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 22 — Кохлег; 23 — Рид; 24 — Пуххирхен; 25 — Велс; 26 — Фойтсдорф.

моноκлиналь представлена на севере и северо-западе триасовыми отложениями, которые на юге и востоке окаймляются обширными выходами юры. Южнее последних (за Дунаем) простирается обширное поле развития мощной олигоцен-неогеновой молассы, выполняющей передовой прогиб Альп. В пределах этого прогиба выделяется широкая внешняя (платформенная) часть и узкая внутренняя — складчатая зона. Сочленяются эти части прогиба через надвиг или флексуру.

Осадочный чехол платформенного склона бассейна начинается с пермских отложений мощностью до 1,5 км. В нижней части они представлены красноцветной терригенной толщей мощностью до 1 км, выше которой залегают соленосные отложения цехштейна мощностью до

500 м с базальным пластом конгломерата мощностью до 46 м. В разрезе цехштейна выделяются соленосные серии, известные в Центрально-европейском НГБ, но с сокращенной мощностью. Мощность триасовых отложений не более 1,5 км. Нижний и средний ярусы нижнего отдела триаса сложены пестроцветными терригенными породами, верхний (рёт) — пестроцветными соленосными терригенно-карбонатными породами. Мощность нижнего триаса достигает 700 м и уменьшается в южном направлении. Средний триас представлен соленосными карбонатными породами мощностью до 270 м, верхний триас — соленосной терригенно-карбонатной толщей мощностью до 450 м.

Верхнепермские и триасовые отложения образуют нижний структурный этаж платформенного чехла.

Второй структурный этаж образован отложениями юрского возраста. Верхний отдел системы сложен преимущественно оолитовыми известняками и доломитами, доггер — главным образом терригенными породами, лейас — карбонатно-терригенными породами. Мощность юрской системы 650—800 м.

Терригенно-карбонатные породы мелового возраста мощностью более 1 км образуют третий структурный этаж, развитый лишь на юго-востоке бассейна.

Меловые отложения перекрываются толщей литотамниевых известняков эоценового возраста мощностью до 90 м. Молассовый комплекс, слагающий южную часть бассейна, образован мощной толщей обломочных пород олигоцена, неогена и антропогена мощностью свыше 3,5 км. Для неогенового периода характерно образование базальтовых покровов, иногда крупных жил и небольших трубок взрыва, развитых на севере бассейна.

Современный структурный план платформенного склона бассейна характеризуется значительной расчлененностью, значительным развитием разнонаправленных разломов (герцинского, рудногорского, рейнского простирания).

Наиболее крупными структурными элементами платформенного борта являются своды Франкский и Ансбахский и прогибы Франкский и Франконского Альба.

Складчатый борт бассейна протягивается неширокой — не более 25 км — полосой дислоцированных в систему узких глубоких синклиналей, наклоненных на север и разделенных крутыми надвигами. Синклинали выполнены аквитанскими и олигоценowymi отложениями. С юга на них надвинуты сложные чешуи флиша Альп (гельветские покровы). Севернее интенсивность дислокаций быстро ослабевает, складки расчленяются на широкие антиклиналы и синклиналы, надвиги сменяются продольными и поперечными сбросами.

Нефтегазоносность бассейна выявлена в 1953 г. в пределах южной окраины платформенного склона молассового прогиба. Эта часть прогиба осложнена продольными сбросами, не выходящими из палеогеновых отложений, с плоскостями сбрасывания, наклоненными как на юг (преимущественно), так и на север. Образовавшиеся при этом горсто-

образные поднятия и сопровождающие их пологие брахиантиклинали, обычно нарушенные различно ориентированными разрывами, трассируются вдоль склона. Они образуют обычно прерывистые зоны поднятий, объединяющие несколько брахиантиклиналей.

Выявленные месторождения нефти и газа приурочены к этим зонам. Месторождения группируются в три ареала нефтегазоаккумуляции, два из которых расположены на территории Баварского плато:

Восточно-Баварский ареал зон нефтегазоаккумуляции расположен между долинами рек Изар, Дунай, Энс и цепью предгорных озер (Штрансбергское, Химзее, Аттерзее и др.). Для строения его характерно залегание триасовых или юрских образований непосредственно на кристаллических породах фундамента. В ареале выявлено более 50 месторождений нефти и газа, преимущественно газа (32 месторождения). **Западно-Баварский ареал зон нефтегазоаккумуляции**, меньших размеров, находится между грабеном Боденского озера на западе, долиной р. Лех на востоке и долиной р. Дунай на севере. В его пределах открыто около пяти нефтяных и 10 газовых месторождений. В обоих ареалах нефтегазоаккумуляции залежи нефти приурочены к пологим брахиантиклиналям, прижатых к продольным разрывам. Залежи газа обычно пластовые сводовые, залежи нефти также и тектонически экранированные. В **Верхнеавстрийском ареале зон нефтегазоаккумуляции** выявлено 12 нефтяных и 22 газовых месторождения.

Всего в бассейне выявлено 99 месторождений. Нефтегазоносны песчаники миоцена, олигоцена, эоцена, верхнего и нижнего мела, верхней и нижней юры и известняки эоцена, средней юры и верхнего триаса. Основные запасы нефти и газа сконцентрированы в резервуарах палеогенового возраста. Залежи нефти и газа находятся в интервале глубин 1—4,4 км. Для Восточно-Баварского ареала характерна повышенная газоносность, причем газовые залежи концентрируются преимущественно в миоценовых и олигоценовых отложениях, а нефтяные, начиная с глубин примерно 2,5 км, — в эоценовых и мезозойских породах.

Небольшие нефтяные месторождения Тегернзее (давно законченное разработкой, залежь нефти в миоценовых песчаниках) и Мирнау (олигоцен) открыты на складчатом борту бассейна. Начало добычи нефти из месторождения Тегернзее относится к 1833 г., однако промышленная нефтегазоносность Предальпийского бассейна была установлена лишь в 1953 г. открытием месторождений Амфинг и Изен. Все месторождения бассейна отличаются небольшими запасами.

Аквитанский нефтегазоносный бассейн

Аквитанский НГБ (рис. 84) расположен на юге Франции и заключен в крупной асимметричной впадине, южная часть которой представлена Предпиренейским складчатым прогибом, отделенным от горного сооружения краевым Северо-Пиренейским надвигом, а северная большая часть — широким и пологим склоном эпигерцинской платформы. На

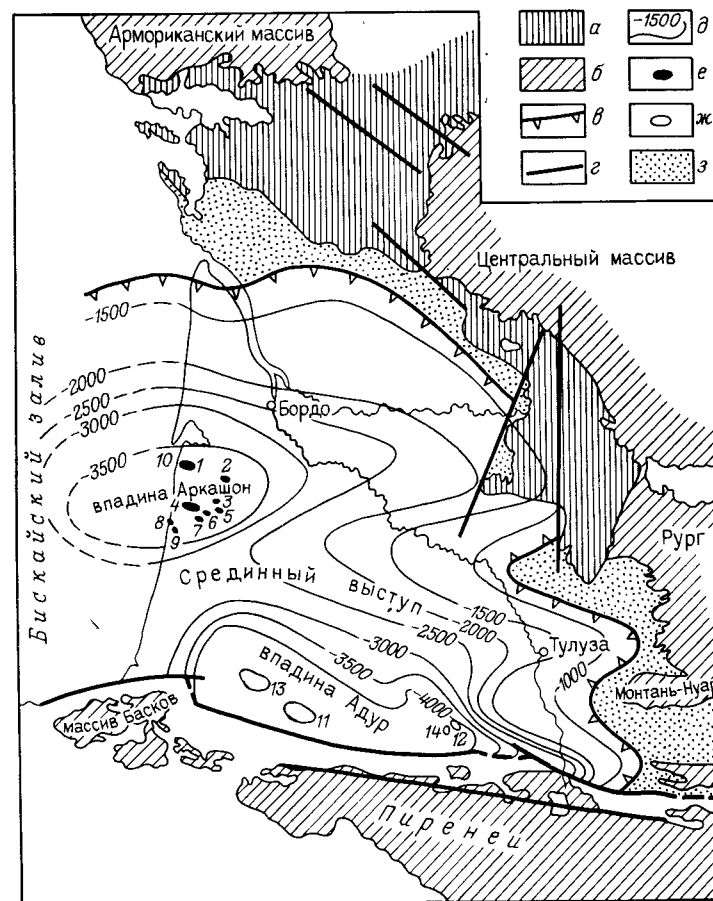


Рис. 84. Аквитанский НГБ.

Отложения: а — юрские, б — палеозойские; в — границы бассейна; z — разломы; д — схематические изогипсы кровли фундамента; м — месторождения: е — нефтяные, ж — газовые; з — аконсервационная зона.

Месторождения: 1 — Казо; 2 — Люго; 3 — Мот; 4 — Паренти; 5 — Кабей; 6 — Люка; 7 — Бураш; 8 — Минизан; 9 — Ла-Жаук; 10 — Лаверн-ла-Тест; 11 — Мейон, Сен-Фю, Пон-д'Ас, Руссе; 12 — Сен-Марсе; 13 — Лак; 14 — Шарль.

востоке бассейн обрамлен выходами на поверхность древних образований Центральнофранцузского плато, на севере — Армориканского массива. На западе и северо-западе бассейн включает континентальный шельф, склон и подножие.

Обширный платформенный борт бассейна осложнен в средней части широтно вытянутым прогибом Кап-Ферре (Аркашонским) с глубиной домезозойского фундамента более 3 км. На материке находится лишь восточная центрициральная прогиба. Южнее прогиба расположен плоский свод Ланды, наиболее хорошо выраженный на западе в субаквальной части бассейна. На материке свод Ланды выражен в форме погребенного

выступа (Срединный порог), находящегося на западном продолжении хр. Монтань-Нуар Центральнофранцузского массива.

На юге бассейна располагается Предпиренейская впадина, которая надвигом Ортез-Лагор делится на два параллельных прогиба — Адур (Арзак) и Верхнемелового флиша (складчатый). Южный борт последнего местами скрыт под Северо-Пиренейским краевым надвигом. На западе в субаквальной части бассейна южный склон свода Ланды отделяет впадину Адур от Северо-Астурийского прогиба, расположенного в пределах кантабрийского шельфа на севере Испании. Верхнемеловой флиш здесь, вероятно, скрыт под краевым надвигом. Для Предпиренейской впадины характерно проявление соляной тектоники, в частности типичных диапиров.

Аквитанский НГБ выполнен преимущественно мезозойскими отложениями, которые подстилаются пермскими красноцветными терригенными породами и известняками общей мощностью 600 м, залегающими на угленосных верхнекаменноугольных образованиях.

Триасовая система представлена карбонатной толщей с соляными пластами в верхнем и нижнем отделах. Мощность триаса до 1,5 км. Породы юрского возраста преимущественно карбонатные и лишь в верхнем отделе появляются глины, а также пласты каменной соли. Мощность юры не превышает 1,2 км на севере и увеличивается до 2 км в прогибе Адур. Сверху и снизу юрские образования ограничены перерывами. На месте Срединного порога мощность юрских отложений сильно сокращена в результате размыва.

Меловые отложения представлены терригенно-карбонатными породами мощностью до 8 км, расчлененными четырьмя перерывами. Нижнемеловые породы наиболее широко развиты во впадине Адур, где мощность их свыше 3 км; на месте Срединного порога и прогиба Верхнемелового флиша мощность нижнего мела значительно сокращается. В последнем мощность флиша превышает 5 км, а во впадине Адур, где флиш сменяется карбонатными породами, она резко уменьшается.

Кайнозойские образования с разрывом залегают на меловых, сложенные они в палеогеновой системе карбонатно-терригенными породами, а в неогеновой — терригенными (с пресноводными известняками в аквитанском ярусе) общей мощностью до 1 км.

В Аквитанском НГБ выявлено свыше 15 месторождений нефти и семь газовых. Последние сконцентрированы преимущественно в Предпиренейской впадине и приурочены к хорошо выраженным брахиантиклиналям, нарушенным разрывами и часто внедрениями соляных масс. Залежи газа (массивного типа) заключены преимущественно в трещиноватых известняках и доломитах позднеюрского или (и) ранне мелового (неоком) возраста на глубине 3500—5100 м (месторождения Лак, Пон-д'Ас, Сен-Фо и др.).

Наиболее крупным (второе по запасам в зарубежной Европе) является месторождение Лак (открыто в 1949 г.). Оно расположено в 20 км западнее г. По и связано с крупным поднятием. С запада на поднятие Лак надвинуты разбитая сбросами антиклиналь Сен-Сюзанн

и сопряженная с ней синклиналь Совлад; на востоке поднятие ограничено зоной нарушения Ортез-Лагор. В строении зоны Ортез-Лагор и синклинали Совлад принимают участие палеогеновые и верхнемеловые отложения флишевой формации Предпиренейского прогиба.

Скопление газа на месторождении Лак связано с массивным природным резервуаром, образованным 500-метровой толщей верхней юры и неокома, залегающей на глубине 3300—4300 м. Коллектор представлен трещиноватыми известняками и тонкокристаллическими доломитами. Эта толща перекрывается черными песчанистыми мергелями, в верхней части содержащими линзы нефтенасыщенных песчаников. Кровля отложений неокомского возраста размыта и перекрывается апскими карбонатно-терригенными породами.

Размеры газовой залежи 15 км × 10 км, высота до 500 м. Начальные запасы газа оценивались величиной до 400 млрд. м³. Начальное пластовое давление в залежи составляло 65—67 МПа, т. е. значительно превышало условно-гидростатическое. Температура пласта на глубине 3820 м равна 127° С. Газ состоит из метана (68—69%), тяжелых углеводородов (до 5%), углекислого газа (8—9%), азота (0,4—0,6%) и сероводорода (до 17%). Вместе с газом добывается небольшое количество (25 см³/1000 м³) конденсата плотностью 0,825 г/см³. Дебиты скважин достигают 1 млн. м³/сут.

На глубине 620—680 м в трещиноватых доломитах и известняках кампанского возраста находится небольшая нефтяная залежь плотностью 0,921 г/см³.

Юго-восточнее находится первое открытое в бассейне (в 1939 г.) нефтегазовое месторождение Сен-Марсе. Месторождение приурочено к антиклинали, сводовая часть которой осложнена тремя поднятиями. Углы падения крыльев около 25°, более крутое северное крыло. С глубиной контур поднятия (в поперечном разрезе) в результате внедрения соляного массива становится веерообразным с крыльями, обрезанными сбросами и взбросами. Углы падения на крыльях достигают 70°. Залежь газа находится в известняковых брекчиях сеноманского возраста на глубине 1450 м. Мощность газонасыщенного пласта 40 м. Надзалежная крышка сложена мергелями сеноманского возраста мощностью до 200 м. В газе содержатся, %: метан 88,8, этан 4,4, пропан 1,7, бутан 2,1, углекислый газ 0,1%. Начальные запасы газа оценивались в 7 млрд. м³.

Небольшие скопления газа имеются в известняках и доломитовой брекчии лейаса и в доломитах средней юры. В среднеюрских доломитах сводовой части купола Сен-Марсе на глубине 1830—1930 м известна небольшая нефтяная залежь.

В Аркашонском прогибе (на материке) выявлено свыше 10 нефтяных месторождений (Паренти, Казо, Мот, Люго и др.). Они связаны с пологими поднятиями; залежи нефти заключены в альбских песчаниках, аптских песчаниках, известняках, доломитах и в известняках и доломитах неокомского, поздне-, средне- раннеюрского возраста на глубине 2100—3500 м. На крупном нефтяном месторождении Паренти нефтяная залежь заключена в известняках неокома и верхней юры, небольшая

залежь газа выявлена в средней юре. Основной продуктивной толщей месторождений является массив верхнеюрских и неокомских известняков и доломитов, разделенных перерывом и перекрытых глинистой толщей верхов неокома и нижнего апта. Все месторождения Аркашонского прогиба имеют небольшие запасы (Паранти — 20 млн. т).

§ 5. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ МЕЖГОРНЫХ ВПАДИН АЛЬПИЙСКОЙ СКЛАДЧАТОСТИ ЮЖНОЙ ЕВРОПЫ И СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ

Трансильванский газоносный бассейн

Трансильванский бассейн (Румыния) является единственным в мире, где выявлена только газоносность. Бассейн заключен внутри молодой межгорной впадины. Ее восточная граница образована глубинным разломом Харгита-Кэлиман, протягивающимся более чем на 150 км вдоль юго-западного края кристаллического остова Восточных Карпат и проявляющимся на поверхности обширными (шириной до 50 км) молодыми андезито-базальтовыми излияниями.

На юге впадины проходит широтно вытянутый разлом, отделяющий впадину от кристаллического массива Южных Карпат (рис. 85). На западе разлом отделяет впадину от горного массива Апусени, на севере протягивается широтно вытянутое погребенное поднятие — ответвление от Восточных Карпат.

В подошве Трансильванской впадины находится срединный герцинский массив, сложенный метаморфическими сланцами и перекрытый пермско-мезозойскими отложениями. Породы пермского возраста представлены преимущественно конгломератами, триасового — карбонатными породами с включением диабазов, юрского (доггер, мальм) — преимущественно известняками, мелового — карбонатно-терригенными породами. Мощность пермско-мезозойских отложений около 4 км. Мезозойский чехол осложнен системой крутых надвигов.

Залегающие выше с несогласием палеоген-нижнемиоценовые образования сложены преимущественно терригенными породами, иногда пестроцветными и угленосными, мощностью до 2 км и перекрыты солью тортонского возраста. Торто́нская соль развита на большой площади бассейна и в средней его части находится на глубине до 3200 м при мощности до 1500 м. Надсолевая часть разреза сложена песчано-глинистыми, туфоносными породами мощностью до 3500 м.

Подсолевой структурный план Трансильванской впадины приподнятыми фронтальными частями погребенных надвигов расчленен на несколько прогибов с амплитудой прогибания до 5 км. Между прогибами находится центральная впадина с мощностью пород более 7 км (рис. 86).

Надсолевой структурный план определяется проявлением двух форм соляной тектоники: в средней, большей части впадины — образованием

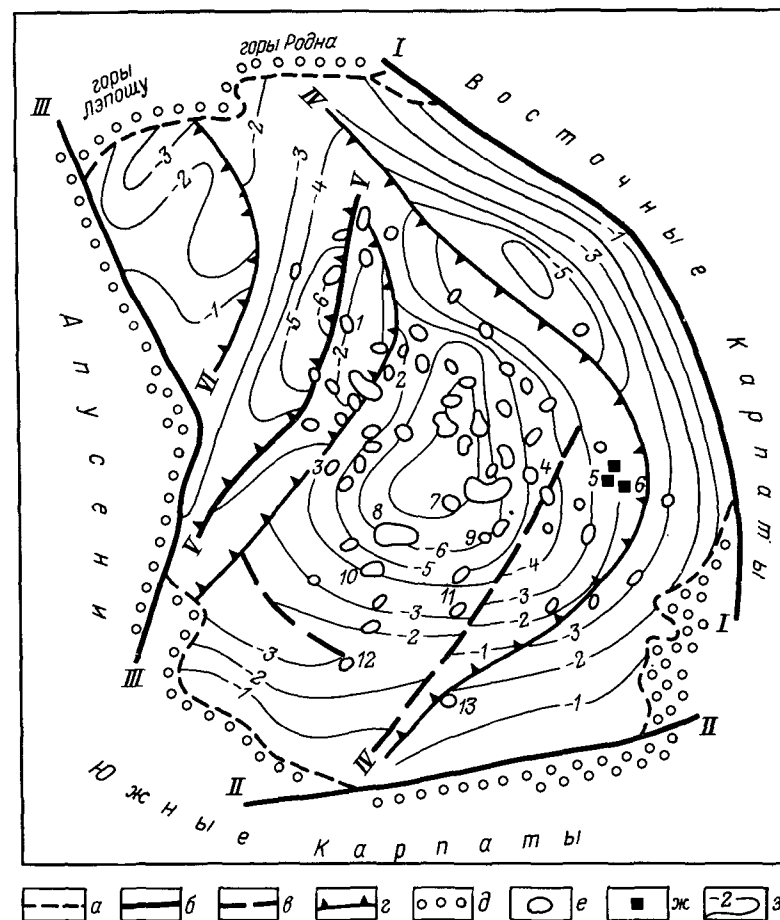


Рис. 85. Трансильванский газоносный бассейн:

а — границы бассейна; б — периферийные разломы: I — Харгита-Кэлиман (перекрывает молодым эффузивным покровом), II — Северо-Фэгэрашский, III — Восточно-Апусеньский; в — внутренний разлом; г — фронтальные части погребенных надвигов: IV — Илимбав-Бенцид, V — Блаж-Погэауа, VI — Сик-Дыджа; д — аконсервационная зона; е — газопровод; ж — то же, с высоким содержанием N_2 (5) или CO_2 (5, 6); з — изолинии глубин залегания тортона, км. Месторождения: 1 — Сэрмэшел; 2 — Шинкай; 3 — Богата-де-Муреш; 4 — Сингеоргиул-де-Пэдуре; 5 — Тэрчешти; 6 — Бенцид; 7 — Филительник; 8 — Делены; 9 — Надеш; 10 — Бази; 11 — Ноул-Сэ-сэск; 12 — Руши; 13 — Илимбав

пологих куполов в надсолевой осадочной толще, а в краевых частях — образованием диапировых антиклиналей.

Купола средней части бассейна возникли на месте поднятий кровли соленосной свиты тортона. Скопления соли в куполах представляют или двояковыпуклые или плосковыпуклые линзы. Различаются и соотношения структурных планов подсолевых и надсолевых толщ. В надсолевой толще купол выражен поднятием, лишенным разрывов, с размерами

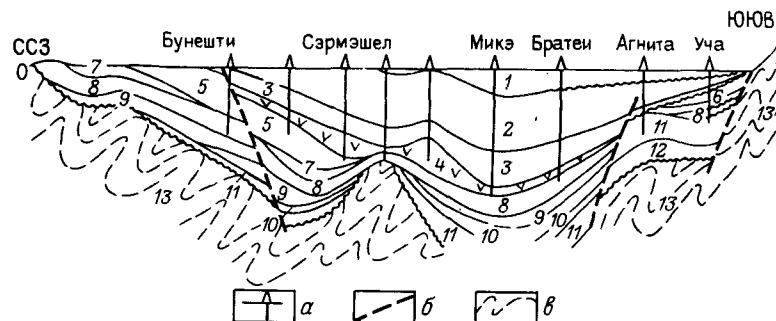


Рис. 86. Схематический разрез Трансильванского газоносного бассейна:

а — скважины; б — разломы; в — метаморфический фундамент.
1 — палеозой; 2 — сармат; 3 — тортон; 4 — каменная соль; 5 — гальвет; 6 — бурдигал; 7 — олигоцен; 8 — эоцен; 9 — мел; 10 — юра; 11 — триас; 12 — палеозой; 13 — кристаллические сланцы

порядка 15 км×10 км, амплитудой 15–160 м и с углами падения крыльев, не превышающими 20°.

Диapiroвые антиклинали развиты вдоль западной, северной и восточной окраин бассейна. Они представляют собой узкие, сильно сжатые антиклинали, в ядре которых находятся соляные массивы, иногда выходящие на поверхность.

В бассейне на площади около 25 тыс. км² известно 67 газовых месторождений, большая часть которых находится в западной его части. Малопродуктивные или непродуктивные купола расположены преимущественно вдоль восточной периферии бассейна. Непродуктивными оказались также диapiroвые антиклинали, в том числе и наиболее закрытые.

Газоносность характерна только для отложений надсолевого комплекса. В сарматских породах выделяется от восьми (месторождения Ноул-Сэсэск, Надеш) до двух (Шинкай, Руши) газоносных пластов, в тортонских — от 11 (Сэрмэшел) до двух, в эоценовых — от одного до четырех (Сынгеоргиул-Пэдуре).

Наибольшее количество газоносных пластов зафиксировано на месторождениях Ноул-Сэсэск (16), Сэрмэшел (14) и Надеш (12). Всего в бассейне 144 газовых залежи, в том числе 76 заключены в сарматских породах, 61 — в тортонских (бугловские слои — 50) и семь — в нижне-плиоценовых.

Газоносные пласты сложены песчаниками с прослоями глин, мощность их 10–40 м, пористость 11–34%, проницаемость сильно изменяется. Глубина залегания пластов 130–1800 м, основной интервал 600–1200 м. Современная температура в продуктивной толще не превышает 75° С.

Помимо наиболее распространенных пластовых сводовых залежей известны литологически экранированные залежи, связанные с замещением с востока на запад песчаников глинами (месторождение Делены), а также с выклиниванием песчаников на своде поднятий (Филительник).

Газ большей части залежей содержит 99–99,6% метана и до 1% азота. На месторождениях Сэрмэшел, Базна, Богата-де-Муреш, Ноул-Сэсэск в его составе установлено до 0,75% этана. На месторождении Шинкай газ выносит газолин плотностью 0,798. В газе некоторых залежей отмечается повышенное содержание CO₂. Из коры выветривания выступа метаморфического фундамента с глубины 2530 м под солью в скважине Бенцид получен приток газа с содержанием 89,3% CO₂. На месторождении Тэрчешти газ из тортона содержал 85% азота.

Большая часть месторождений бассейна имеет запасы до 15 млрд. м³. Трансильванский бассейн хорошо изучен. Наиболее глубокая скважина вскрыла сенон на глубине 4533 м.

Паннонский нефтегазонный бассейн

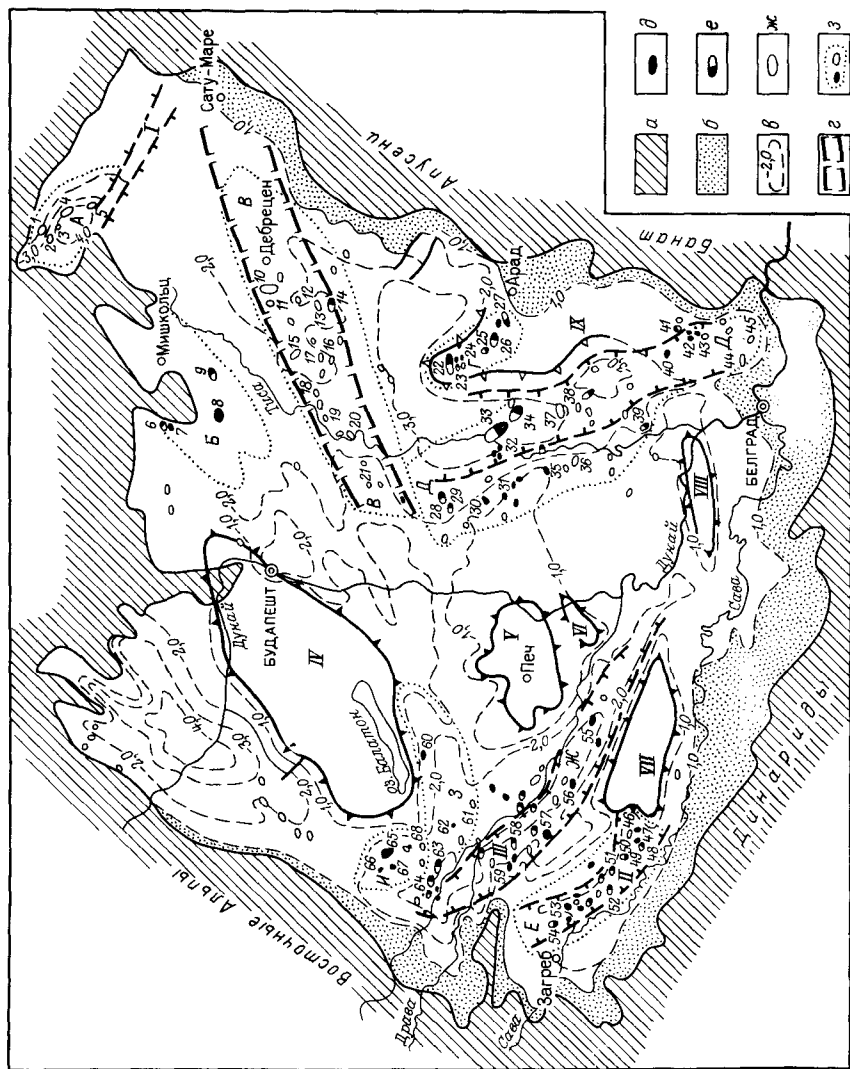
Паннонский НГБ расположен на территории Венгрии, Югославии, Румынии, Чехо-Словакии, СССР и Австрии и приурочен к одноименной межгорной впадине, развившейся на срединном массиве допозднекаменноугольного возраста, разделившей Альпийский мегантиклинорий на две ветви — Динарскую на юго-западе и Карпатскую на северо-востоке. На юго-востоке, где древний фундамент массива выходит на поверхность и Динариды сближаются с Южными Карпатами, впадина замыкается (рис. 87). На востоке, где обрамление бассейна образовано горами Апусени и Банат, границей его служит зона распространения маломощных сарматско-плиоценовых отложений, залегающих на метаморфическом фундаменте и слагающих моноклиналь, наклоненную на запад.

На северо-востоке перед Восточными Карпатами выделяется Закарпатский тыловой прогиб, отделенный от горного сооружения Вигорлат-Гутинским разломом, перекрытым эффузивным покровом.

На севере Паннонский бассейн ограничен системой молодых разломов, сопровождающихся на поверхности молодыми андезитовыми покровами, а также блоками, выносящими на поверхность палеозойский фундамент бассейна в Фатранских горах и Татрах Западных Карпат. В остальной части граница бассейна определяется выходами на поверхность пород пермского и мезозойского возраста, перекрытых местами маломощными отложениями неогена.

В строении Паннонского НГБ принимают участие осадочные породы каменноугольного, пермского, мезозойского и кайнозойского возраста, слагающие два структурных этажа: нижний (доорогенный), образованный верхнепалеозойскими, мезозойскими и весьма неравномерно развитыми палеогеновыми отложениями, и верхний (орогенный) — неогеновый, начинающийся на большей части площади бассейна с гальветского яруса.

Нижний этаж имеет блоковое строение, что обуславливает неравномерность распределения слагающих его систем и их мощностей. Верхнепалеозойские отложения мощностью свыше 4,5 км представлены каменноугольными сланцами и известняками и пермскими красноцвет-



ными песчаниками, конгломератами, аргиллитами, известняками с включением эффузивов.

Триасовые отложения мощностью свыше 3,5 км образованы преимущественно карбонатными породами с прослоями красноцветных терригенных пород и включением диабазовых и порфиритовых тел. Юрская система характеризуется ограниченным распространением и сложена внизу угленосными терригенными породами, переходящими вверх в карбонатную толщу. Мощность юрских отложений 350—4000 м. Образования мелового возраста сложены карбонатно-терригенными породами мощностью до 2100 м и разделены многочисленными перерывами. В районе Сольнока и Дебрецена в небольшом грабене верхнемеловые (и палеогеновые) отложения представлены терригенным флишем, прослоенным диабазами и андезитами.

Отложения палеогеновой системы, залегающие на различных ярусах размытых мезозойских пород, развиты на северо-западе бассейна (Малая Венгерская впадина), на севере — в Венгерском Среднегорье (северо-восточнее Будапешта), в Закарпатском прогибе, в Дебреценском грабене и в преддинаридской части бассейна. В Маловенгерской впадине, в Закарпатском прогибе и Дебреценском грабене они выражены терригенным флишем мощностью 200—1000 м. Наиболее полно палеоген (эоцен и олигоцен) представлен на севере бассейна, где мощность его свыше 1 км и сложен он внизу (эоцен) карбонатно-терригенными породами с угленосными пластами в подошве, а сверху — терригенными породами.

Верхний структурный этаж характеризуется максимальной мощностью 7 км. Сложен он терригенными породами плиоцена мощностью до 3 км в Большой Венгерской впадине и преимущественно терригенными породами с маломощными прослоями известняков (литотамни-

Рис. 87. Паннонский НГБ:

а — горные сооружения Альпийской складчатой системы (Карпаты, Альпы, Динариды и т. д.); б — аконсервационная зона; в — схематические изогипсы кровли фундамента, км; г — погребенный флишевый прогиб; месторождения: д — нефтяные, е — газонефтяные, ж — газовые; з — ареалы зон и зоны нефтегазоаккумуляции.
I — Береговский горст; грабены: II — Савы, III — Дравы; выступы фундамента: IV — Баконьский, V — Мечек, VI — Вилани, VII — Папук, VIII — Фрушка; IX — Арадский структурный нос.
А — Закарпатский ареал зон газоаккумуляции — месторождения: 1 — Поздишовце; 2 — Тырговиште-Поздишовце; 3 — Бановце; 4 — Стретава; 5 — Птрукша.
Б — Бюкский (Мишкольцский) ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 6 — Федемеш; 7 — Бюксек; 8 — Демьен; 9 — Мезекерестш.
В — Дебреценский ареал зон газоаккумуляции — месторождения: 10 — Хайдусобосло; 11 — Каба-Есак; 12 — Каба; 13 — Пюшпекленд; 14 — Бихарнадьбайом; 15 — Татарюлеш; 16 — Туркеве; 17 — Кишуй-саллош; 18 — Фельдьвернек; 19 — Тисапюшпэки; 20 — Ракоцифальва; 21 — Надькереш.
Г — Арадская (Тоткомлошская) зона нефтегазоаккумуляции — месторождения: 22 — Пустфельдвар; 23 — Пустасаллош; 24 — Тоткомлош; 25 — Мезехельеш; 26 — Баттония; 27 — Турну.
Д — Банатский (Притисенский) ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 28 — Тазлар; 29 — Санк; 30 — Эттемеш; 31 — Аштотхалом; 32 — Дорожма; 33 — Алдье; 34 — Ференцсаллош; 35 — Велебит; 36 — Яда; 37 — Мокрин; 38 — Кикинда; 39 — Элемир; 40 — Бока; 41 — Велика-Греда; 42 — Яношик; 43 — Локве; 44 — Мрамор-Село; 45 — Мраморак.
Е — Савская зона нефтегазоаккумуляции — месторождения: 46 — Янья, Лина; 47 — Буявица; 48 — Ли-повляни; 49 — Гойло; 50 — Буньяни; 51 — Марамор-Будо; 52 — Стружец; 53 — Клоштар-Иванич; 54 — Дуго-Село.
Ж — Дравская зона нефтегазоаккумуляции — месторождения: 55 — Обод; 56 — Цабуна; 57 — Шандров-вац; 58 — Мости; 59 — Лепавина.
З — Надьканижский (Южю-Мурский) ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 60 — Бужак; 61 — Инке; 62 — Баича; 63 — Будафалуста; 64 — Ловаси.
И — Западно-Баконьский (Северо-Мурский) ареал зон нефтегазоаккумуляции — месторождения: 65 — Надьлендбел; 66 — Барабашсег; 67 — Сильвадь; 68 — Килиман

вых) в сарматском и тортонском ярусах и обилием вулканогенных пород (туфы, андезиты, базальты, риолиты) во всем миоценовом отделе. Терригенные бурдигальские и аквитанские (угленосные) отложения распространены ограниченно и мощность их не превышает соответственно 500 и 150 м. Для миоцена Закарпатского прогиба характерно наличие каменной соли в тортонском ярусе. Максимальная мощность миоценовых отложений установлена в Малой Венгерской впадине (до 4 км) и в Закарпатском прогибе (3 км).

Нижний структурный этаж расчленен на ряд блоков. Сопровождающие их разломы ориентированы в четырех основных направлениях — северо-восточном, северо-западном (динаридском), субмеридиональном (банатском) и северо-западном (восточнокарпатском). С первым направлением связано крупное Баконьское поднятие, выраженное Средне-венгерскими горами Бакони и Вертеш. Поднятие сложено мезозойскими породами мощностью до 3500 м. Баконьский выступ отделяет на северо-западе по разлому Раба Малую Венгерскую впадину, вытянутую в северо-восточном направлении и обрамленную на северо-западе Малами Карпатами и Восточными Альпами. На значительной площади впадины на метаморфических породах раннегерцинского фундамента непосредственно лежат неогеновые мощностью до 6 км.

С юго-востока к Баконьскому выступу примыкает по Балатонскому разлому узкий складчатый блок Игал-Бюкк, погребенный под неогеновыми отложениями. На северо-восточном погружении блоков Баконьского и Игал-Бюкк находится неглубокая Венгерская палеогеновая впадина, выраженная также и в мезозойских отложениях, на юго-западном погружении этих блоков расположена Мурская впадина, выраженная в мезозойских и миоценовых отложениях.

Юго-восточнее блока Игал-Бюкк, отделяясь от него разломом Загреб-Кульч, располагается обширная Среднедунайская (Большая Венгерская) впадина, или блок Тисия, с байкальским фундаментом. Впадина протягивается в субмеридиональном направлении от Украинского Закарпатья до предгорья Динарид. В ее пределах мощность неогеновых отложений не превышает 5 км. На юго-западе впадина осложнена несколькими небольшими выступами палеозойских и мезозойских пород в горах Мечек и Вилани. На северо-востоке на линии городов Сольнок, Дебрецен, Сату-Маре впадина осложнена глубоким Дебреценским грабеном, вытянутым в северо-восточном направлении, заполненным дислоцированным верхнемеловым и палеогеновым терригенным флишем и перекрытым кайнозойскими отложениями.

С юго-запада блок Тисия нарушен рядом разломов северо-западного (динаридского) простирания, которые в долине рек Сава и Драва образуют два протяженных (800 км) узких (до 50 км) грабена, заполненных неогеновыми отложениями мощностью до 5 км. Северный грабен (Дравы) имеет пологий северный борт и крутой, осложненный ступенчатыми сбросами южный борт; у Савского грабена, наоборот, крутой северный и пологий южный борты. Между грабенами находится пологое поднятие с выходами фундамента в горах Папук и Фрушка.

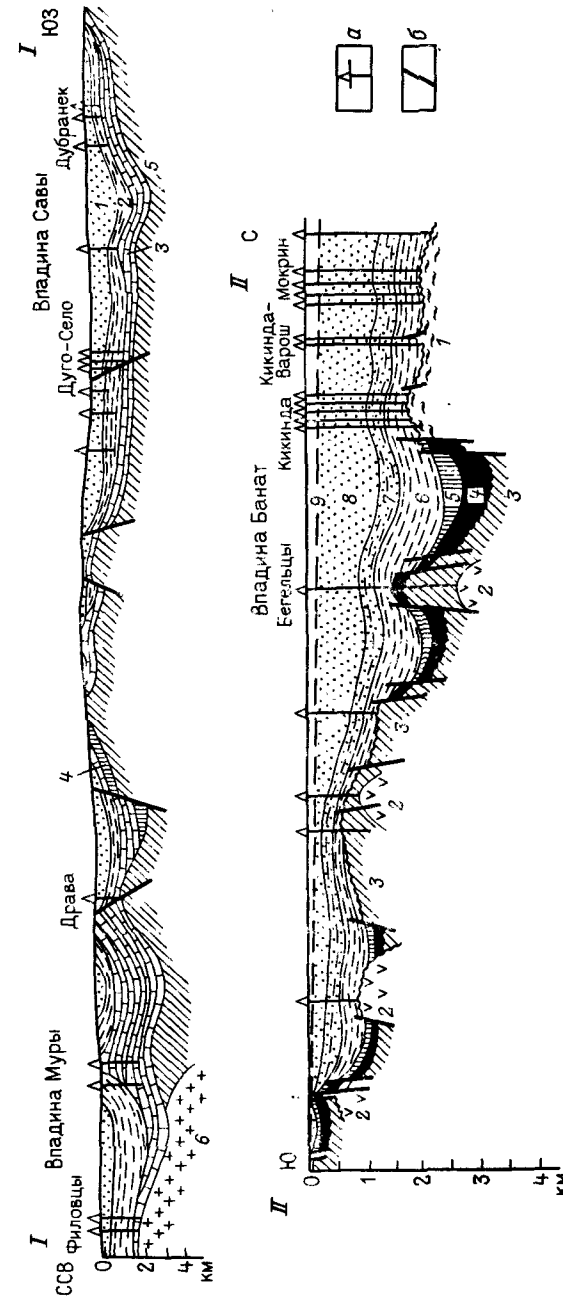


Рис. 88. Схематические геологические разрезы юго-западной части Паннонского НГБ:

а — скважины; б — разломы; 1 — верхний миоцен, 2 — нижний миоцен, 3 — миоцен, 4 — олигоцен, 5 — палеоген — мезозой, 6 — фундамент; II — I — через грабены Муры и Дравы; I — через грабены Банат и Савы; II — через впадину Банат; 1 — сланцы, 2 — серпентиниты, 3 — мел (флиш), 4 — миоцен, 5 — палеоген, 6 — верхний понт (песчаный), 7 — нижний понт (песчаный), 8 — дакий, левантий, 9 — антропоген.

На северо-западном продолжении грабены Савы и Дравы ограничиваются разломом Загреб-Кульч (рис. 88).

С разломами банатского направления связано образование Банатского грабена, протягивающегося восточнее долины Дуная между горстообразными поднятиями Грета-Мрамороканским на востоке и Орловат-Кикиндским на западе. Несколько небольших грабенов прослеживаются и севернее (за р. Муреш). Северо-восточнее Банатского грабена выделяется Арадский структурный нос, вытянутый в субмеридиональном направлении. На северо-востоке НГБ разломы восточно-карпатского направления образуют систему Береговских горстов и грабенов, которыми ограничивается с юго-запада тыловой Закарпатский прогиб.

Нефтегазоносность бассейна охватывает отложения плиоценового отдела (паннонская серия), тортонского и сарматского ярусов, олигоценного отдела, верхнего отдела мела и триаса. В последних, а также в меловых и тортонских породах коллекторами служат известняки и доломиты, в остальных — песчаники.

Первое нефтяное месторождение Селница (Югославия) было открыто в 1885 г., хотя признаки нефти и колодезная добыча ее фиксировались с 1856 г. В настоящее время в бассейне выявлено 272 месторождения, в том числе 208 нефтегазовых, конденсатногазовых и газовых.

Нефтегазоносны Большая Венгерская впадина, преддинаридская часть бассейна, Мурская впадина. Несколько небольших газовых месторождений известны на северо-востоке Малой Венгерской впадины и в Закарпатском прогибе (территории Чехословакии).

В Большой Венгерской впадине сравнительно большой ареал зон газонакопления приурочен к Дебреценскому грабену. С эродированной поверхностью дислоцированного флиша связано развитие небольших пологих (до 10°) брахиантиклинальных структур облекания. Такого же типа структуры развиты с юга и запада грабена над выступами кристаллических пород фундамента.

Дебреценский ареал зон газонакопления содержит свыше 20 преимущественно газовых месторождений. Пластовые сводовые залежи заключены главным образом в песчаниках нижнего плиоцена (месторождения Хайдусобосло, Татарюлеш, Сандасолуш и др.), в меньшей степени миоцена (Хайдусобосло, Ракоцифальва) и флиша (Хайдусобосло). На месторождении Надькереш газоносны нижнепаннонские, сарматские и палеозойские (фундамент) породы, на месторождении Бихарнадьбайом — газонефтеносны нижнепаннонские и тортонские песчаники.

Южнее Дебреценского ареала месторождения нефти концентрируются в пределах Банатского грабена, ограничивающих его горстов и Арадского структурного носа. Соответственно могут быть выделены Банатский (Притисенский) ареал зон нефтегазонакопления и Арадская (Тоткомлошская) зона нефтегазонакопления. В ареале месторождения приурочены к небольшим ($8 \div 10$ км $\times$ $4 \div 5$ км) брахиантиклина-

лям. С ними связаны сравнительно крупные газонефтяные месторождения Кикинда, Кикинда-Варош (10 нефтяных и газовых залежей), газовое месторождение Мокрин, а на севере ареала наиболее крупное газонефтяное месторождение Алдье (38 продуктивных пластов в паннонских песчаниках на глубине 1700—2650 м). Помимо неогеновых отложений в Банатском ареале известны скопления нефти в коре выветривания фундамента (Кикинда).

В Арадской зоне выявлено свыше 15 преимущественно газовых месторождений, в том числе сравнительно крупные газонефтяные Баттония и Пустафельдвар. Брахиантиклинальные структуры месторождений образовались над пологими выступами кристаллического фундамента.

В пределах преддинаридской части бассейна (Югославия) нефтяные, в меньшей степени газовые месторождения образуют две зоны нефтегазонакопления — Савскую на юге и более крупную Дравскую на севере — приуроченные в одноименных грабенообразных впадинах. Месторождения преимущественно нефтяные, приурочены к сравнительно пологим небольшим ($5 \div 6$ км $\times$ $2 \div 3$ км) брахиантиклиналям, нарушенным продольными и поперечными небольшими разрывами. Брахиантиклинали отражают выступы кристаллического фундамента.

Пластовые сводовые, реже тектонически и литологически экранированные залежи заключены в песчаниках плиоценового возраста, в меньшей степени — сарматского и тортонского возраста. Всего в пределах Савской и Дравской зон выявлено 52 месторождения нефти и газа, расположенных на территории Югославии. Среди них наиболее крупные Стружец, Жутница, Клоштар-Иванич, Гойло. Все месторождения многозалежные, находятся на глубине 400—2300 м.

Сравнительно небольшой Западно-Баконьский (Северо-Мурский) ареал зон нефтегазонакопления расположен в северной части Мурской впадины. Для этого ареала зон характерно развитие пологих брахиантиклиналей, связанных с погребенными блоками, сложенными мезозойскими породами, перекрытыми субгоризонтальнозалегающими породами неогенового возраста. Наиболее типичное в этом ареале месторождение Надьлендбел (открыто в 1951 г.), на котором под неогеновыми отложениями находится пологий эрозионный выступ, сложенный породами триаса и мела и рассеченный на ряд блоков. Нефтеносны доломиты триаса, мергели верхнего мела и литотамниевые известняки тортона, образующие единую массивную залежь на глубине 1900—2500 м. Нефть тяжелая ($0,92—0,99$ г/см³). В этом же ареале известны месторождения с литологически экранированными залежами в паннонских песчаниках на структурных «носах» (Хахот-Эдерич, Татарюлеш).

С юга к Северо-Мурскому ареалу примыкает Надьканижский (Южно-Мурский) ареал антиклинальных зон нефтегазонакопления. Месторождения приурочены к брахиантиклиналям с углами падения крыльев до 15° . Продуктивны нижнепаннонские песчаники с плохо выдержанным составом, иногда линзовидного строения, образующие в целом пластовые сводовые залежи. Типичным является месторождение Ло-

васи, на котором продуктивны пять пластов нижнепаннонской свиты в интервале глубин 1000—1600 м. Верхний пласт газоносный, остальные содержат нефть с газовой шапкой. Всего в пределах Северо-Мурского и Южно-Мурского ареалов известно 40 месторождений нефти и газа, в том числе 26 — в Южно-Мурском.

На севере бассейна может быть выделен небольшой *ареал зон нефтегазоаккумуляции*, расположенный на северо-восточном погружении Игал-Бюккского блока — *Бюккский (Мишкольцский)*. Зоны приурочены к структурам, которые обязаны своим происхождением сложнопостроенным блокам, состоящим из пород олигоценного возраста, несогласно перекрытых кайнозойскими отложениями. Продуктивны плотные песчаники олигоцена в тектонически экранированных ловушках (месторождения Мезекерестэш, Демьен, Федемеш и др.).

В *Закарпатском ареале зон газонакопления* выявлено девять сравнительно небольших газовых месторождений в краевой северо-западной части Закарпатского прогиба (Словакия) с залежами в сарматских и тортонских отложениях. Наиболее крупное среди открытых конденсатногазовое месторождение Птрукша, на котором в сарматских песчаниках содержится шесть тектонически экранированных залежей на глубине 1100—2000 м. Для газовых залежей характерно АВПД.

В Паннонском НГБ в целом установлено высокое содержание в газах углекислого газа: в 13 газовых месторождениях содержание CO_2 свыше 75%. Такие месторождения известны в Дебреценском и Южно-Мурском ареалах зон, в Малой-Венгерской впадине и др. В последней на месторождении Михайи газ содержит 97,4% CO_2 .

Разрез бассейна характеризуется высоким современным геотермическим градиентом — 65° С/км, чем и объясняется значительное развитие в бассейне газовых скоплений. Наиболее изучен НГБ в Большой Венгерской впадине. Самая глубокая скважина Ход-1 (Венгрия) пробурена до глубины 5842 м.

Адриатический нефтегазоносный бассейн

Адриатический НГБ (рис. 89) расположен на территории Италии, Западной Югославии и Албании и заключен между горными сооружениями Динаридских Альп, Апеннин и Западных и Центральных Альп. На юго-востоке он погружается в глубоководную котловину Ионического моря. Большая его часть занята водами Адриатического моря, глубина которого на юго-востоке превышает 1 км. На северо-востоке с Динаридскими Альпами и на юго-западе с Апеннинскими бассейном граничит через систему пологих надвигов; на северо-западе в Ломбардии молодые, залегающие полого отложения трансгрессивно перекрывают более древние дислоцированные образования далеких склонов Альп.

Бассейн простирается на 900 км при ширине до 350 км.

В структуре бассейна выделяется его средняя часть — Центрально-адриатическая или Апулийская плита, представляющая собой Срединный массив с фундаментом байкальского возраста. С запада, севера и востока массив окаймляется Паданско-Браданским, Привенецианским

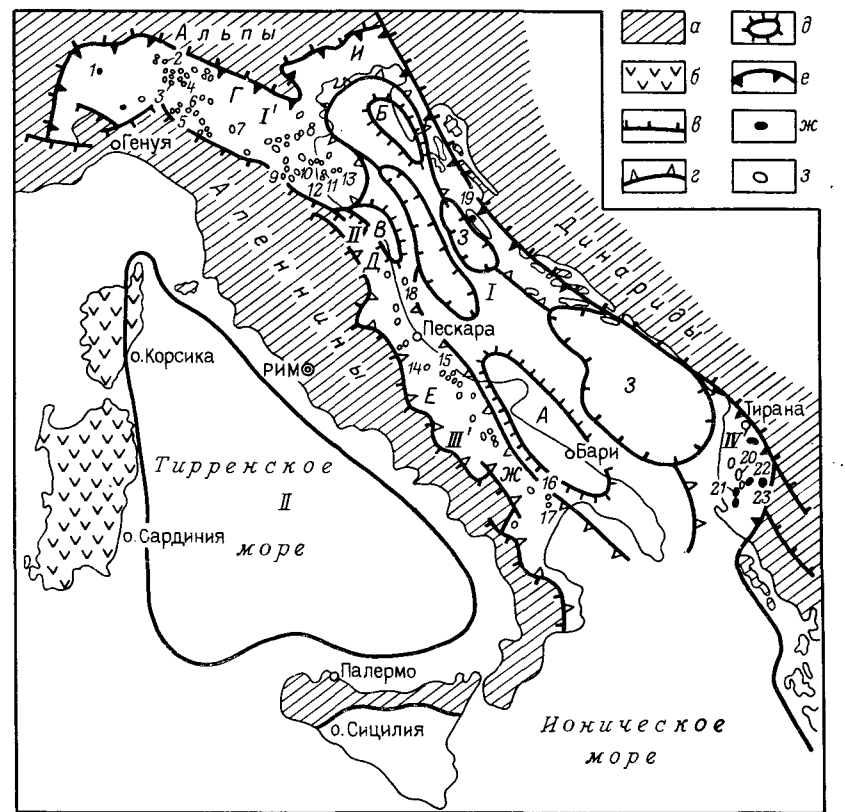


Рис. 89. Адриатический НГБ (I) и Тирренский ПНГБ (II):

а — горные сооружения Динарид, Апеннин и Альп; б — Корсикано-Сардинский выступ; в — надвиги; г — Срединная (Центральноадриатическая) плита; д — выступы Срединной плиты; А — Гаргано-Мурдже-Апулия, Б — Истрия, В — Анконский; е — периферийные прогибы: Г — Паданский, Д — Марке-Абруцци, Е — Молизе, Ж — Браданский, З — Северно- и Южно-Преддинаридские, И — Привенецианский; месторождения: ж — нефтяные и газонефтяные, з — газовые. Ареалы зон газонакопления: I' — Паданский; II' — Молизе-Анконский; III' — Браданский; IV' — Албанский ареал зон нефтегазоаккумуляции. Месторождения: 1 — Дезана; 2 — Рипальта; 3 — Кавьяга; 4 — Сорезина; 5 — Поденциано-Сан-Джорджо; 6 — Кортемаджоре; 7 — Корреджо; 8 — Тресигалло; 9 — Сантерно; 10 — Альфонсини; 11 — Равенна-Маре; 12 — Равенна-Маре-Зюд; 13 — Порто-Корзини-Маре; 14 — Бомба; 15 — Купелло-Сан-Салво; 16 — Гроттоле-Феррандина; 17 — Пистиччи-Димора; 18 — Санто-Стефано-Маре; 19 — Дуги-Оток; 20 — Бубулине; 21 — Патос; 22 — Маринизе; 23 — Кучево.

и Северно- и Южно-Преддинаридским прогибами. Плита протягивается от Венецианского залива на севере до Ионического моря на юге.

Апулийская плита осложнена рядом впадин и поднятий. Выступы ее известны на юго-западе (Гаргано-Мурдже-Апулия) и на севере (Истрия). На месте выступов под антропогенном залегают слабодислоцированные меловые отложения.

Для всей плиты в целом характерна небольшая мощность неоген-антропогенных отложений и большая мощность (до 8 км) преимущественно карбонатных отложений палеогена и мезозоя. В породах триа-

сового возраста предполагаются соленосные отложения. Нефтегазосность плиты не установлена.

Паданско-Браданский прогиб протягивается вдоль северо-восточного склона Апеннин от Турина на зал. Таранто и далее открывается в Ионическую котловину. Наиболее прогнута его западная, паданская часть, испытавшая мощное погружение до 3 км в антропогеновое время и расположенная на стыке Альп и Апеннин. В структуре Паданского прогиба выделяются Предапеннинский прогиб на юге и Приальпийский на севере, разделенные Феррарским горстовидным поднятием.

Паданский прогиб выполнен антропогеновыми и неогеновыми преимущественно терригенными породами, залегающими несогласно на терригенно-карбонатной и карбонатной толще палеогена и мезозоя. Мощность отложений достигает 10 км. Под горизонтально залегающими антропогеновыми отложениями прослеживаются сложенные плиоценовыми породами пологие брахиантиклинали, нарушенные сбросами. Они ориентированы в северо-западном направлении и образуют ряд антиклинальных зон. В миоценовых отложениях брахиантиклинали выражены более резко.

В Паданском ареале зон газонакопления выявлено, начиная с 1948 г., свыше 70 газовых месторождений (и три нефтяных), в том числе 15 газовых месторождений открыты в прилегающей субаквальной части моря при глубине дна до 30 м. Сравнительно крупные по запасам газа месторождения Кортемаджоре (20 млрд. м³), Равенна-Маре (30 млрд. м³) и Порто-Корзини-Маре (20 млрд. м³). Паданский ареал наиболее крупный в бассейне.

Залежи газа и нефти заключены в песчаниках миоцена, плиоцена и плейстоцена (только газ) в интервале глубин 1—3 км. Наибольшей газонасыщенностью характеризуют нижнеплиоценовые песчаники. Залежи преимущественно экранированных типов — стратиграфически, литологически, реже тектонически. В антропогеновых морских отложениях газовые залежи промышленного значения установлены на месторождениях Равенна, Корреджо, Альфонсине, Тресигалло. В нижнем и среднем миоцене газовые залежи приурочены к трещиноватым мергелям бурдигальского (месторождение Поденциано-Сан-Джорджо) и песчаникам гельветского (Сантерно) и тортонского (Сантерно, Кортемаджоре, Дезана и др.) ярусов. Для антропогеновых отложений характерен сухой газ (99,9% метана), в газе верхне- и среднеплиоценовых отложений появляется до 1% гомологов метана, нижнеплиоценовых — 2%, миоценовых — 8%.

Большая часть газовых залежей имеет аномальные пластовые давления, превышающие условно-гидростатическое на больших глубинах на несколько мегапаскалей.

В 1974 г. в Паданском ареале открыто наиболее крупное газонефтяное месторождение Малосса с залежью на глубине 6100 м в известняках верхнего триаса и нижней юры. Запасы нефти месторождения оцениваются в 40 млн. т, газа — 50 млрд. м³. Залежь характеризуется высоким пластовым давлением — 105 МПа.

Небольшим Анконским поднятием Паданский прогиб отделяется на юге от системы Предапеннинских прогибов: Марке-Абруцци, Молизе, Браданский, Лукания. Прогиб Марке-Абруцци открывается в море, Браданский ограничен с востока поднятием Гаргано-Мурдже-Апулия. Прогибы Молизе и Лукания — крайние западные и дислоцированы в систему линейных складок. Прогиб Марке-Абруцци (Анконский) и расположенный на его продолжении Браданский прогиб заключают свыше 60 преимущественно газовых месторождений, образующих *Браданский и Молизе-Анконский ареалы зон газонакопления*. Для обоих прогибов характерно залегание антропогеновых (мощностью до 1 км) и плиоценовых (до 1,5 км) отложений на размытой поверхности известняков мелового, реже (на западе) миоценового возраста.

Несколько газовых месторождений открыто на восточном побережье и в водах зал. Таранто в Предкалабрийском прогибе (Чиро, Луна и др.).

В ареалах Предапеннинских прогибов продуктивны песчаники плиоценового возраста (залежи газа на месторождениях Гроттоле-Феррандина, Сангро-Маре, Пистиччи-Димора и др.), известняки миоцена (залежи газа — Купелло-Сан-Салво, Бомба и др.), верхнего мела (залежи газа — Гроттоле-Феррандина, Бомба и др., нефтегазовая залежь — Пистиччи-Димора). Для скоплений нефти характерны массивные залежи в эрозионных выступах меловых отложений.

В целом в пределах Паданско-Браданского прогиба неогеновые отложения преимущественно газоносные, меловые преимущественно нефтеносные.

Преддинаридский приморский прогиб охватывает узкую зону, простирающуюся от п-ова Истрия через Приморские острова вдоль западной части Албании, Греции и Ионических островов, где примыкает к Ионическому глубоководному желобу. Прогиб сложен на поверхности меловым, в меньшей степени палеогеновым флишем, дислоцированным в систему линейно вытянутых нарушенных взбросами складок, антиклинальные части которых выступают в виде островов.

Наиболее погруженная на суше часть прогиба располагается в его середине, совпадая с территорией Албании и расположенной северо-западнее глубоководной частью Адриатического моря. Здесь флишевое основание перекрывается мощной толщей (до 5 км) неогеновых отложений преимущественно терригенного состава. Прогиб нарушен несколькими поперечными разломами.

Преддинаридский прогиб является нефтегазоносным в албанской части, где открыто несколько месторождений нефти (Кучево, Патос, Маринзе и др.) и газа (Дивиака, Бубулине), объединяющихся в *Албанский ареал зон нефтегазонакопления*. Продуктивны линзовидные слои песчаников тортонского и сарматского возраста. Глубина залегания скоплений нефти и газа не превышает 1700 м.

Севернее в приморской Далмации на острове открыто нефтяное месторождение Дуги-Оток.

Всего в Адриатическом НГБ выявлено более 140 месторождений преимущественно газовых.

Центральнокарпатский нефтегазоносный бассейн

Центральнокарпатский НГБ представляет собой сложно построенный внутренний синклиниорий Карпатской складчатой области и выделяется на поверхности преимущественным развитием пород олигоцен-эоценового возраста (кросненская свита). Эоценовые и более древние отложения выступают на поверхность лишь узкими полосами в сводах антиклинальных зон. Значительные площади последних образуют обрамление бассейна.

Меловые и палеогеновые отложения образованы мощной толщей (до 10 км) терригенного флиша. Известняки появляются лишь в низах нижнего отдела меловой системы (цешинские известняки, мощность до 250 м). Для всего палеогена, в меньшей степени мела, характерно развитие кремнистых образований (диатомиты, роговики, радиоляриты, гезы и др.), по развитию которых в олигоцене и эоцене (нижний олигоцен — средний эоцен) выделяют менилитовую серию мощностью до 750 м.

Наибольшую мощность имеют породы мелового (до 4,5 км) и олигоцен-эоценового (до 3,9 км) возраста.

В общей структуре Западных и Восточных Карпат Центральнокарпатский НГБ находится между Внешним (зона скиб, или Скольская) и Внутренним антиклинориями Карпат.

В пределах НГБ выделяется несколько структурных зон, образованных сложно дислоцированными покровами и надвигами: Мэгурская, Ужок-Дуклянская, Силезская и Подсилезская (рис. 90).

Мэгурская зона образует крайнюю юго-западную часть бассейна, отделенную от Внутренних Карпат Перипеннинским разломом. Зона сложена преимущественно палеоэоценовыми и эоценовыми породами, дислоцированными в системы сложно построенных складок, часто осложненных взбросами (чешуи). Мэгурская зона надвинута на прилегающую с северо-востока Ужок-Дуклянскую зону с амплитудой горизонтального перемещения до 40 км, а на западе — на Силезскую и Подсилезскую зоны.

Ужок-Дуклянская зона имеет чешуйчатое строение и надвинута на Силезскую зону. Последняя представляет собой сложно построенный синклиниорий (Кросненский), осложненный надвигами с крутыми складками, иногда опрокинутыми на северо-восток. На западе она надвинута на 25—30 км на Подсилезскую зону. Обе зоны продолжают в Западных Карпатах, слагая их фронтальную часть.

В пределах Центральнокарпатского бассейна прослеживается ряд резко выраженных антиклинальных линий. Среди антиклиналей выделяются:

1) антиклинали гребневидного профиля, в ядрах поднятых частей антиклиналей имеет место дисгармоничное смещение слоев, вершины сводов иногда «сваливаются», крылья в присводовых частях осложнены взбросами; в большой мере развиты поперечные разрывы; синклиналь-

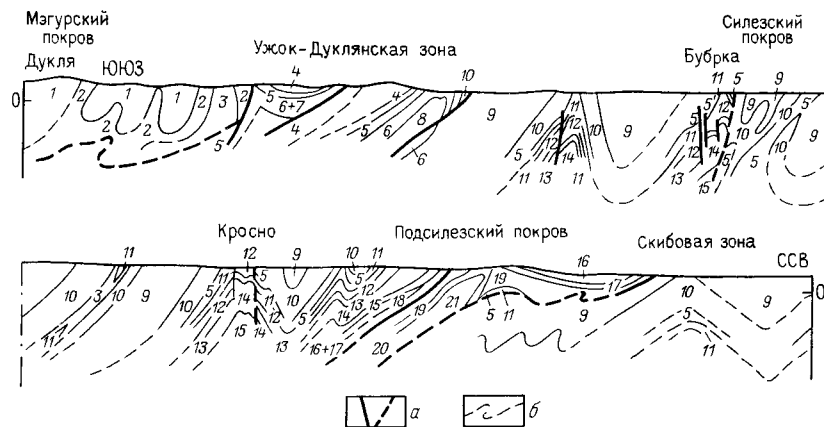


Рис. 90. Схематический поперечный геологический разрез Центральнокарпатского НГБ:

а — разломы; б — предполагаемые стратиграфические границы.
1 — олигоцен (мэгурские, подмэгурские слои); 2 — эоцен — палеоэоцен; 3 — верхний мел (иноцерамовые слои); 4, 9, 10 — верхний и средний олигоцен (кросненская свита); 5 — нижний олигоцен (менилитовая свита); 6, 7 — верхний эоцен (цержовские песчаники); 8, 12 — нижний эоцен (цержовские песчаники и пестрые сланцы); 11 — средний эоцен (нерографовые слои); 13, 14, 15, 19, 20 — верхний мел (истебнянские, годульские слои); 16, 17, 18, 21 — нижний мел (лыгоцкие, вежовские, грузинские, цешинские слои).

ные части складок имеют большую ширину и сравнительно плоское «дно»;

- 2) крутые (наклон слоев до 80°), иногда наклоненные;
- 3) опрокинутые или лежащие, подсеченные пологими разрывами;
- 4) относительно пологие со сравнительно плоскими сводами.

Наиболее резко антиклинали выражены по периферии бассейна.

Центральнокарпатский НГБ характеризуется высокой нефтенасыщенностью и весьма слабой газонасыщенностью. В разрезе палеогеновых и меловых отложений продуктивны по существу все песчаники, так или иначе выдержанные в разрезе всего бассейна. Однако все продуктивные песчаники характеризуются небольшой пористостью и незначительной, сильно меняющейся проницаемостью.

Наиболее древние в бассейне песчаники готеривского возраста (грузинская свита), расслоенные черными сланцами. Они развиты вдоль северо-восточного края бассейна. Выше нефтеносны лыгоцкие песчаники альбского возраста. В ценоманских отложениях продуктивны маломощные пласты песчаников, заключенные между сланцами и алевролитами (месторождения Сяры, Людвика, Витрылув).

В палеоэоценовых отложениях нефтеносны чарножецкие, иногда грубозернистые песчаники. В породах эоценового возраста залежи нефти заключены в цержовицких песчаниках. Выделяется до пяти продуктивных пластов мощностью до 15 м (месторождения Туже-Поле, Кросценко, Ивонич-Здруй, Бубрка, Кобыляны и др.). В менилитовой свите олигоцен-эоценового возраста продуктивны цержовские и кливские песчаники. В кросненской свите верхнего и среднего олигодена нефтеносны песча-

ники линзообразного строения, заключенные в толще сланцев. Количество нефтенасыщенных коллекторов на месторождениях колеблется от 1 до 20, чаще 2—4.

Нефтяные месторождения Центральнокарпатского бассейна приурочены к узким, обычно гребневидного или изоклинального строения аантиклиналям, сильно нарушенным разрывами, особенно в сводовых частях.

В пределах бассейна можно выделить три основных ареала зон нефтегазонакопления: центральный — Кросненский и периферийные — Юго-Западный и Северо-Восточный.

Кросненский ареал зон нефтегазонакопления характеризуется развитием антиклинальных зон гребневидного строения и резким эрозионным расчленением.

С Кросненским ареалом связаны нефтяные месторождения, расположенные на антиклиналях Бубрской (месторождения Беч, Гарклева, Особница, Бубрка и др.), Ивонич-Токарнянской (Ивонич-Здруй, Рудовка, Рыманув и др.), Ясло-Яцмежской (Кросценко, Потока и др.) и Страхоцинский (Туже-Поле, Страхоцина, Санок и др.).

Брахiantiклиналь нефтяного месторождения Бубрка наиболее крупная. Рядом поперечных разрывов она рассечена на различно приподнятые блоки. Самый высокий блок выносит на поверхность отложения верхнего мела. Брахиантиклиналь Гарклева — лежащая и перекрыта Мэгурским покровом.

Сложное строение имеет брахиантиклиналь Ивонич-Здруй. По слоям нижнего эоцена она сравнительно пологая, асимметричная, в слоях верхнего эоцена и олигоцена опрокинута и надвинута на север.

В Кросненском ареале сосредоточено 48 месторождений.

Периферийные *ареалы зон нефтенакпления* связаны с Мэгурским и Ужок-Дуклянским надвигами на юго-востоке, с Силезским и Подсилезским надвигами на северо-западе. Структура месторождений выражена наклонными, иногда лежащими брахиантиклиналями, подсеченными разрывами. В Мэгурском автохтоне на антиклинальной линии Фолюш-Мрукова известны нефтяное месторождение Фолюш и газовое Шалова, в аллохтоне и автохтоне — месторождение Горлица-Магдалена.

В Силезском покрове выделяется *антиклинальная линия нефтегазонакопления* Тырново — Сольно — Пашова — Лодына — Гронзева — Малая Волосанка.

Всего в бассейне выявлено 85 месторождений, в том числе 70 нефтяных, восемь нефтегазовых, шесть газовых и одно конденсатногазовое (на территории Польши — 72 месторождения, в том числе 61 нефтяное). Залежи находятся на глубине 50—2462 м (Лубно).

Все месторождения нефти и газа бассейна отличаются небольшими запасами, что обусловлено сильной раскрытостью антиклиналей.

Венский нефтегазоносный бассейн

Венский НГБ (рис. 91) представляет собой внутригорный грабен, наложенный на сложный тектонический узел в месте сочленения Западных Карпат и Восточных Альп Чехословакии и Австрии. Южное и юго-восточное обрамление бассейна образовано отрогами Альп — горами Розалиен и Лейта, восточное — Гайнбургскими горами и горами Малых Карпат, северное и северо-западное — горными сооружениями Западных Карпат, западное и юго-западное — холмами флишевых Известняковых Альп. В этих пределах ширина бассейна достигает 60 км, длина 200 км.

Северная центриклиналь грабена наложена на Мэгурскую зону Западных Карпат, южная — на зону контакта кристаллического ядра Восточных Альп с мезозойскими отложениями северо-западного их крыла (рис. 92).

Западная наиболее погруженная часть грабена имеет моноклиналиное строение, осложнена четырьмя крупными по протяжению и амплитуде конседиментационными сбросами (Шраттенбергским, Штайнбергским, Леопольдсдорфским и Адерклааским) и находится на стыке Силезской и Мэгурской зон Западных Карпат. Крайний западный Шраттенбергский сброс имеет максимальную амплитуду 1 км, Штайнбергский — до 2,5 км (напротив Цистердорфа), Леопольдсдорфский — 1 км (на юге). Адерклааский сброс находится уже в центральной части грабена. Юго-восточное крыло грабена образовано системой горстов и небольших грабенов с разрывами небольшой амплитуды. Один из наиболее крупных горстов, ограниченный на западе Сватоянским, а на востоке Лабско-Шаштинским сбросами, расположен на погребенном продолжении зоны Пеннинских утесов Западных Карпат. На севере бассейна Сватоянский сброс находит продолжение в Годонинско-Гбельском сбросе. Западнее и параллельно ему протягивается Лужицко-Бродский сброс.

В структуре бассейна существенную роль играют поперечные разрывы. Наиболее крупный из них Дунайский сброс, который отделяет северную, более опущенную часть бассейна, от южной, имеющей сокращенный разрез отложений. На севере бассейна прослеживается поперечный Фарский сброс.

В разрезе отложений, выполняющих грабен, четко выделяются два структурных этажа. Верхний этаж сложен неогеновыми песчано-глинистыми породами мощностью до 6 км. Мощность бурдигальского яруса 450—600 м, гельветского — 600—2000 м. В тортонских слоях местами встречаются пласты пестроцветных глин с углистыми прослойками, в сарматских — детритусовые известняки. Мощность тортона 650—1800 м, сармата — 200—2000 м.

Сарматский и тортонский ярусы — основные нефтегазоносные толщи Венского НГБ. В сармате выделяется 19 продуктивных пластов песчаников мощностью 4—5 м, в тортоне — 21 пласт с мощностью каждого

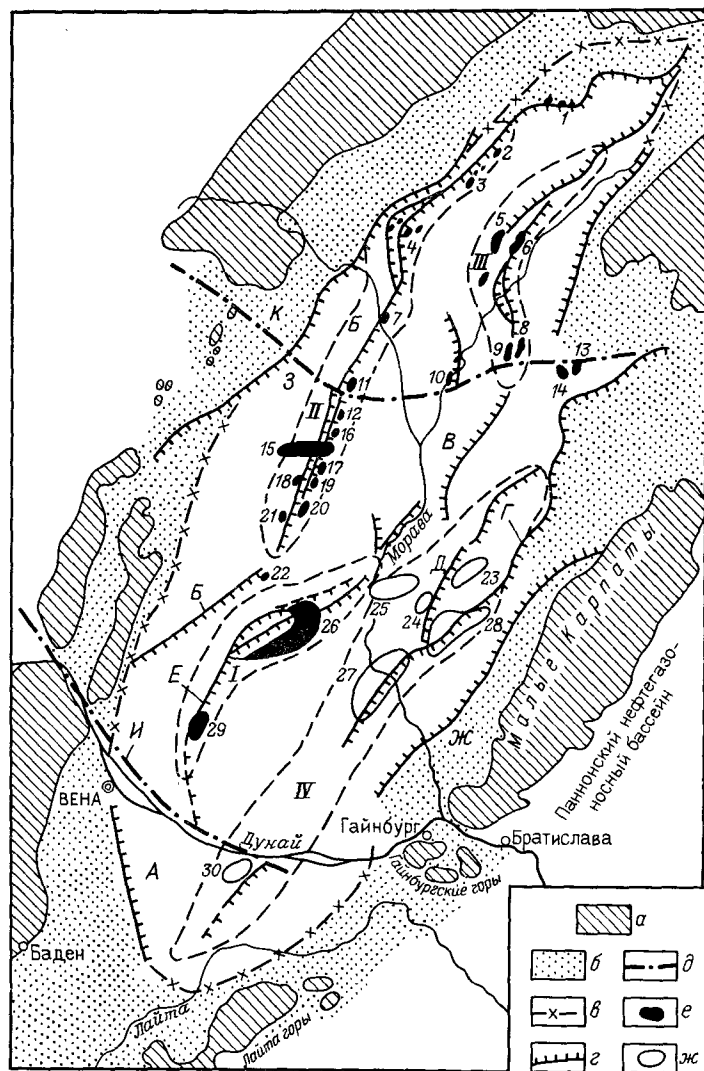


Рис. 91. Венский НГБ:

a — выходы на поверхность складчатого этажа бассейна — горные сооружения; *б* — аконсервационная зона; *в* — границы бассейна; сбросы: *г* — продольные (А — Леопольдсдорфский, Б — Штайнбергский, В — Сватоянский, Г — Лабско-Шаштинский, Д — Якубовский, Е — Адерклааский, Ж — Мархегский, З — Шраттенберский), *д* — поперечные (И — Дунайский, К — Фарский); месторождения: *е* — нефтяные, *ж* — газовые.

Основные зоны нефтегазоаккумуляции: I — Адерклаа-Матиенская; II — Приштайнбергская (Штиртерсдорфская); III — Годонинско-Гибельская; IV — Высоколабский ареал зон газонакопления.

Месторождения: 1 — Милотице; 2 — Мутенице; 3 — Подворов; 4 — Виловицы; 5 — Лужице; 6 — Годонин; 7 — Бржеслав; 8 — Гбелы, Ново-Поле; 9 — Старо-Поле; 10 — Бродски; 11 — Мюльберг; 12 — Альт-Лихтенварт; 13 — Штефанов; 14 — Петрова-Вес; 15 — Санкт-Ульрих-Хаускирхен; 16 — Ван-Зикль; 17 — Гестинг; 18 — Маустрени; 19 — Раг; 20 — Гайзельберг; 21 — Шарфенек; 22 — Хохенрумпенсдорф; 23 — Малацки; 24 — Якубов; 25 — Сухоград; 26 — Матцен; 27 — Высока-Цверндорф; 28 — Лаб; 29 — Адерклаа; 30 — Энцерсдорф.

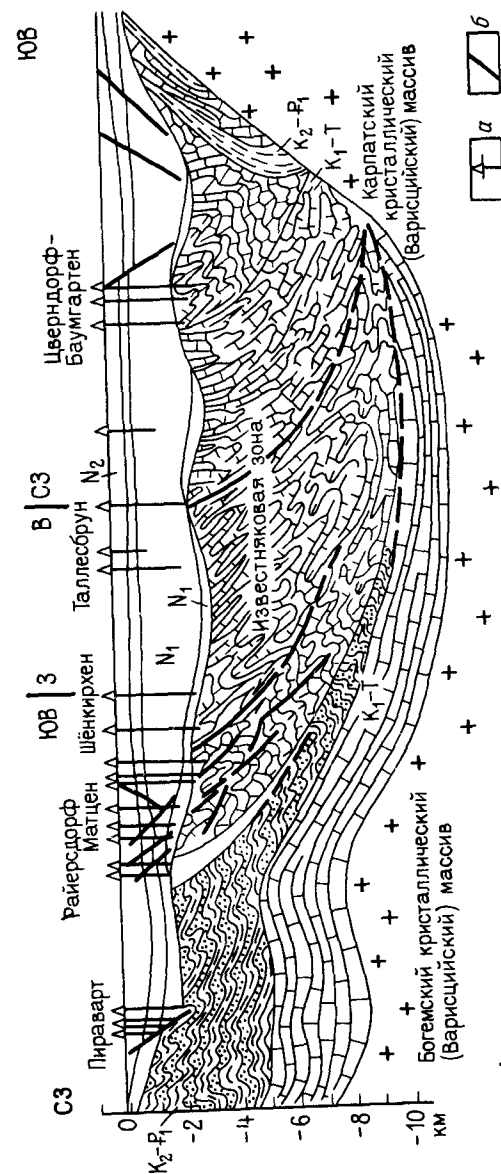


Рис. 92. Схематический поперечный геологический разрез Венского НГБ:

a — скважины; *б* — разломы

7—10 м. В гельветских породах известно четыре (мощность 4—6 м), в бурдигальских два (мощность 15 м) продуктивных пласта.

Плиоценовый отдел объединен в паннонскую серию, сложенную внизу сероцветными глинами с прослоями рыхлых песчаников и пластами лигнита (мощность 400—850 м), а сверху — пестроцветными глинами с прослоями песчаников, пресноводных известняков и лигнита. Мощность пестроцветной толщи до 300 м, известен один продуктивный пласт мощностью 10 м.

Отложения верхнего структурного этажа залегают практически горизонтально. На западе вдоль разрывов слои образуют антиклинальные зоны, прижатые с востока к сбросам и часто рассекаемые ими. Локальные брахиантиклина́ли обычно характеризуются небольшими размерами, пологими наклонами крыльев и нарушены разрывами. В центральной части и на востоке бассейна локальные поднятия менее сгруппированы и имеют большие размеры. Часть их прижата с запада к разрывам.

Подосва верхнего структурного этажа залегает на размытой поверхности нижнего структурного этажа, сложенного эоценовыми, палеоценовыми и мезозойскими породами. Палеогеновые отложения залегают с несогласием на меловых породах, представлены они терригенным флишем мощностью до 2 км; мезозойские породы образованы терригенно-карбонатным флишем мощностью свыше 3 км.

Структура нижнего этажа весьма сложная и в общем виде подобна структуре Известняковых Альп, которые здесь погребены под неогеновыми отложениями. На большой северо-западной части бассейна нижний структурный этаж представлен аллохтоном, образованным системой надвигов со складками изоклинального строения. Отложения этажа продуктивны лишь на нескольких месторождениях. Нефтеносны песчаники эоцен-палеоценового возраста (месторождения Гестинг, Санкт-Ульрих-Хаускирхен, Матцен, Тынец, Цунин, Ваценовице и др.), нефтеносны и газonosны — известняки верхнего мела (Адерклаа, Шёнкирхен-Убертиф, Райерсдорф), верхней юры (Адерклаа, Бритенлее), триаса (Адерклаа, Матцен-Шёнкирхен-Тиф, Протесс-Тиф и др.).

Всего в бассейне открыто 45 нефтяных и 24 газовых месторождения. За исключением трех небольших газовых месторождений, остальные расположены севернее Дунайского сброса. В бассейне довольно хорошо выделяется ареал зон преимущественного нефтенакпления, занимающий северо-западное крыло и северо-восточную центриклиналь бассейна, и ареал зон газонакпления, расположенный на юго-восточном крыле бассейна. В центральной части НГБ выделяется нефтегазонасная Адерклаа-Матценская зона.

В ареале зон нефтенакпления основной антиклинальной зоной является Цистерсдорфская. Ее сопровождает с востока Штайнбергский сброс. Зона состоит из более чем 20 нефтяных и газонефтяных месторождений. Структура большей части месторождений в отложениях верхней части неогена представляет собой небольшие брахиантиклина́ли и купола, а в нижней части, подсекаемой Штайнбергским сбросом,

— полубрахиантиклина́ли или полукупола. На большей части месторождений залежи нефти тектонически экранированные.

Высоколабский ареал зон газонакпления состоит из трех антиклинальных зон: Лабско-Шаштинской, включающей три газовых месторождения, в том числе Высока-Цверндорф и Лаб; Якубовской, включающей также три газовых месторождения, в том числе Малацки и Якубов, и связанной с одноименным разрывом, расположенным на южном продолжении Сватоянского разрыва; Энцерсдорфской, расположенной южнее Дунайского разрыва, включающей два газовых месторождения Энцерсдорф и Фишаменд. Западнее Якубовской зоны находятся два газовых месторождения, в том числе сравнительно крупное Сухоград, возможно, также расположенные в одной структурной зоне.

Газовые месторождения приурочены к пологим слабо нарушенным разрывами брахиантиклина́лям. Газonosны песчаники сарматского (месторождения Малацки, Лаб, Сухоград, Якубов), тортонского (Лаб, Высока-Цверндорф), в меньшей степени плиоценового (Сухоград, Якубов) возраста. Наиболее глубоко залегающие залежи газа установлены на месторождении Высока-Цверндорф — 2600 м — в базальных песчаниках тортона. Газ всех залежей метановый (до 98%).

Адерклаа-Матценская зона нефтегазонакпления связана с Адерклааским сбросом. Месторождения (Адерклаа, Матцен, Шёнкирхен) примыкают к сбросу с востока. Наиболее крупное месторождение зоны и всего бассейна в целом — Матцен (открыто в 1949 г.). Структура его представляет собой брахиантиклиналь (20 км×10 км), сильно рассеченную небольшими сбросами. На месторождении в интервале глубин 300—3500 м в неогеновых отложениях заключено 27 нефтеносных и девять газonosных пластов. Газonosные пласты находятся в отложениях паннонской серии и верхнего сармата, нефтеносные — в сарматских, тортонских и гельветских отложениях. Начальные извлекаемые запасы нефти месторождения оценивались в 65 млн. т, из которых уже извлечено свыше 50 млн. т. Месторождение Адерклаа связано с небольшим куполом (6 км×3 км). Нефтеносны нижнетортонские песчаники, газonosны сарматские и гельветские песчаники, меловые, юрские и триасовые известняки. Залежи нефти и газа заключены в интервале глубин 1500—3500 м.

На севере бассейна прослеживаются небольшие зоны нефтегазонакпления, связанные со сбросами Лужицко-Бродским и Годонинско-Гбельским. Структура некоторых из имеющихся здесь небольших нефтяных и газонефтяных месторождений представлена моноклина́лями, рассеченными сбросами. Залежи нефти, заключенные в отложениях сарматского, тортонского, гельветского и бурдигальского возраста, тектонически экранированные (месторождения Гбели, Годонин), реже стратиграфически экранированные (Годонин, бурдигал). Исключение составляет газонефтяное месторождение Грушки (открыто в 1961 г.), расположенное между Штайнбергским и Лужицко-Бродским сбросами и приуроченное к асимметричной антиклина́ли (15 км×3 км). На месторождении выявлено девять нефтяных пластов в тортоне, три в сармате,

два газоносных пласта в тортоне и один в гелльвете. Залежи находятся в интервале глубин 1050—2750 м.

Все залежи нефти и газа в мезозойских отложениях бассейна преимущественно массивного типа.

Бассейн отличается высокой степенью изученности. В районе Цистерсдорфа пробурена самая глубокая скважина в Западной Европе — 7544 м.

Глава V АФРИКА

§ 1. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ И НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Большая часть Африканского континента принадлежит древней докембрийской платформе. Лишь на северо-западе и крайнем юге развиты альпийские и герцинские складчатые сооружения (рис. 93). Альпийская складчатая область объединяет Рифский и Тельский Атласы, протягивается узкой полосой вдоль побережья Средиземного моря, охватывая северные части Марокко, Алжира и Туниса, и продолжается далее на Сицилийские Альпы.

В строении Рифо-Тельской области принимают участие главным образом дислоцированные мезозойские и кайнозойские отложения суммарной мощностью около 10 км. Характерной ее особенностью является широкое развитие покровов на контакте с южнее расположенной эпигерцинской платформой. Амплитуда горизонтального надвигания составляет местами не менее 20 км.

Основная складчатость Рифо-Тельской области связана со среднемиоценовой фазой. В позднем миоцене вся эта область была втянута в сводово-глыбовые поднятия с образованием межгорных впадин и передовых прогибов по ее южной периферии.

Южнее располагается эпигерцинская Атласская платформа. В ее пределах выделяются антеклизы, выраженные в рельефе плоскогорьями — Марокканской и Оранской Месетами и Высоким плато, в которых палеозойский фундамент либо выходит на поверхность, либо залегает на небольших глубинах, а также синеклизы Высокого, Среднего, Сахарского и Тунисского Атласов, сложенные мезозойскими породами мощностью до 10 км. В конце эоцена и в олигоцене синеклизы втягиваются в орогенез, приведший к возникновению гребневидных и коробчатых антиклиналей и разделяющих их плоскодонных синклиналей. Складчатая структура крайнего восточного элемента этой системы прогибов — Тунисского Атласа — оформилась позднее, в плиоцене.

На востоке эпигерцинская платформа перед погружением в заливы Тунисский, Хаммамета, Габес рассекается рядом меридионально вытянутых разломов. Восточным ограничением ее, вероятно, является разлом на линии Рагуза — Мальта — Джефара.

Тельско-Атласская складчатая система (Атласиды, или Магрибиды) отделяется от южнее расположенной древней Африканской платформы Южно-Атласским швом — глубинным разломом, протягивающимся на 2000 км от Агадира на Атлантическом побережье Марокко до зал. Габес в Тунисе. В осадочном чехле этот разлом проявляется в виде чередования сбросов, флексур и надвигов, в ряде случаев он выражен геоморфологически в виде эскарпа, обращенного на юг к прилегающей пустыне Сахара.

Южное обрамление Африканской платформы образует Капская позднегерцинская складчатая область, сложенная главным образом породами среднего — верхнего палеозоя и нижнего триаса. Общее поднятие и складкообразование в этой области произошли в середине триаса.

Характерной чертой платформы является преобладание площади выходов фундамента на поверхность над площадью распространения осадочного чехла. Эти выходы фундамента прослеживаются в виде нескольких широтных и субмеридиональных зон. Северную широтную зону образуют Регибатский, Туарегский (Ахаггарский), Тибестийский и Джебель-Увейнатский массивы. К центральной, также широтной зоне относятся Леоне-Либерийский, Дагомейско-Нигерийский, Камерунский, Шайю и Центральноеафриканский массивы. Выходы пород фундамента на поверхность разделены обширными синеклизами, к наиболее крупным из них относятся синеклизы Таудени, Мали-Нигерская, Чадская, Конголезская, Окованго и Калахари. Осадочное выполнение этих депрессий представлено главным образом континентальными терригенными отложениями с максимумом осадконакопления в раннем палеозое и меловом периоде для впадин, расположенных между северной и центральной широтными зонами массивов, и в позднем палеозое — раннем мезозое (время накопления серии Карру) для южной группы депрессий.

Вдоль западной и восточной окраин Африканского континента протягивается прерывистая система периконтинентальных впадин.

Западно-Африканская система периконтинентальных впадин прослеживается вдоль всего западного побережья Африки от Агадира на севере до мыса Доброй Надежды на юге. Они разделяются крупными выступами щитов, погружающихся в океан, либо граничат по крупным разломам. Максимальная ширина впадин на суше достигает 500 км. Подводное их продолжение в некоторых случаях прослеживается также на расстояние до 500 км от берега. Морская часть периконтинентальных впадин охватывает часто не только шельф и континентальный склон, но и материковое подножие и прилегающую часть абиссальной равнины. Шельф в их пределах, как правило, располагается на глубине 90—120 м.

Восточно-Африканская система периконтинентальных впадин включает две крупные впадины — Сомалийскую и Мозамбикскую, и несколько меньших по размеру, в том числе прилегающих к о-ву Мадагаскар. Эти впадины разделяются выступами докембрийского фундамента Африканской платформы, среди которых наиболее крупные выступы Мозамбикский и Бур-Акаба. Ширина зоны Восточно-Африканских

установленные и предполагаемые; месторождения: 2 — нефтяные, 3 — газопылевые, 4 — газопылевые и предполагаемые; 5 — разрывные нарушения; 6 — разрывные нарушения; 7 — разрывные нарушения; 8 — разрывные нарушения; 9 — разрывные нарушения; 10 — разрывные нарушения; 11 — разрывные нарушения; 12 — разрывные нарушения; 13 — разрывные нарушения; 14 — разрывные нарушения; 15 — разрывные нарушения; 16 — разрывные нарушения; 17 — разрывные нарушения; 18 — разрывные нарушения; 19 — разрывные нарушения; 20 — разрывные нарушения; 21 — разрывные нарушения; 22 — разрывные нарушения; 23 — разрывные нарушения; 24 — разрывные нарушения; 25 — разрывные нарушения; 26 — разрывные нарушения; 27 — разрывные нарушения; 28 — разрывные нарушения; 29 — разрывные нарушения; 30 — разрывные нарушения; 31 — разрывные нарушения; 32 — разрывные нарушения; 33 — разрывные нарушения; 34 — разрывные нарушения; 35 — разрывные нарушения; 36 — разрывные нарушения; 37 — разрывные нарушения; 38 — разрывные нарушения; 39 — разрывные нарушения.

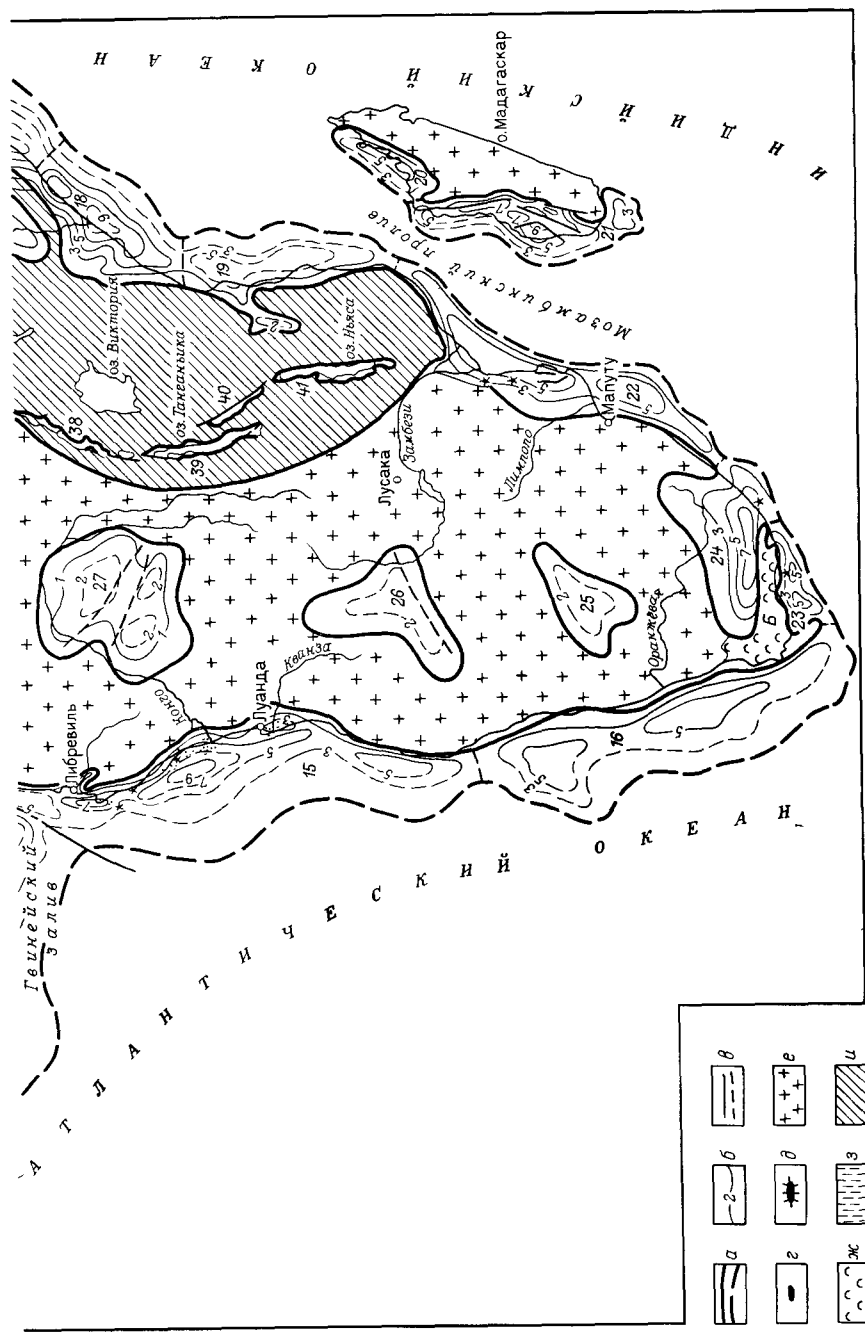
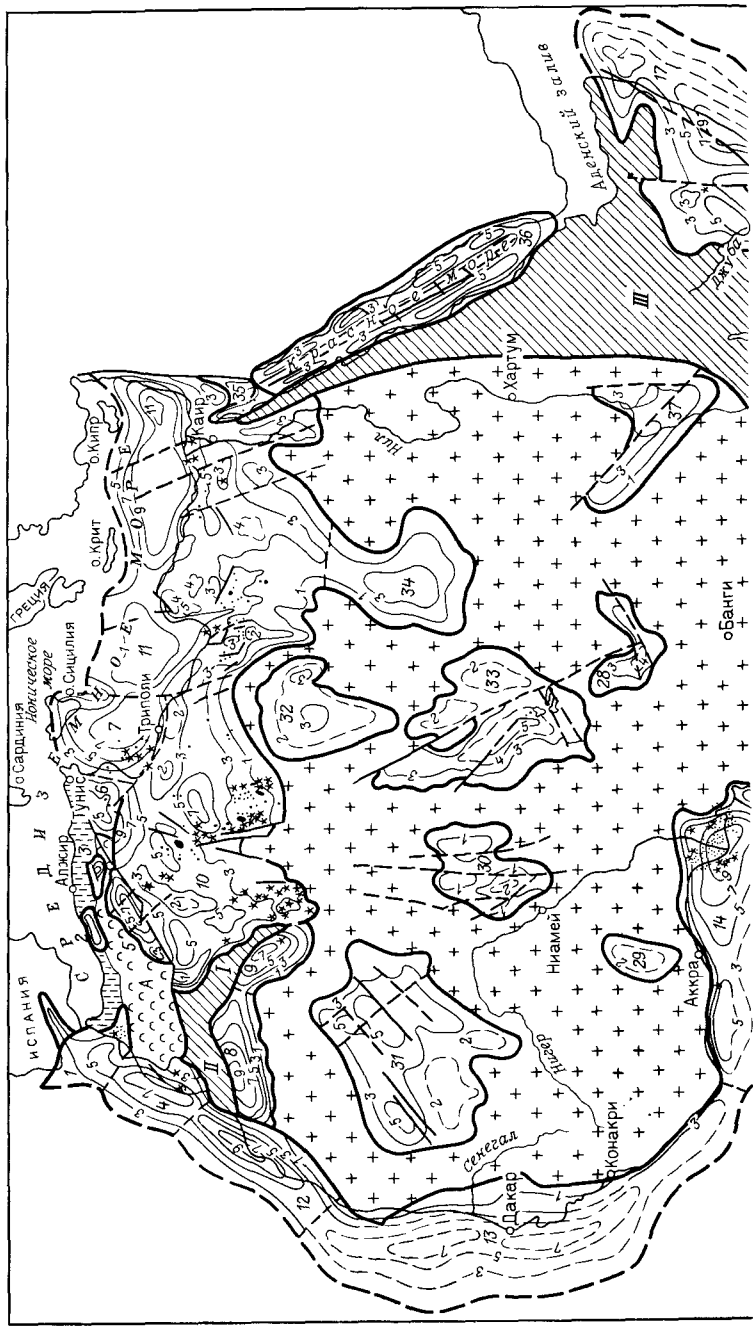


Таблица 5. Нефтегазоносные бассейны Тельско-Атласской нефтегазогеологической провинции (с единичными месторождениями)

Бассейн	Географическое положение	Площадь, тыс. км ²	Тип бассейна, особенности структуры	Возраст отложений, выполняющих бассейн; мощность, км	Нефтегазоносность (возраст продуктивных отложений)
Западно-Тельский	Северный Алжир, прилегающие части Марокко	59	Синклиниорий Шелиф	Кайнозой; 4	Нефтяные месторождения Тлиу-ане (торгон), Айн-Зефт (ранний миоцен)
Южно-Тельский	Северный Алжир	18	Предтельский прогиб, осадочный покров	Миоцен; 3	Нефтяное месторождение Уэд-Гетерини (эоцен)
Восточно-Атласский	Тунисский Атлас	60	Синеклиза Орес-Кеф	Мезозой; 5	Нефтяные месторождения: Джебель-Онк, Дулеб-Семмама, Тамесмида (мел)

Таблица 6. Нефтегазоносные бассейны нефтегазогеологической провинции докембрийской платформы (с единичными месторождениями)

Бассейн	Географическое положение	Площадь, тыс. км ²	Возраст отложений, выполняющих бассейн, мощность, км	Нефтегазоносность (возраст продуктивных отложений)
Чадский	Нигер, на юге Чада, на юго-востоке Камерун	360	Мезозой; 3,5. Кайнозой; 1,4	Нефтяные месторождения Седиги, Кумиа, конденсатногазовое Канем (мел)
Шари	Чад	220	Мезозой и кайнозой; 5	Нефтяные месторождения Мианду, Мангара, Коме, Беланга (мел)
Верхненильский	Судан, на юго-востоке Эфиопия	360	Мел и кайнозой; 7	Нефтяные месторождения Хеллиг, Юнити, Аду-Габра, Шариф, Талих, Адар (мел, миоцен)

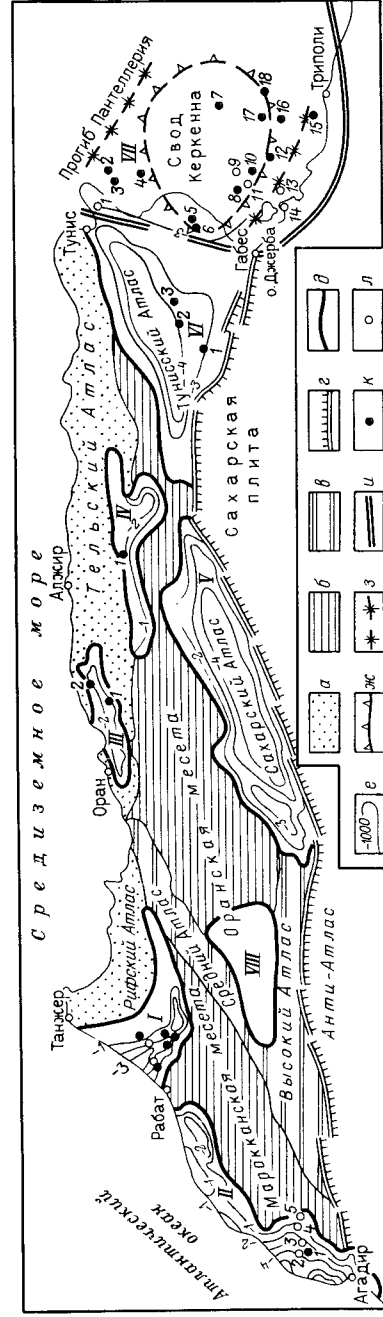


Рис. 94. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Атласид Северо-Западной Африки:

а — альпийская Рифо-Тельская складчатая область; б — элигеринская Атласская платформа; в — активизированная часть Атласской платформы; г — Южно-Атласский шов; д — границы бассейнов; е — изогибы кровли складчатого основания, км; ж — границы крупных поднятий (свод Керкена); з — ось прогиба; и — Загуанский и Триполитанский НГБ (африканская часть); п — Западно-Марокканский НГБ — месторождения: 1 — Сиди-Рхадем, 2 — Тукинт, 3 — Кешула, 4 — Джири, 5 — Нгарк; пп — Западно-Тельский НГБ — месторождения: 1 — Айн-Зефт, 2 — Тлиуане; IV — Южно-Тельский НГБ — месторождения: 1 — Уэд-Гетерини, VI — Восточно-Атласский НГБ — месторождения: 1 — Джебел-Онк, 2 — Тамесмида; 3 — Дулеб-Семмама, VII — Тунисско-Сицилийский НГБ — месторождения: 1 — Кап-Бон, 2 — Бирса, 3 — Жасмин, 4 — Халк-эль-Мендель, 5 — Сиди-эль-Итадем, 6 — Сиди-Бехара, 7 — Исис, 8 — Аштарг, 9 — Мискар, 10 — Дидон, 11 — Хаадрубал, 12 — Зуара, 13 — Брегат, 14 — Зарис, 15 — Н-1, 16 — С-1, 17 — В-1, 18 — Е-1; V — Центральноатласский ВНГБ; VIII — Межатласский ВНГБ

вападин изменяется от 1000 км до 300—400 км. Максимальной величины она достигает на севере, где охватывает территорию Восточной Эфиопии, Сомали, Кении и Танзании и значительную часть акватории, включая глубоководную Сомалийскую котловину. Одним из своеобразных элементов южной части материковой окраины является Мозамбикский хребет, представляющий собой выступ континентального склона, простирающийся почти на 100 км.

Наконец, следует отметить важную особенность тектонического строения Африканской платформы, связанную с вовлечением ее восточной части в процесс эпиплатформенного орогенеза с образованием Восточно-Африканской рифтовой системы. Последняя протягивается в субмеридиональном направлении на расстояние более 5000 км от Аравийского полуострова на севере до Мозамбика на юге. Эта система возникла на платформенном докембрийском основании и окончательно сформировалась в течение неотектонического этапа, хотя на ее отдельных участках рифтогенез проявлялся и в более древние эпохи. В составе рифтовой системы выделяются три звена, которые в свою очередь состоят из нескольких зон.

Северное звено объединяет грабены Суэцкого залива и Красного моря. Центральное звено состоит из двух рифтовых зон, формирование которых сопровождалось исключительно мощной вулканической деятельностью. В составе южного звена выделяются две кулисообразные зоны — Руква-Ньясская и Танганьикская, занятые крупными озерами Танганьика, Руква, Ньяса и др.

В соответствии с тектонической принадлежностью и пространственным расположением все бассейны объединяются в нефтегазогеологические провинции. Всего может быть выделено шесть нефтегазогеологических провинций, содержащих нефтегазоносные, потенциально и возможно нефтегазоносные бассейны.

1. *Тельско-Атласская провинция* включает бассейны, расположенные внутри Тельской альпийской складчатой области (Западно-Тельский бассейн), на контакте ее с эпигерцинской платформой (Предрифско-Гвадалквивирский, Южно-Тельский), внутри эпигерцинской платформы (Межатласский, Центральнотласский, Восточно-Атласский) и на восточном ее погружении (Тунисско-Сицилийский). За исключением Межатласского и Центральнотласского, степень изученности которых позволяет рассматривать их как бассейны с неизвестными перспективами, во всех остальных бассейнах установлена нефтегазоносность (рис. 94).

В Предрифско-Гвадалквивирском бассейне выявлено более 20 нефтяных месторождений, в Тунисско-Сицилийском 30, в остальных бассейнах по несколько месторождений (табл. 5).

2. *Провинция докембрийской платформы* объединяет 15 бассейнов, расположенных внутри платформы и связанных с синеклизами. Наиболее крупные по запасам нефти и газа и количеству месторождений Алжиро-Ливийский и Восточно-Присредиземноморский, расположенные в пределах Сахарской плиты. В трех бассейнах (Чадский, Шари,

Верхненильский) содержится от трех до шести месторождений (табл. 6). В бассейнах Регган, Мурзук, Таудени, Мали-Нигерском, Окованго, Калахари, сложенных преимущественно палеозойскими образованиями мощностью 3—8 км, в отдельных скважинах получены газопроявления, реже нефтепроявления (Мурзук, Мали-Нигерский в палеозойских породах, Мали-Нигерский в мезозойских отложениях).

Синеклизы Тиндуф, Конго, Куфра с мощностью осадочных отложений 2,3—8 км (Тиндуф) еще слабо изучены в нефтегазоносном отношении.

3. *Провинция рифтовой системы эпиплатформенного орогена Восточной Африки* содержит семь бассейнов эпиплатформенного орогена. Два северных бассейна связаны с рифтами Суэцкого залива и Красного моря, остальные с рифтогенными грабенами, большие части которых заняты водами крупных озер. Бассейн Суэцкого залива промышленно нефтегазоносный, в нем открыто свыше 40 нефтяных месторождений. В бассейне Красного моря выявлено два конденсатногазовых месторождения. Остальные бассейны рассматриваются как возможно нефтегазоносные.

Бассейн Красного моря охватывает прибрежные и акваториальные части Египта, Судана, Эфиопии, Джибути, Йеменской Республики и Саудовской Аравии. Площадь его 370 тыс. км², из них 320 тыс. км² расположены на акватории. Граница проходит вдоль крайних глубинных разломов, ограничивающих структуру Красноморского грабена. Рифтовая природа последнего определила сложную складчато-блоковую мозаику дислокаций осадочного выполнения. Осадочный чехол представлен миоценовой известняково-глинисто-соленосной серией мощностью до 5 км. Локально распространены более древние образования мела в континентальных фациях. Осевая часть бассейна характеризуется активными процессами подводного вулканизма.

Нефтегазопроисковые работы в бассейне проводятся с середины 50-х годов. В северной его части на шельфе Саудовской Аравии открыто газоконденсатное месторождение Беркуэн. На шельфе Судана и Египта получены промышленные притоки газа и конденсата.

В Судане и Эфиопии в трех скважинах получены притоки газа и конденсата, в Египте, Судане, Эфиопии в скважинах отмечены нефтегазопроявления.

Бассейны Мобуту-Сесе-Секо, Руква, Виктория, Танганьика и Ньяса связаны с одноименными озерами-грабенами. Бассейны представляют собой узкие субмеридионального простирания грабены, выполненные континентальными озерными отложениями мелового и кайнозойского возраста мощностью до 3 км.

В пределах бассейнов Мобуту-Сесе-Секо, Танганьика в прибрежной зоне в скважинах отмечались признаки нефти и газопроявления.

4. *Провинция западных периконтинентальных прогибов Африканской платформы* (Приатлантическая окраина) включает семь бассейнов, заключенных в периконтинентальных прогибах: на севере Приатлантической окраины выявлен нефтегазоносный Западно-Марокканский

бассейн, содержащий пять месторождений; южнее расположен перспективный в нефтегазоносном отношении бассейн Аюн; далее Сенегальский, нефтегазоносность которого установлена открытием двух нефтяных месторождений. Леоне-Либерийский бассейн потенциально нефтегазоносный. Восточнее его расположен нефтегазоносный бассейн Гвинейского залива, содержащий более 300 месторождений, а южнее — Кванза-Камерунский, включающий более 100 месторождений. На юге может быть выделен Намибийский бассейн — перспективный для поисков нефти и газа.

В истории развития этих бассейнов дорифтовая стадия охватывает палеозойскую эру. Рифтовая стадия в северном звене бассейнов проявилась в течение пермо-триаса, в южном — в поздней юре — неокоме. Заключительная периконтинентальная стадия начинается с накопления соленосных пород позднего триаса — ранней юры в северном звене бассейнов и апта в южном. Наиболее мощное кайнозойское осадконакопление локализуется в дельтах крупных рек, стекающих с континента.

Западно-Марокканский (Дуккала-Сусский) бассейн располагается в прибрежной части Марокко и состоит из трех впадин, раскрывающихся в Атлантический океан, — Дуккала, Эссауира и Сус.

Впадина Дуккала на севере и востоке ограничена выходами палеозойских отложений герцинских сооружений Марокканской Месеты. На юге она соединяется с впадиной Эссауира. В пределах впадины Дуккала на палеозойском складчатом основании залегают образования пермо-триаса, представленные в нижней части песчано-конгломератовыми породами, в средней — соленосными с пластами базальтов и в верхней — глинисто-алевролитовыми отложениями. Максимальная мощность этого комплекса около 1800 м. Залегающие выше средневерхнеюрские и нижнемеловые породы мощностью до 800 м представлены в основном известняками и ангидритами. Неоген-антропогеновые отложения образованы песчаниками и глинами мощностью около 100 м.

Разрез осадочной толщи впадины Эссауира близок к разрезу впадины Дуккала, однако отличается большими мощностями пород. Для тектонического строения впадины характерно наличие солянокупольных структур. Широко распространены антиклиналы, образованные погребенными соляными подушками, залегающими на глубине 1200—3000 м. Во впадине Эссауира открыто три газовых (Джиир, открыто в 1957 г.; Кешула, 1957 г.; Ндарк, 1976 г.), одно нефтяное (Сиди-Рхалем, 1961 г.) и одно газоконденсатное (Тукинт, 1975 г.) месторождения. Месторождение Сиди-Рхалем приурочено к солянокупольному поднятию с размерами 5 км × 3 км. Продуктивны четыре горизонта на глубине 1780—1860 м в трещиноватых известняках средней и верхней юры. Газовые месторождения Кешула и Джиир связаны с куполовидными поднятиями. Газ содержится в коллекторах, сложенных доломитизированными известняками верхней и средней юры. Глубина залегания продуктивных отложений от 1000 м (Джиир) до 1750 м (Кешула). Месторождения по запасам мелкие — 0,5 млрд. м³.

Бассейн Аюн приурочен к моноклинали, охватывающей прибрежные

и акваториальные районы юга Марокко и Западной Сахары. С востока он ограничен выходами на поверхность кристаллических пород Регибатского массива. Западная граница его проводится условно вдоль континентального склона. В строении бассейна участвуют пермо-триасовые, юрские, меловые и кайнозойские породы мощностью свыше 8 км. В одной из скважин на структуре Тарфая отмечены притоки тяжелой нефти.

Сенегальский бассейн занимает обширную впадину, расположенную в прибрежных районах Мавритании, Сенегала, Гамбии и Гвинеи и продолжающуюся под водами Атлантического океана. Длина впадины более 1000 км, ширина около 500 км. Восточным ограничением бассейна служит складчатая зона Мавритании.

В подошве бассейна залегают пермо-триасовые терригенно-соленосные породы мощностью 500—1000 м. Выше залегают карбонатно-терригенные юрские и меловые отложения мощностью до 6 км и также карбонатно-терригенные кайнозойские мощностью до 1 км.

Структура Сенегальского бассейна представляет собой асимметричную впадину, ступенчато погружающуюся в Атлантический океан. Для южной его части (впадина Казаманс) характерно проявление солянокупольной тектоники.

В 1959 г. вблизи г. Дакар в бассейне открыто мелкое по запасам нефтяное месторождение Диам-Ниаде. Продуктивны линзы маастрихтских песчаников на глубине около 1 км. В 1969 г. во впадине Казаманс в 70 км от берега открыто нефтяное месторождение Дом-Флор, приуроченное к солянокупольному поднятию. Продуктивны карбонатные породы палеогена и песчаники маастрихта — палеоцена на глубине около 800 м.

Леоне-Либерийский бассейн расположен в приматериковой части Западной Африки и в акваториальных зонах Гвинеи, Сьерра-Леоне и Либерии. Осадочный чехол бассейна представлен мезозойскими и кайнозойскими терригенно-карбонатными образованиями мощностью в наиболее прогнутой части свыше 5 км. Пробурено шесть скважин. Нефтегазопроявлений не установлено.

Намибийский бассейн практически целиком располагается в акватории Атлантического океана, примыкающей к Намибии и ЮАР. Северным его ограничением служит Китовый хребет, южное ограничение образуют выступ Агульяс и зона разломов Агульяс. Наибольшая ширина бассейна на широте г. Уолфиш-Бей достигает 450 км, длина около 1500 км.

Мощность осадочного выполнения бассейна свыше 6 км, причем по геофизическим данным предположительно выделяются мезозойские (до 3 км), палеогеновые (до 2 км) и неогеновые (1,5 км) отложения. В 1974 г. на шельфе недалеко от устья р. Оранжевая пробурена скважина Куду 9а-1, в которой с глубины 4450 м получен приток газа из нижнемеловых песчаников.

5. *Провинция восточных периконтинентальных прогибов Африканской платформы* (Прииндоокеанская окраина) содержит четыре бассейна, заключенных в периконтинентальных прогибах, из которых в трех

Таблица 7. Нефтегазовые бассейны нефтегазогеологической провинции периконтинентальных впадин востока Африканской платформы (с единичными месторождениями)

Бассейн	Географическое положение	Площадь, тыс. км ²	Особенности структуры бассейна	Возраст отложений, выходящих бассейна; мощность, км	Нефтегазоносность (возраст продуктивных толщ)
Восточно-Африканский	Сомали, юг Эфиопии, прибрежные территории Кении, Танзании и севера Мозамбика	1990	Пять впадин: Огаден, Сомали, Ламу, Занзибар, Рувума	Пермь и мезозой; 5,5. Кайнозой; 2	Огаден — газовое месторождение Кэлуб (пермь, юра); Сомали — газовое месторождение Афей (альб); Занзибар — Сонго-Сонго (альб)
Мозамбикский	Юго-восточная Африка, юг Мозамбика	Нет данных	Ступенчатое погружение моно-клиналы на восток; грабены, горсты, кайнозойский прогиб в дельте Замбези	Поздний карбон — ранняя юра; 6. Мел; 3, 8. Кайнозой; 3	Газовые месторождения Панде (поздний мел), Тимане (поздний мел), конденсатногазовое Бузи
Маджунга и Морондава	Береговая и акваториальная часть севера (Маджунга) и юга (Морондава) о-ва Мадагаскар	Морондава — 340	Система грабенов и горстов	Поздний карбон — ранняя юра; 2,5. Юра, мел; 3, 6. Кайнозой; 1	Морондава — нефтяное месторождение Тсимироро (триас — юра), месторождение Бемуланга (триас — юра)

выявлены месторождения углеводородов. Формирование этих бассейнов (рифтовая стадия) по сравнению с Приатлантическими относится к позднему карбону — ранней юре. Периконтинентальная стадия развития началась в конце ранней юры. В отличие от Приатлантической окраины переход от рифтовой к периконтинентальной стадии не сопровождался широким развитием процессов накопления эвалоритов. Наибольшее прогибание в юрское время испытывают северные районы, особенно в средней юре. В меловое время и в кайнозое продолжается прогибание прибрежной зоны и ее центр постепенно смещается в зону современного шельфа и континентального склона Индийского океана. Краткие сведения о бассейнах и их нефтегазоносности приведены в табл. 7.

6. *Провинция Капской складчатой системы* включает два бассейна — Карру и Агульяс, из которых первый расположен на стыке докембрийской платформы и Капской складчатой системы, а второй представляет собой тыловой прогиб, погруженный под воды океана.

Бассейн Агульяс (Южно-Капский) сложен мезозойскими и кайнозойскими образованиями мощностью более 5 км. В 1969 г. в зал. Плеттенберг на площади Агульяс (при глубине океана 130 м) на глубине 2200—2300 м получен промышленный приток газа с конденсатом из двух песчаных горизонтов мелового возраста. В 1980 г. в зал. Мосселбей в 80 км от берега открыто газоконденсатное месторождение.

Бассейн Карру (Предкапский) занимает центральную часть ЮАР и территорию Лесото. Осадочный чехол бассейна представлен мощной терригенной континентальной толщей серии Карру (поздний карбон — ранняя юра). Суммарная мощность отложений в наиболее прогнутой южной части превышает 7 км. Несмотря на наличие многочисленных газопроявлений из песчаников серии Карру промышленных скоплений обнаружено не было.

К Африканскому региону относится возможно нефтегазоносный бассейн Сейшельских островов (Маскаренский). Его включение в этот регион связано с географической принадлежностью к Африканскому сегменту Сейшельских и Маскаренских островов, хотя он представляет бассейн внутриокеанического платформенного класса. Бассейн имеет дугообразную форму и протягивается от Сейшельских островов к юго-востоку и югу почти до о-ва Маврикия. Площадь бассейна около 400 тыс. км².

Предполагается, что этот бассейн сформировался в кайнозойское время на приподнятом блоке с континентальной корой (микроконтинент). Осадочный чехол его представлен в основном палеогеновыми органогенными известняками, неогеновыми глинами и псисим мелом максимальной мощностью до 3 км. Ниже залегают базальты мелового возраста. В двух скважинах на северо-западе бассейна под базальтами вскрыты континентальные юрские и триасовые осадочные отложения. В процессе бурения скважин глубиной 1700—3900 м отмечались газопроявления, однако промышленных скоплений не выявлено.

§ 2. ТЕЛЬСКО-АТЛАССКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Предрифско-Гвадалквивирский нефтегазоносный бассейн

Предрифско-Гвадалквивирский НГБ (рис. 95) охватывает два прогиба, располагающихся в Северном Марокко и Южной Испании, и их подводное продолжение в Атлантическом океане, где они соединяются. Испанская часть бассейна приурочена к Гвадалквивирскому прогибу, который отделяется от выходов на поверхность палеозойских складчатых комплексов Иберийской Месеты крупным Гвадалквивирским разломом. В восточном направлении прогиб выклинивается, а в западном раскрывается в Кадисский залив Атлантического океана. Южную часть бассейна занимает Предрифский прогиб.

В Гвадалквивирском прогибе разрез осадочных образований начинается соленосными терригенными породами триасового возраста мощностью до 1500 м. Они согласно перекрываются юрскими карбонатными породами, на которых с разрывом залегают миоценовые песчаники, глины и мергели мощностью 2000—2500 м.

В пределах прогиба в ряде скважин отмечены нефтегазопоявления в отложениях миоцена, а в трех скважинах на шельфе Кадисского залива получены промышленные притоки газа.

Рифский Атлас, образующий горное обрамление марокканской части бассейна, надвинут на складчатый борт его по системе пологих пластин.

В Предрифском бассейне развиты мезозойские и кайнозойские породы суммарной мощностью до 5 км. Триасовые отложения сохранились лишь в отдельных грабенах, где они представлены красноцветными песчаниками и гипсово-соленосными толщами мощностью до 2500 м. Нижнеюрские образования, распространенные на востоке, состоят из известняков, мергелей и песчаников мощностью до 1200 м. Триас-нижнеюрские породы перекрываются миоценовыми и плиоценовыми песчано-глинистыми отложениями. Максимальная мощность их установлена на западе и на шельфе Атлантического океана, где она превышает 3 км. Предрифская зона бассейна сложена главным образом меловыми мергелями и глинами тортона.

Неогеновые отложения бассейна образуют в его платформенной части две впадины: Рарбскую на западе, открывающуюся в Атлантический океан (мощность неогеновых пород свыше 2500 м), и Сайскую, небольших размеров, — на юге.

Нефтепоисковые работы в Предрифском прогибе проводятся с начала XX в. В 1918 г. было открыто небольшое месторождение Айн-Хамра с залежами нефти в песчаниках миоцена на глубине 120—300 м.

К настоящему времени в бассейне известно 20 мелких месторождений, большая часть которых расположена на поднятии, разделяющем Рарбскую и Сайскую впадины, и образует единую зону нефтегазонакопления. Зона протягивается в северо-восточном направлении в соответствии с системой разрывов, осложняющих эту часть впадин и свя-

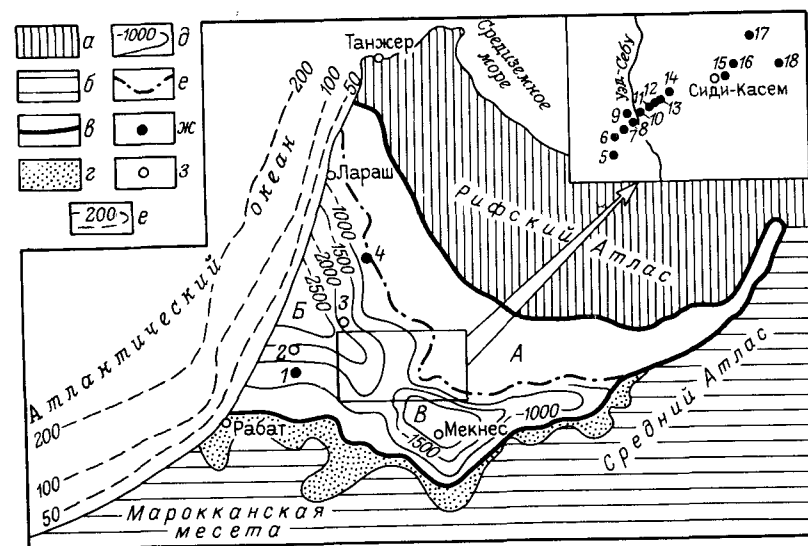


Рис. 95. Южная часть Предрифско-Гвадалквивирского НГБ:

а — альпийская Рифская складчатая область; б — эпигерцинская Атласская платформа; в — границы бассейна; г — аконсервационная зона; д — изогипсы кровли складчатого основания; е — южная граница распространения Предрифских покровов; месторождения: ж — нефтяные, з — газовые; и — изобаты океана, м. А — зона Предрифских складок; впадины: Б — Рарбская, В — Сайская. Месторождения: 1 — Эль-Мензех; 2 — Кайд-эль-Гуддари; 3 — Дуар-Джабар; 4 — Айн-Хамра; 5 — Уэд-Меллах; 6 — Босежур; 7 — Тиссеран; 8 — Блед-эль-Дефаа; 9 — Батон; 10 — Сиди-Фили; 11 — Мерс-эль-Кхарез; 12 — Блед-Эддун; 13 — Блед-Катара; 14 — Блед-Зрар; 15 — Сиди-Касем; 16 — Бу-Драа; 17 — Хариша; 18 — Джебель-Дзельфат.

занных с дислокациями, сформировавшими эпиплатформенный ороген Среднего Атласа (обрамление бассейна). Нефтегазоносные трещиноватые кварциты и сланцы палеозойского складчатого основания и доломитизированные известняки нижней юры.

К наиболее значительным относится месторождение Сиди-Фили, состоящее из двух залежей. Нижняя приурочена к выступу палеозойского основания, верхняя — к песчаникам и известнякам нижней юры. Подобное строение имеют месторождения Блед-Эддун и Блед-Катара.

В зоне складчатого борта продуктивные пласты выявлены в миоцене (месторождение Айн-Хамра) и догере (Хариша) на антиклиналях, сильно разбитых сбросами.

Все месторождения бассейна незначительны по запасам.

Тунисско-Сицилийский нефтегазоносный бассейн

Тунисско-Сицилийский НГБ занимает узкие прибрежные части и прилегающую акваторию Туниса, Ливии, Мальты и о-ва Сицилия. Площадь его 240 тыс. км², из которых 205 тыс. км² находятся под водами Средиземного моря.

На западе и юге этот бассейн по системе крупных разрывных нарушений (Загуанский и Триполитанский) граничит соответственно с

нижнеэоценовые и маастрихт-палеоэоценовые известняки на глубине 2850—3200 м. Извлекаемые запасы нефти 33 млн. т.

В прогибе Хаммамет выявлено одно газовое и три нефтяных месторождения. Газовое месторождение Джебель-Абдеррахман расположено на п-ове Кап-Бон. Продуктивны песчаники апта на глубине 1730—1740 м. Начальные запасы газа 22 млрд. м³. В шельфовой части прогиба открыты мелкие по запасам (1—2 млн. т) нефтяные месторождения Тазерка, Хальк-эль-Мензель и Южный Козмос. Продуктивны среднемиоценовые песчаники Сабри на глубине 1500—1600 м.

Севернее Пантеллерийского грабена в южной части Сицилии и в прилегающей акватории, сложенных преимущественно карбонатными породами мезозоя и кайнозоя мощностью до 4 км, открыто 20 нефтяных и газовых месторождений, из которых пять находятся на суше, остальные на прилегающем шельфе (Перла, Мила, Нильде, Наила). Основной продуктивный горизонт представлен доломитами и доломитизированными известняками триаса. На месторождении Нильде небольшая нефтяная залежь выявлена в карбонатных породах миоцена. Наиболее крупные месторождения — Рагуза (запасы нефти 22 млн. т) и Джела (14 млн. т), открытые в середине 50-х годов. Шельфовые месторождения по запасам мелкие (1—4,5 млн. т).

В целом в пределах Тунисско-Сицилийского НГБ выявлено 30 преимущественно нефтяных месторождений.

§ 3. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ДОКЕМБРИЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Алжиро-Ливийский нефтегазоносный бассейн

Алжиро-Ливийский НГБ по разведанным запасам нефти и газа занимает соответственно второе и первое место среди других бассейнов Африки. Начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 2 млрд. т, газа — 3,7 трлн. м³. Площадь бассейна 1,1 млн. км². Он располагается главным образом на территории Алжира и охватывает смежные районы Южного Туниса и Западной Ливии.

Северную границу бассейна образует Южно-Атласский шов. Западным обрамлением служит внутриплатформенная складчатая область Угарта (авлакоген). На юге граница проходит по склонам докембрийского массива Хоггар, на востоке — по приподнятой горстовой зоне, где происходит сочленение его со смежным Восточно-Присредиземноморским бассейном (рис. 97).

Фундамент бассейна образуют метаморфизованные образования докембрия. В осадочный чехол бассейна входят вендские и фанерозойские отложения.

Породы верхнего докембрия представлены красноцветными песчаниками, сланцами и конгломератами. Кембрийские и ордовикские отложения известны на всей территории бассейна, за исключением отдельных небольших по размерам приподнятых блоков. Они представлены

терригенными породами мощностью 600—1500 м. Силурийские породы бассейна сложены внизу озерно-ледниковыми песчаниками и аргиллитами, а сверху мощной толщей граптолитовых сланцев.

Девонские образования частично или полностью размыты на сводах крупных поднятий — гряд Иджеране-М'Заб и Амгид-эль-Биод. Полные разрезы девона известны во впадинах Ахнет и Иллизи, где мощность его достигает соответственно 2 и 1,2 км. В целом девон представлен толщей песчаников и аргиллитов, чередующихся с прослоями известняков, значение которых возрастает в западном направлении.

Отложения каменноугольной системы на значительных площадях отсутствуют вследствие предмезозойской эрозии. Наиболее полные разрезы имеются во впадинах Абадла, Ахнет и Иллизи, где мощность карбона достигает соответственно 3300, 1200, 1500 м. Турнейские, визейский, а в отдельных районах и намюрский ярусы представлены морскими песчано-глинистыми и карбонатными породами. Начиная со среднего карбона устанавливается лагунно-континентальный режим.

Мезозойские отложения трансгрессивно и несогласно залегают на размытой поверхности палеозоя. В пределах крупных поднятий, таких как Амгид-эль-Биод и Иджеране-М'Заб, под мезозойскими вскрываются кембрийские и ордовикские породы, во впадинах — девонские и каменноугольные. В западных впадинах Абадла, Тимимун, Ахнет, Муйдир и Иллизи мезозойские отложения представлены континентальными песчано-глинистыми породами мощностью до 800 м. Они охватывают интервал от триаса до нижнего сеномана включительно.

Во впадинах Уэд-Миа и Радамес мезозой начинается с песчано-глинистой толщи среднего триаса, в которой присутствуют пластовые эффузии базальтов и андезитов. Мощность среднего триаса достигает 300 м. Верхнетриасовые отложения подразделяются на две литологические толщи: нижнюю — терригенную мощностью до 120 м и верхнюю — соленосную, максимальная мощность (1430 м) которой известна к востоку от месторождения Хасси-Месауд. Юрские образования в нижней части сложены солями и ангидритами, которые выше сменяются известняками и доломитами. В верхней юре преобладают песчано-глинистые породы с прослоями доломитов и известняков.

Меловые породы развиты на всей территории бассейна. На западе нижняя часть мела складывается терригенными, часто континентальными образованиями, а верхняя — в основном карбонатными, галогенными и глинистыми осадками морского и лагунного генезиса.

Кайнозойские отложения имеют ограниченное распространение. На севере бассейна они сложены карбонатно-терригенными породами мощностью не более 400 м.

В целом в распределении пород отдельных стратиграфических подразделений наблюдается смена палеозойских отложений, наиболее развитых на западе, мезозойскими, наибольшие мощности которых представлены на востоке. По взаимоотношениям стратиграфических подразделений выделяются два структурных этажа, разделенных угловым несогласием, — палеозойский и мезозойско-кайнозойский.

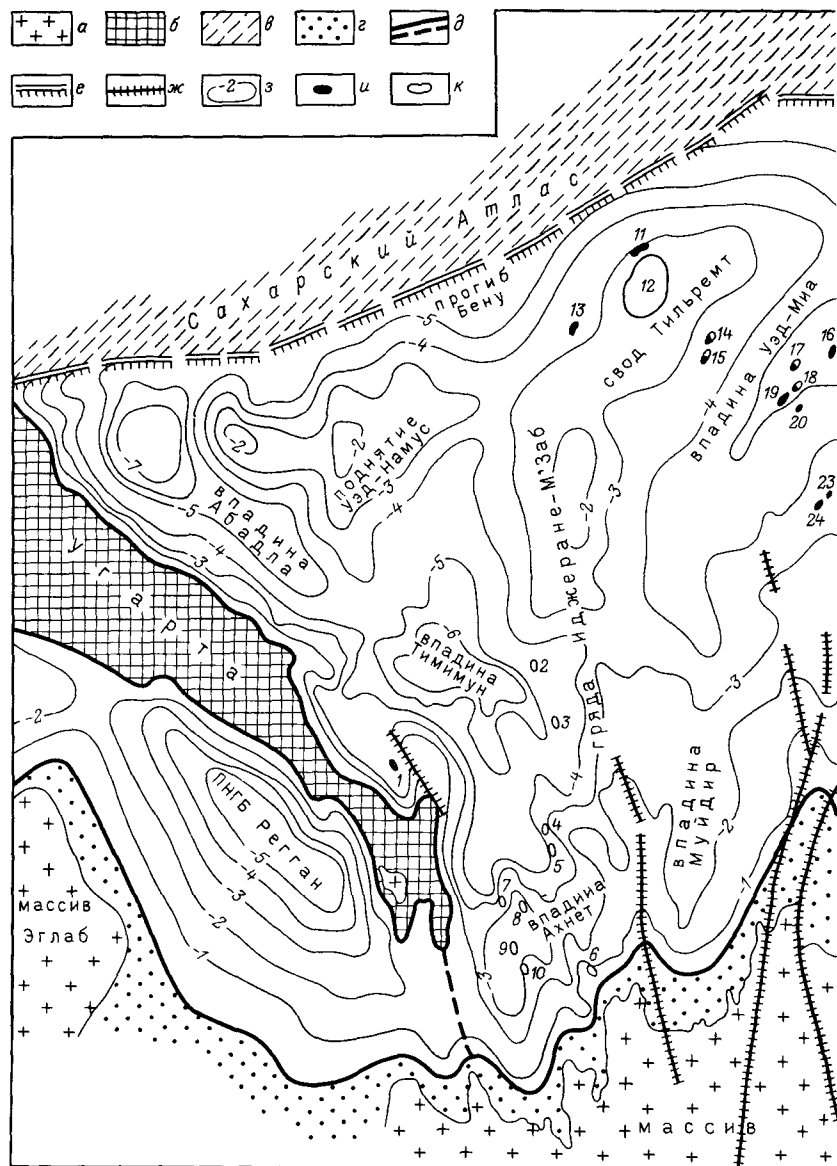
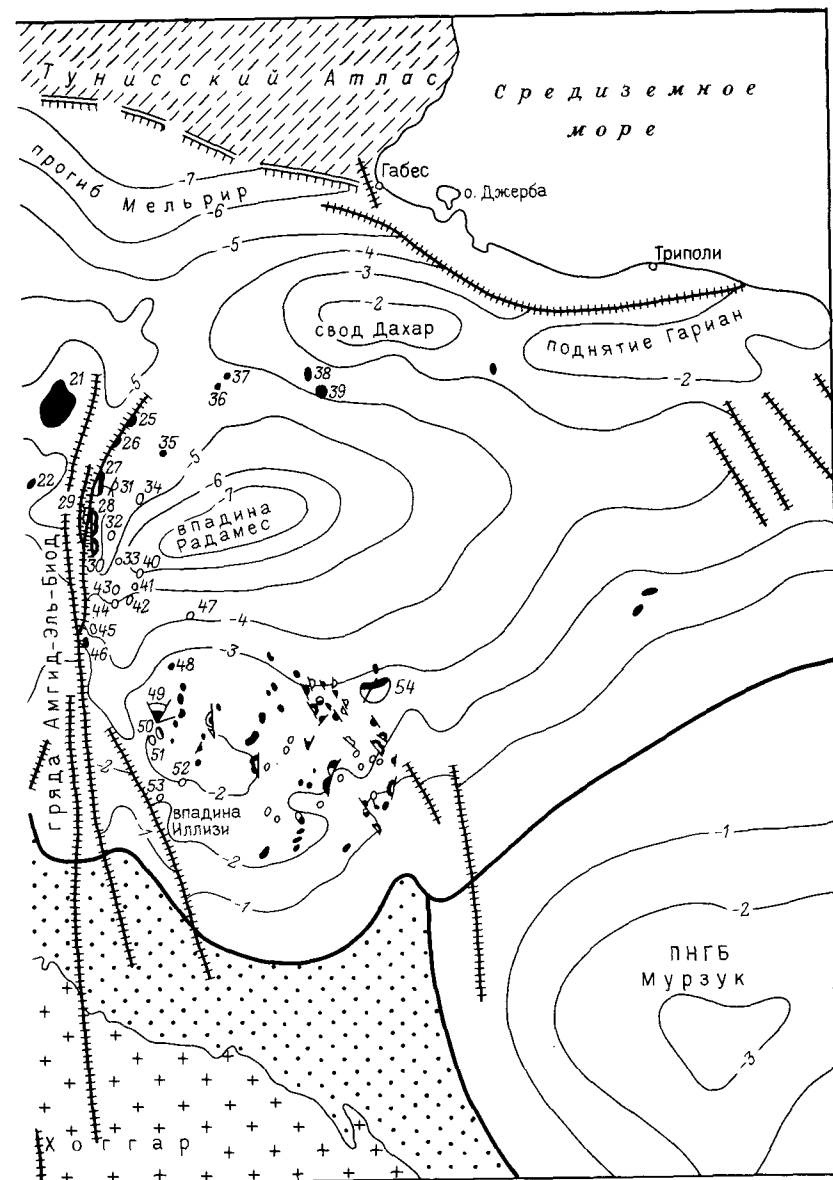


Рис. 97. Алжиро-Ливийский НГБ:

а — докембрийский фундамент на поверхности; б — складчатая область Угарта; в — Сахарский и Тунисский Атласы; г — аконсервационная зона; д — границы бассейнов; е — Южно-Атласский шов; ж — крупные разрывные нарушения; з — изогипсы кровли фундамента, км, месторождения; и — нефтяные, к — газовые.
Месторождения: 1 — Аззен; 2 — Крешба; 3 — Тинельджам; 4 — Джуа; 5 — Ин-Салах; 6 — Джебель-Тхара; 7 — Джебель-Берга; 8 — Уэд-Джарет; 9 — Тирешумин; 10 — Тибрадин; 11 — Бордж-Нили; 12 — Хасси-Рмель; 13 — Белькетейф; 14 — Уэд-Нумер; 15 — Ант-Кхейр; 16 — Улугга; 17 — Драа-эль-



Темра; 18 — Геллаала; 19 — Хауд-Беркауи; 20 — Бен-Кала; 21 — Хасси-Месауд; 22 — Эль-Гасси; 23 — Зотти; 24 — Эль-Агреб; 25 — Рурд-эль-Багел; 26 — Месдар; 27 — Незла; 28 — Гасси-Туиль; 29 — Хасси-Туарег; 30 — Хасси-Шерги; 31 — Гасси-эль-Адем; 32 — Туаль; 33 — Рурд-Хамра; 34 — Бридес; 35 — Эль-Арби; 36 — Генафид; 37 — Землет-эль-Калеф; 38 — Хасси-Кекесса; 39 — Эль-Борма; 40 — Рурд-Шуфф; 41 — Рурд-Адра; 42 — Рурд-Адра-Саут; 43 — Рурд-Нусс; 44 — Рурд-Нусс-Саут; 45 — Хамра; 46 — Эктайа; 47 — Эль-Уар-Саут; 48 — Жербуаз; 49 — Тамаджельт; 50 — Уэд-Зенани; 51 — Тимелалин; 52 — Иссауан-Норт-Вест; 53 — Хасси-Табтаб; 54 — Альрар

Наиболее крупными структурными элементами бассейна являются обширные синеклизы. Они отделены друг от друга сложно построенными приподнятыми зонами — грядами. В плане как синеклизы, так и гряды, имеют преимущественно субмеридиальное простирание с общим падением к северу.

Западно-Алжирская синеклиза располагается между приподнятыми грядами Угарта и Иджеране-М'Заб, протягиваясь с севера на юг более чем на 800 км при ширине до 400 км. В синеклизе выделяются впадины Абадла, Тимимун и Ахнет, а также своды Уэд-Намус и Аззен. Глубина залегания фундамента во впадинах достигает 7—8 км, а на сводах составляет 2—3 км.

Впадина Ахнет занимает южную часть синеклизы. Размеры ее 280 км × 180 км. В осадочном выполнении преобладают палеозойские отложения и лишь на севере развиты мезозойские породы. Мощность осадочного чехла в наиболее прогнутой части впадины превышает 4 км.

Во впадине выявлено девять газовых месторождений, группирующихся в четыре зоны газонакопления, сходные по строению и характеру газоносности. Эти зоны приурочены к приразломным линейным дислокациям субмеридионального простирания. Продуктивны горизонты ордовика, нижнего силура и нижнего девона. Коллекторы представлены песчаниками и песчанистыми известняками.

Типичное для впадины месторождение Джебель-Берга связано с узкой асимметричной антиклиналью с размерами 30 км × 6 км. Амплитуда по кровле нижнего девона достигает 900 м. Продуктивны песчаники нижнего девона. Этаж газоносности составляет 175 м. Залежь пластовая сводовая. Все известные во впадине Ахнет залежи содержат только сухой газ с содержанием метана более 97%. Их суммарные запасы оцениваются в 400 млрд. м³.

Во впадине Тимимун выявлено три газовых месторождения — Тинельджам, Крешба и Рекани. Продуктивны песчаники турнейского яруса.

В пределах свода Аззен и его западных склонов выявлено три нефтяных месторождения (Аззен, Сбаа и Туат), где продуктивны доломиты среднего девона (живетский ярус) и карбона на глубине 600—1000 м. Месторождения по запасам мелкие.

Гряда Иджеране-М'Заб протягивается субмеридионально почти на 900 км и разделяет Западно- и Центральноалжирскую синеклизы. Ширина ее колеблется от 70 до 120 км. В южной части выделяется выступ Иджеране, являющийся отрогом массива Хоггар, а севернее — своды Эль-Голеа и Тильремт. В пределах последнего располагается газовое месторождение-гигант Хасси-Рмель. Оно приурочено к куполу с размерами 55 км × 75 км и амплитудой 140 м. Продуктивны три горизонта триасовых песчаников, залегающих с разрывом и угловым несогласием на породах кембро-ордовика. Глинисто-соленосная толща верхнего триаса мощностью более 400 м служит покрывной. Газоводяной контакт установлен на отметке —1505 м. Газ характеризуется

высоким содержанием конденсата — 200—215 г/м³. Запасы газа оцениваются в 1,5 трлн. м³, конденсата — 400 млн. т.

Центральноалжирская синеклиза располагается между грядами Иджеране-М'Заб на западе и Амгид-эль-Биод на востоке. В ее пределах выделяются две впадины — Муйдир и Уэд-Миа.

Впадина Уэд-Миа занимает большую северную часть синеклизы, размеры ее 200 км × 500 км. Максимальная мощность осадочного чехла характерна для ее северной части, где она составляет 6 км. Во впадине Уэд-Миа открыто 13 нефтяных и газонефтяных месторождений, которые группируются в две зоны нефтегазонакопления. На западном борту впадины выделяется зона нефтегазонакопления Уэд-Нумер, объединяющая четыре месторождения. Продуктивны песчаники подсолевого триаса на глубине 2500—3000 м. Восточнее расположенная зона нефтенакпления Эрг-Джуад — Хауд-Беркауи включает девять нефтяных месторождений. Залежи приурочены к песчаникам триаса и пермо-триаса. На некоторых площадях получены притоки нефти из песчаников ордовика и силура.

Во впадине Муйдир месторождений нефти и газа не обнаружено.

Гряда Амгид-эль-Биод представляет собой систему горстов и грабенов, протягивающихся с юга на север на 650 км при средней ширине 150 км. Амплитуда некоторых разрывов, осложняющих гряду, достигает 1500 м. В северной части гряды располагаются купол Хасси-Месауд и вал Эль-Агреб — Эль-Гасси, образующие одноименную зону нефтенакпления. В этой зоне выявлено гигантское нефтяное месторождение Хасси-Месауд с запасами нефти более 700 млн. т. Размеры месторождения 40 км × 45 км, амплитуда по кровле палеозойских отложений 280 м. Продуктивны песчаники и кварцито-песчаники ордовика и кембрия на глубине 3200—3400 м.

Алжиро-Ливийская синеклиза занимает восточную часть Алжира, западную часть Ливии и заходит на территорию Туниса. Наиболее прогнутую зону синеклизы образует впадина Радамес, в пределах которой фундамент залегает на глубине более 7 км. На западном борту впадины располагается несколько зон нефтегазонакопления, образующих ареал. Залежи, главным образом газовые, приурочены к песчаникам триаса на глубине 1900—3600 м. Эти же отложения содержат нефть на северном борту впадины Радамес, где располагается зона нефтегазонакопления Эль-Борма-Кескесса.

Южнее впадины Радамес выделяется структурная терраса Иллизи-Хамра, располагающаяся на территории Алжира (район Иллизи) и Ливии (района Хамра). Палеозойские образования на большей части террасы выходят на поверхность и лишь на севере перекрыты мезозойско-кайнозойскими образованиями. Общая мощность осадочного чехла 2500—3000 м. Здесь регионально нефтегазоносны отложения кембрия, ордовика, силура, девона и карбона, а на востоке и низы триаса. Наибольшей продуктивностью характеризуются отложения девона. Здесь выделяются ареалы зон нефтегазонакопления Тин-Фуе, Оханет-Тамаданет, Зарзайтин-Альрар, Дом-а-Коллениас, а также несколько зон нефтегазонакопления вне ареалов зон. Залежи месторож-

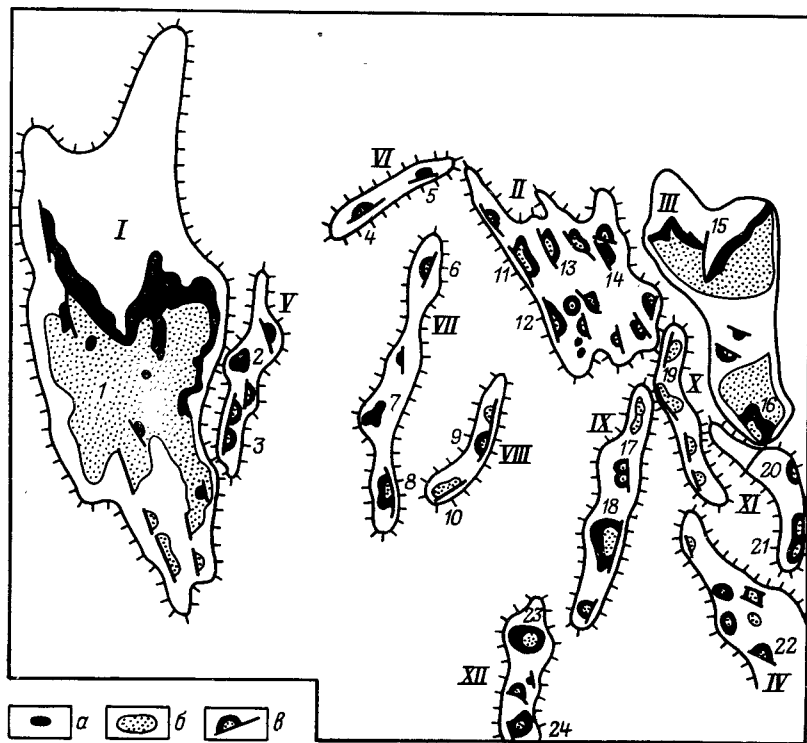


Рис. 98. Ареалы зон нефтегазоаккумуляции и зоны нефтегазоаккумуляции впадины Иллизи.

Месторождения: а — нефтяные, б — газовые, в — газонефтяные и нефтегазовые. Ареалы зон: I — Тин-Фуе, II — Оханет-Тамаданет, III — Зарзайтин-Альрар, IV — Дом-а-Коллениас; зоны нефтегазоаккумуляции (вне ареалов): V — Мазула-Уэд-Туэнре, VI — Ахара-Худет, VII — Джуа-Ихансатен-Вест, VIII — Ихансатен-Ирлален, IX — Тигентурин-Ла-Рекюле, X — Ив-Аменас-Тидерер, XI — Энжелех-Хасси-Уан-Абешу, XII — Ассейкайфаф-Эль-Адеб-Лараш. Месторождения: 1 — Большой Тин-Фуе (Тамаджелет, Уэд-Зенани, Тимелалин, Иссауан); 2 — Хасси-Мазула; 3 — Хасси-Мазула «С»; 4 — Уэд-Ахара; 5 — Ин-Худет; 6 — Тесселит; 7 — Эдейен; 8 — Ихансатен-Вест; 9 — Ирлален-Сюд; 10 — Ихансатен; 11 — Ин-Адауи; 12 — Креб-Ашеб-Вест; 13 — Аскарен; 14 — Тамаданет; 15 — Альрар; 16 — Зарзайтин; 17 — Ла-Рекюле; 18 — Тигентурин; 19 — Ин-Аменас-Норт; 20 — Тихалатин; 21 — Энжелех; 22 — Дом-а-Коллениас; 23 — Эль-Адеб-Лараш; 24 — Ассейкайфаф.

дений преимущественно пластовые сводовые и тектонически экранированные. Глубина залежей нефти и газа 1500—3000 м (рис. 98).

В пределах района Иллизи-Хамра открыто 90 месторождений, в том числе 37 нефтяных, 29 нефтегазовых и 24 газовых.

Типичное для этой части бассейна месторождение Зарзайтин приурочено к брахиантиклинали, осложненной разрывными нарушениями. Размеры структуры в пределах контура нефтеносности 17 км × 8,5 км. Нефтеносность связана с отложениями ордовика и карбона. Залежь газа установлена в песчаниках ордовика, а крупная залежь нефти с газовой шапкой — в отложениях девона. Этаж газо-

носности 72 м, нефтеносности — 248 м. Залежи в основном тектонически экранированные.

На северо-востоке бассейна выделяется область интенсивного накопления лагунных образований (каменная соль, гипсы, ангидриты) мезозойского возраста, мощность которых увеличивается с юга на север, достигая 1500 м. В состав площади распространения соленосных отложений (в алжирской литературе «триасовая провинция») входят прогибы Бену и Мельрир, впадины Уэд-Миа и Радамес, а также северные погруженные части гряд Инджеране-М'Заб и Амгид-эль-Биод. Соль обеспечила высокую сохранность в бассейне газовых и нефтяных месторождений. В пределах распространения соли открыто 50 месторождений, из них 29 нефтяных, три нефтегазовых и 18 газовых. Среди них месторождения-гиганты — нефтяное Хасси-Месауд и газоконденсатное Хасси-Рмель, а также крупные нефтяное Рурд-эль-Багель и нефтегазовое Рурд-Нусс. В целом в пределах Алжиро-Ливийского НГБ открыто 69 нефтяных, 54 газовых и 32 нефтегазовых месторождения.

Восточно-Присредиземноморский нефтегазоносный бассейн

Восточно-Присредиземноморский НГБ (рис. 99) занимает площадь 2,5 млн. км², из которых 1,3 млн. км² приходится на акваторию. Он включает часть территорий Ливии и Египта, а также узкие прибрежные зоны стран Леванта. По разведанным запасам нефти этот бассейн занимает первое место в Африке. Большая часть бассейна имеет разломное ограничение. На востоке его образует Западно-Аравийская рифтовая система, протягивающаяся в субмеридиональном направлении от зал. Акаба на Красном море вдоль долины р. Иордан. Северной границей служит шовная зона, которая отделяет Восточно-Присредиземноморское перикратонное погружение от альпийской складчатой области Тавра — Динарид и Апеннин. Наиболее четко эта зона выражена на востоке в виде Кипрского офиолитового пояса. На западе граница НГБ проходит по приподнятой зоне Джефара — Мальта — Рагуза, также разломного происхождения. В Ливийской Сахаре ограничением бассейна служат поднятия Уаддан и Эль-Харудж-эль-Асвад. Южная граница бассейна проводится по склонам докембрийских массивов Тибести и Увейнат.

В целом Восточно-Присредиземноморский НГБ представляет собой обширную докембрийскую плиту, наклоненную к северу.

В континентальной части бассейна, изученной бурением, разрез отложений начинается с кембрийских и ордовикских пород. Во впадине Сирт (Ливия) они сложены преимущественно грубозернистыми породами мощностью 400—900 м. Образования силурийской системы появляются лишь на востоке бассейна и представлены терригенными породами мощностью до 400 м. Девонские отложения характеризуются ограниченным распространением и сложены карбонатно-терригенными породами мощностью до 800 м. Разрез карбона, перми и триаса пред-

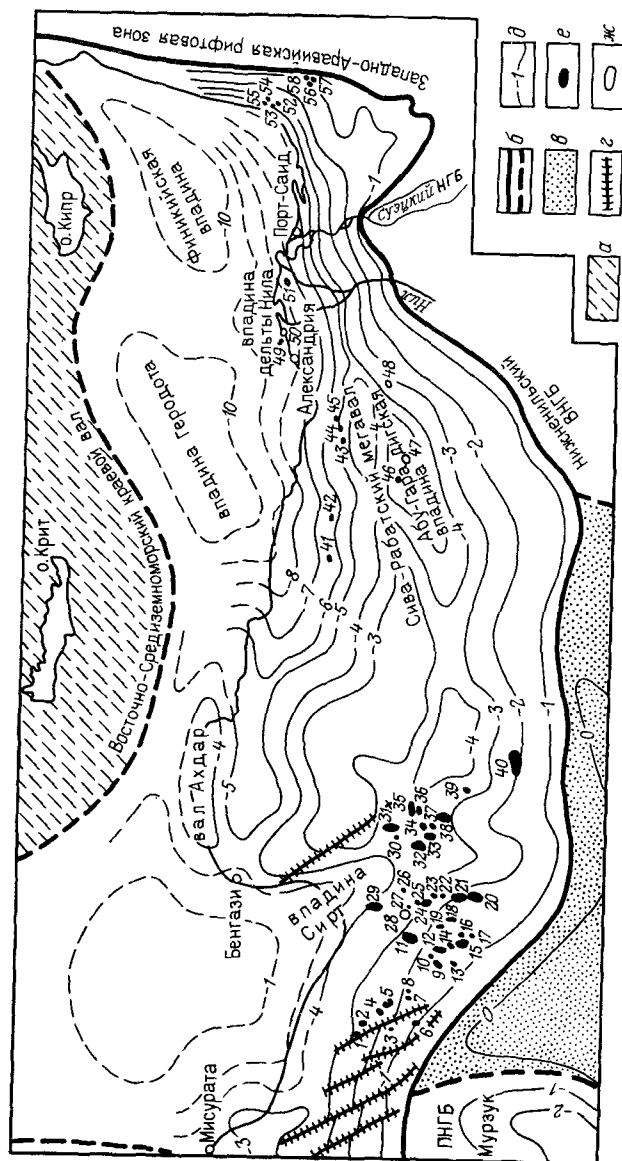


Рис. 99. Восточно-Присредиземноморский НГБ:

а — альпийская складчатая область; б — границы бассейнов; в — аконсервационная зона; г — крупные разрывные нарушения; д — изогипсы кровли фундамента, км; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые.
Месторождения: 1 — Мабрук; 2 — Бахи; 3 — Фаха; 4 — Дахра; 5 — Хофра; 6 — Эд-Диб; 7 — Фарруд; 8 — Умм-Фаруд; 9 — Мансур; 10 — Дор; 11 — Рагуба; 12 — Котла; 13 — Эль-Кхуффи; 14 — Бела; 15 — Самах; 16 — Бахат; 17 — Белхедан; 18 — Загуг; 19 — Ора; 20 — Дефа; 21 — Ваха; 22 — Джебель; 23 — Рахат; 24 — Нассер; 25 — Мегхия; 26 — Арпад; 27 — Лехиб; 28 — Дор-Марала; 29 — Хатейба; 30 — Ама; 31 — Ама; 32 — Интизар «А»; 33 — Интизар «Д»; 34 — Раб; 35 — Нафура; 36 — Ауджила; 37 — Фарих; 38 — Гиало; 39 — Маджа; 40 — Сарир; 41 — Ум-Барака; 42 — Мелейка; 43 — Резат; 44 — Едма; 45 — Аламейн; 46 — Абу-Гаралдик; 47 — Абу-Сенан; 48 — Камель-Пасс; 49 — Абу-Кир; 50 — Эль-Буссели; 51 — Абу-Мад; 52 — Негба; 53 — Умр-Ам; 54 — Хелет-Брур; 55 — Кохаб; 56 — Зохар-Кидот; 57 — Хар-Хаганим; 58 — Гурия

ставлен преимущественно песчано-глинистыми породами. В составе верхнеюрских отложений преобладают доломиты и доломитизированные известняки. Меловые породы развиты на всей территории бассейна. Во впадине Сирт в нижней части разреза мела преобладают песчаники, которые замещаются аргиллитами и органогенными известняками. Общая мощность их достигает 2 км. Восточнее мощность меловых отложений возрастает до 3—3,5 км. Здесь неомом представлен терригенной толщей, апт — доломитами, а верхний мел — мергелями, известняками и в меньшей степени алевролитами и аргиллитами.

Кайнозойские отложения широко развиты во впадине Сирт. Слагающие их мергели и глины выполняют грабенообразные депрессии, на бортах которых они переходят в карбонатные породы. Широко развиты барьерные рифовые образования. Восточнее, в дельте Нила, значительной мощностью (до 4 км) характеризуется песчано-глинистые отложения неогена и антропогена.

В аравийской части Восточно-Присредиземноморского бассейна изучены лишь мезозойские и кайнозойские отложения. Мощность их закономерно увеличивается с юго-востока на северо-запад, причем главным образом за счет нижнемеловых и верхнеюрских образований.

Разрез мезозоя начинается с маломощной толщи (280 м) известняков триасового возраста, которые покрываются юрскими терригенно-

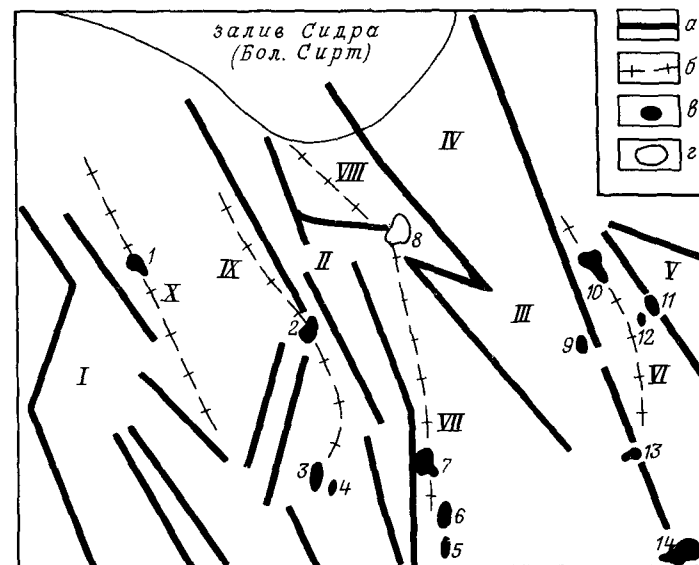


Рис. 100. Нефтегазоносная впадина Сирт:

а — грабены: I — Зелла, II — Хагфа, III — Вадайат, IV — Сирт, V — Хамеймат; б — оси основных валообразных поднятий: VI — Ама, VII — Зелтен, VIII — Яхама, IX — Рагуба-Беда, X — Дахра; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые.
Месторождения: 1 — Дахра; 2 — Рагуба; 3 — Самах; 4 — Белхедан; 5 — Дефа; 6 — Ваха; 7 — Нассер; 8 — Хатейба; 9 — Интизар «А»; 10 — Ама; 11 — Нафура; 12 — Ауджила; 13 — Гиало; 14 — Сарир

карбонатными отложениями; выше идут карбонатно-терригенные породы нижнего мела и преимущественно карбонатные отложения верхнего мела. Мощность юрских и меловых пород меняется от 2, 3 км на востоке до 4 км на западе. Кайнозойские образования представлены преимущественно терригенными породами мощностью до 3, 5 км.

В пределах континентальной части бассейна выделяются три крупных структурных элемента: Ливийская и Северо-Египетская синеклизы и Киренаикская антеклиз.

Ливийская синеклиза занимает северную часть Ливии и прилегающий зал. Сидра, в котором находится ее наиболее погруженная зона. Максимальная мощность осадочных пород оценивается здесь в 10—12 км. Южная часть этой синеклизы — впадина Сирт — представляет собой рифтогенную структуру, объединяющую систему горстов и грабенов северо-западного простирания (рис. 100). В южных районах впадины непосредственно на докембрийском фундаменте залегают отложения нижнего мела в континентальных фациях. В северо-западном направлении глубина предмезозойского размыва уменьшается, и в зал. Сидра предполагается практически полный разрез всего фанерозоя. Наиболее активно процессы рифтогенеза протекали в период от позднего мела до эоцена. В это время широко проявилась разломная тектоника, приведшая к образованию системы опущенных и приподнятых блоков. Приподнятые блоки служили основанием для многочисленных рифовых построек. Максимальная мощность рифогенного комплекса во впадине Сирт составляет 4—5 км.

С востока к Ливийской синеклизе примыкает Киренаикская антеклиз, включающая два крупных вала — Ахдар и Джагбуб. Мощность осадочного чехла в их пределах 3—4 км.

В прибрежной части Египта располагается обширная Северо-Египетская синеклиза (иногда выделяется как синеклиза Катара, или Западной пустыни). Она выполнена фанерозойскими породами средней мощностью 5 км. Особенно значительна мощность юрских и меловых отложений, составляющая соответственно 2 и 4 км. В дельте Нила резко возрастает мощность кайнозойских образований и соответственно общая мощность осадочного чехла достигает 9—10 км. В пределах Северо-Египетской синеклизы обособляются Мелейхская, Абу-Гарадикская и Нижненильская впадины и разделяющий их Сива-Рабатский межавал.

Акваториальная часть Восточно-Присредиземноморского бассейна изучена весьма незначительно. Представление о тектоническом строении базируется на интерпретации геофизических данных.

Согласно Я. П. Маловицкому (1978 г.), в Центральном и Восточном Средиземноморье выделяется ряд впадин, в общем соответствующих геоморфологическим структурам морского дна. Общим для них является значительная мощность осадочного чехла, составляющая в среднем 10—12 км, и спокойный платформенный характер его залегания. Верхнюю часть разреза слагают плиоцен-четвертичные глинисто-карбонат-

ные отложения мощностью 0,5—1,5 км. Залегающая ниже верхнемиоценовая (мессинская) толща представлена эвапоритами мощностью до 2,5 км. В районах, где мощность эвапоритов превышает 1—1,5 км, активно проявляется солянокупольная тектоника. Остальная часть кайнозойского разреза (средний и нижний миоцен, палеоген) предположительно слагается карбонатными породами мощностью до 5—6 км. Мезозойские и палеозойские отложения, скорее всего, представлены карбонатными и в меньшей степени терригенно-карбонатными породами. Их мощность, по-видимому, существенно не отличается от одновозрастных образований в прилегающих районах Африканского континента.

В западной акваториальной части бассейна выделяются две обширные изометрические депрессии — впадина Сидра, являющаяся северо-западной частью крупной Ливийской синеклизы, и Ионическая впадина, отделенная от впадины Сидра Мальтийским хребтом (кряж Венинг-Мейнеца). Последний осложнен многочисленными разрывными нарушениями. Мощность осадочных пород в пределах этих структурных элементов изменяется от 7 до 13 км.

Севернее Киренаикской антеклизы выделяется Восточно-Средиземноморский краевой вал. Его протяженность около 1000 км при ширине от 50—150 км. Мощность осадочного чехла составляет 9—11 км. В крайней восточной части Средиземного моря располагаются две крупные депрессии — Геродота и Финикийская. Мощность осадочного чехла в их пределах достигает 14 км.

Среди перечисленных тектонических элементов Восточно-Присредиземноморского бассейна наиболее изучены впадина Сирт и Северо-Египетская синеклиза.

Впадина Сирт является одним из богатейших нефтегазоносных регионов мира. Здесь выявлено более 80 главным образом нефтяных месторождений, начальные извлекаемые запасы которых составляют 4900 млн. т нефти и 940 млрд. м³ газа. В их числе 10 нефтяных месторождений с запасами свыше 100 млн. т каждое. На долю последних приходится около 60% разведанных запасов впадины. Наиболее крупные нефтяные месторождения — Сарир (1068 млн. т), Нассер (288 млн. т), Гиало (270 млн. т), Дефа (267 млн. т), Амал (204 млн. т). Продуктивные горизонты установлены в коре выветривания докембрийского фундамента (месторождение Ауджила), в печаниках кембро-ордовика (Амал, Рагуба, Хатейба и др.), базальных песчаниках мела (Сарир, Амал), рифогенных известняках верхнего мела — эоцена (Нассер, Гиало, Дефа, Интизар). В коллекторах нижнего палеозоя и коры выветривания фундамента содержится около 15% разведанных запасов нефти впадины Сирт, на меловые и кайнозойские отложения приходится примерно поровну.

Большинство месторождений связано с пологими брахиантиклинальными складками, залежи пластовые сводовые и массивные. Меньше распространены тектонически экранированные залежи. Большая часть залежей установлена в интервале глубин 900—2800 м. Типичны для нефтегазоносной области Сирт месторождения Сарир и Интизар «А».

Первое приурочено к обширному сводовому поднятию (площадь 400 км², амплитуда 130 м), осложненному сбросами северо-западного и северо-восточного простираения. Нефтеносны пять пластов песчаников верхнего мела, залегающих на докембрийском фундаменте. Залежи нефти располагаются на глубине 2490—2775 м. Месторождение Интизар «А» связано с рифовым массивом с размерами 4 км × 5 км. Продуктивны коралловые и водорослево-фораминиферовые известняки на глубине 2800—3200 м. Залежь массивного типа.

В Северо-Египетской синеклизе выявлено более 15 месторождений с суммарными запасами 60 млн. т нефти и 150 млрд. м³ газа.

В Абу-Гарадискской впадине установлено пять месторождений, в том числе одно газовое (Абу-Сеннан), два нефтяных и два нефтегазовых. Продуктивны верхнемеловые песчаники турона и сеномана на глубине 1900—2900 м. Наиболее крупное месторождение Абу-Гарадик связано с узкой брахиантиклинальной складкой с размерами 15 км × 3 км и амплитудой около 400 м. Нефтегазоносны песчаники верхнего мела в интервалах 2800—2900 м и 3000—3200 м. Запасы газа составляют 30 млрд. м³, нефти около 10 млн. т.

В Мелейхской впадине открыто восемь нефтяных месторождений. Залежи установлены в песчаниках юры (Ум-Барака), неокома (Реззаг) и сеномана (Мелейха, Реззаг и др.), а также в доломитах апта (Едьма, Аламейн, Реззаг и др.). Основное нефтяное месторождение Аламейн приурочено к небольшому куполу (4 × 3,2 км²) с амплитудой 80 м. Нефть содержится в доломитах апта и песчаниках сеномана на глубине 2420—2590 м. Запасы нефти 10 млн. т.

Три газовых месторождения располагаются в Нижненильской впадине, характеризующейся мощной (до 4 км) толщей кайнозойских дельтовых образований. Из трех месторождений два находятся в шельфовой зоне. Продуктивны нижнеплиоценовые и миоценовые песчаники на глубине 2400—3600 м. Наиболее крупное месторождение Абу-Мади, открытое в 1967 г., приурочено к пологой брахиантиклинали с размерами 3,8 км × 1,7 км. Газоносны песчаники свиты Абу-Мади (миоцен — плиоцен) на глубине 3290—3600 м. Начальные извлекаемые запасы газа оцениваются в 60 млрд. м³.

В крайней восточной части Восточно-Присредиземноморского бассейна на территории Израиля обнаружено семь нефтяных и четыре газовых месторождения. Все они относятся к категории мелких. Начальные извлекаемые запасы их составляют 2,5 млн. т нефти и 4,2 млрд. м³ газа. Продуктивны нижнемеловые песчаники (месторождения Хелетц-Бурр, Кохаб и др.) и среднеюрские известняки (Зохар-Кидот, Хар-Хаканаим).

В целом в пределах Восточно-Присредиземноморского бассейна обнаружено 111 нефтяных и газовых месторождений, начальные извлекаемые запасы которых составляют 5,2 млрд. т нефти и 1,2 трлн. м³ газа. Основная часть месторождений и соответственно запасов нефти и газа приурочена к нефтегазоносной области Сирт.

§ 4. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ РИФТОВОЙ СИСТЕМЫ ЭПИПЛАТФОРЕННОГО ОРОГЕНА ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ

Нефтегазоносный бассейн Суэцкого залива

НГБ Суэцкого залива представляет собой асимметричный грабен, причем в северной его части более крутой западный борт, а в южной — восточный. Длина грабена 325 км, ширина до 75 км (рис. 101, 102). Ограничением бассейна служат выходы на поверхность докембрийских пород Аравийско-Нубийского щита.

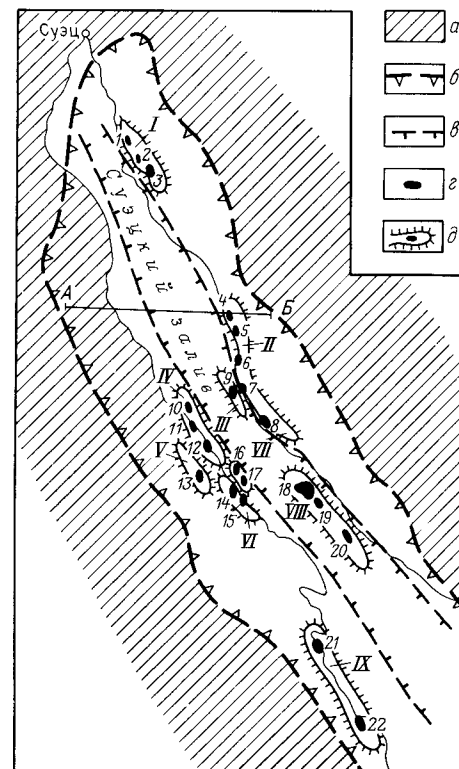
Осадочный чехол состоит из трех структурных этажей. Нижний девонский — раннекаменноугольный этаж сложен монотонной толщей песчаников, песчанистых глин и алевролитов мощностью 750—800 м. Средний мел-палеогеновый этаж представлен песчаниками, глинами и известняками. Роль карбонатных пород вверх по разрезу возрастает. Мощность этажа до 2 км.

Верхний этаж образует 6-километровая толща пород миоцен-плиоценового возраста. Дотортонская часть разреза сложена глинами и

Рис. 101. НГБ Суэцкого залива:

а — выходы фундамента; б — границы бассейна; в — основные разрывные нарушения; г — нефтяные месторождения; д — зоны нефтегазоаккумуляции.

Зоны нефтегазоаккумуляции: I — Судр-Асф; II — Абу-Рудейс-Абу-Дурбан; III — Белам-Марин; IV — Рас-Гариб-Рас-Амер; V — Карим; VI — Юср-Шукейр; VII — Рамадан; VIII — Морган-Гараа; IX — Гемза-Хургада. Месторождения: 1 — Судр; 2 — Матарма; 3 — Асф; 4 — Абу-Рудейс; 5 — Сидри; 6 — Вали-Фейран; 7 — Белам; 8 — Абу-Рудейс; 9 — Белам-Марин; 10 — Рас-Амер; 11 — Рас-Бакр; 12 — Рас-Гариб; 13 — Карим; 14 — Ум-эль-Юср; 15 — Шукейр; 16 — Джулай; 17 — Рамадан; 18 — Эль-Морган; 19 — Амад; 20 — Рас-Гараа; 21 — Гемза; 22 — Хургада.



Бенина, Того, Ганы, Кот-д'Ивуара и включает обширную зону, занятую водами Гвинейского залива. Ограничением его с материковой стороны служат выходы на поверхность докембрийских пород Леоне-Либерийского, Дагомейско-Нигерийского и Камерунского массивов. В океанической части граница проводится приблизительно по изопаките осадочного чехла 1 км. На юго-востоке бассейн отделяется от смежного Кванза-Камерунского шовной зоной, выраженной в современной структуре в виде цепочки вулканических островов (Сан-Томе, Принсипи и др.).

В структурном отношении бассейн представлен тремя впадинами, разделенными приподнятыми зонами.

Крайняя западная впадина Абиджанская, размеры ее 100 км × 400 км, причем ширина наземной части всего 35 км. Впадина резко асимметричная. Северный борт ее крутой, образован крупным региональным разрывом амплитудой 2—3 км, протягивающимся вдоль береговой линии, южный — пологий, простирается до континентального склона.

В основании осадочного разреза впадины залегает толща красочетных континентальных образований верхней юры — неокома. Ее перекрывают апт-альбские морские отложения мощностью до 2600 м, представленные глинами, переходящими вверх по разрезу в мергели с прослоями глин и песчаников. Выше располагаются сеноманские песчаники с прослоями конгломератов (600—700 м). Заканчивают меловой разрез залегающие несогласно турон-сеноманские песчаники, органогенные известняки и глины. Их вскрытая скважинами мощность составляет несколько сот метров. Кайнозойские образования состоят из песчаников и песков с прослоями глин и известняков мощностью 1—1,5 км. Суммарная мощность осадочного выполнения Абиджанской впадины в наиболее погруженной ее части достигает 7 км.

Того-Дагомейская впадина расположена восточнее Абиджанской и отделена от последней разломом Романш. Размеры ее 750 км × 150 км. Осадочное выполнение представлено в основном породами мезозойского и кайнозойского возраста. В отдельных блоках ее крайней западной части в основании разреза встречаются девонские образования, сохранившиеся от предмезозойского размыва. Верхнеюрские — нижнемеловые континентальные отложения, возможно, присутствуют только в наиболее погруженных частях впадины. Верхнемеловые породы представлены песчаниками, глинами, мергелями с прослоями известняков мощностью до 1,5 км. Кайнозойские образования сложены в нижней части известняками и мергелями, в верхней — песчаниками общей мощностью 2 км.

В восточной части бассейна Гвинейского залива расположена асимметричная впадина дельты Нигера (рис. 103). Осадочный чехол ее образован тремя комплексами пород, разделенными несогласиями. Нижний комплекс охватывает породы альб-сантонского возраста. Они представлены главным образом глинами с подчиненным значением песчаников и известняков общей мощностью до 5 км. Средний комплекс

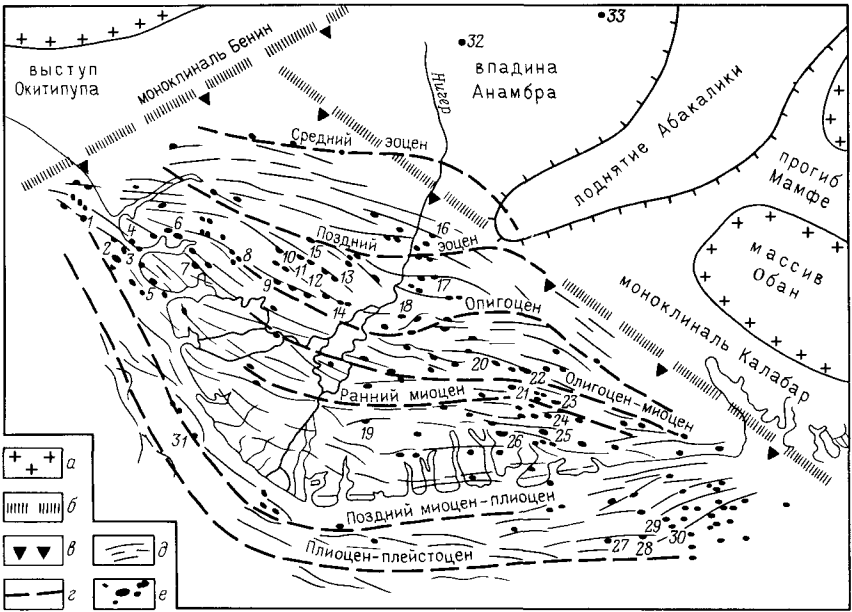


Рис. 103. Схема размещения месторождений нефти и газа во впадине дельты Нигера:

а — выходы докембрийского фундамента на поверхность; б — глубинные разломы; в — границы впадины дельты Нигера; г — положение древних береговых линий и их возраст; д — сбросы роста; е — месторождения нефти и газа.
Месторождения: 1 — Мерен; 2 — Окан; 3 — Дельта-Саут; 4 — Отумара; 5 — Форкадос-Эстуари; 6 — Джонс-Крик; 7 — Оиди; 8 — Угелли; 9 — Уторогу; 10 — Аффисере; 11 — Эриему; 12 — Овех; 13 — Оломоро; 14 — Узере-Вест; 15 — Кокори; 16 — Огута; 17 — М'Беде; 18 — Обаги; 19 — Олоибери; 20 — Умучем; 21 — Обигбо; 22 — Имо-Ривер; 23 — Афам; 24 — Корокоро; 25 — Бому; 26 — Кауторн; 27 — Экпе; 28 — Асабо; 29 — Иним; 30 — Этим; 31 — Пеннингтон; 32 — Анамбра-Ривер; 33 — Ихандиангу

слагается терригенной толщей кампан-маастрихта и палеоцена. В его верхней части известны прослои углей. Мощность отложений достигает 3 км. Верхний комплекс образуют дельтовые и прибрежно-морские эоцен-антропогеновые породы. В разрезе этого комплекса выделяются три свиты. Свита Аката (эоцен — антропоген) представлена глинами с прослоями алевролитов и линзами песчаников, сформировавшимися в мелководно-морских условиях. Мощность ее достигает 5—6 км. Свита Агбада сложена чередующимися песчаниками и глинами мощностью до 3 км. Возраст свиты изменяется от эоцена — олигоцена на севере и северо-востоке до плиоцена — плейстоцена на юге и юго-западе. Среди пород, слагающих свиту, отмечаются линзообразные глинистые тела высотой до 1 км и диаметром до 4 км. Образование последних связывается с выжиманием пластичных водонасыщенных глинистых толщ (гидровулканизм). Свита Бенни (олигоцен — антропоген) представлена в основном песчаниками мощностью до 2 км.

Кайнозойский комплекс пород впадины дельты Нигера нарушен конседиментационными сбросами, которые простираются на десятки кило-

метров параллельно конусу выноса дельты Нигера. Сбросы, как и весь кайнозойский комплекс, характеризуются региональным падением в сторону океана.

На северо-востоке впадины дельты Нигера располагается зона поднятий Абакалики, сложенная нижнемеловыми породами. К северо-западу от нее располагается впадина Анамбра, в строении которой участвуют отложения сантона — кампана.

Нефтегазоносность бассейна Гвинейского залива связана с меловыми и кайнозойскими образованиями. Первые нефтепроявления при бурении были отмечены в 1953 г., а промышленные притоки получены в 1956 г. из кайнозойских отложений в дельте Нигера на площади Олоибери.

В пределах Абиджанской впадины на шельфе открыты два нефтяных (Белье, Эспуар), одно газонефтяное (Тано-Сюд) и одно газовое (Три-Пойнтс) месторождения. Продуктивны песчаники альба, залегающие на глубине 2000—2400 и 2750—2800 м.

В Того-Дагомейской впадине выявлены два нефтяных месторождения. На месторождении Бонсю (Гана) продуктивны песчаники нижнедевонского (на глубине 2590 м) и верхнемелового (2350 м) возраста, на месторождении Семе (Бенин) — верхнемеловые песчаники (около 2000 и 2200—2400 м).

Основное количество месторождений нефти и газа бассейна расположено в пределах впадины дельты Нигера. Здесь открыто 313 нефтяных и газонефтяных и пять газовых месторождений. Подавляющее их число связано с песчаниками свиты Агбада. Мощность продуктивных горизонтов 20—40 м, глубина залегания 1,5—2 км на суше и 2,5—3,5 км на шельфе. Все месторождения многопластовые. Залежи обычно сводовые и тектонически экранированные, реже встречаются литологически экранированные.

Наиболее крупное месторождение Мерен, выявленное в 1965 г., расположено на шельфе. Оно приурочено к брахиантиклинали с размерами 12 км × 6 км, ограниченной двумя конседиментационными сбросами северо-западного простирания. Более мелкими нарушениями, опоярившими основные, структура разбита на шесть блоков. Продуктивны 17 горизонтов песчаников свиты Агбада в интервале 1500—2300 м.

Типичным для дельты р. Нигер является месторождение Окан. Его извлекаемые запасы оцениваются в 68 млн. т. Месторождение приурочено к антиклинали с размерами 10 км × 5 км и амплитудой 50 м, образование которой обусловлено протяженным конседиментационным сбросом. Продуктивны 10 пластов песчаников свиты Агбада на глубине 1678—2820 м.

Во впадине Анамбра открыты два месторождения — Анамбра-Ривер и Ихандиагу с залежами нефти в верхнемеловых породах.

Кванза-Камерунский нефтегазоносный бассейн

Кванза-Камерунский НГБ располагается на западной окраине Африканского континента, к югу от экватора, и охватывает прибрежные и

Рис. 104. Кванза-Камерунский НГБ:

а — выходы на поверхность докембрийского фундамента; *б* — кайнозойские эффузивы на поверхности; *в* — крупные разрывы; *г* — границы бассейна; *д* — аконсервационная зона; *е* — изогипсы кровли фундамента, км; месторождения: *ж* — нефтяные, *з* — газовые; *и* — изобаты океана, м.

Впадины: I — Огове; II — Нижнеконголезская; III — Кванза

морские части Камеруна, Экваториальной Гвинеи, Габона, Конго, Заира и Анголы. Площадь его около 1 млн. км², из которых 910 тыс. км² приходится на акваторию Атлантического океана. Северной границей бассейна служит Камерунский шов. На юге НГБ отделен от смежного Намибийского бассейна выступом кристаллических пород фундамента Бенгела и глыбово-блоковым поднятием Китового хребта, который представляет собой глыбово-горстовое поднятие, протягивающееся более чем на 3000 км от материковой окраины Африки до о-ва Тристан-да-Кунья. Мощность осадочного чехла в пределах хребта 100—300 м. Восточное обрамление бассейна образуют выходы на поверхность докембрийских пород выступа Шайю. На западе НГБ продолжается в акваторию Атлантического океана, где включает шельф, континентальный склон и частично континентальное подножие.

В тектоническом отношении бассейн объединяет четыре впадины, разделенные поперечными приподнятыми зонами (рис. 104).

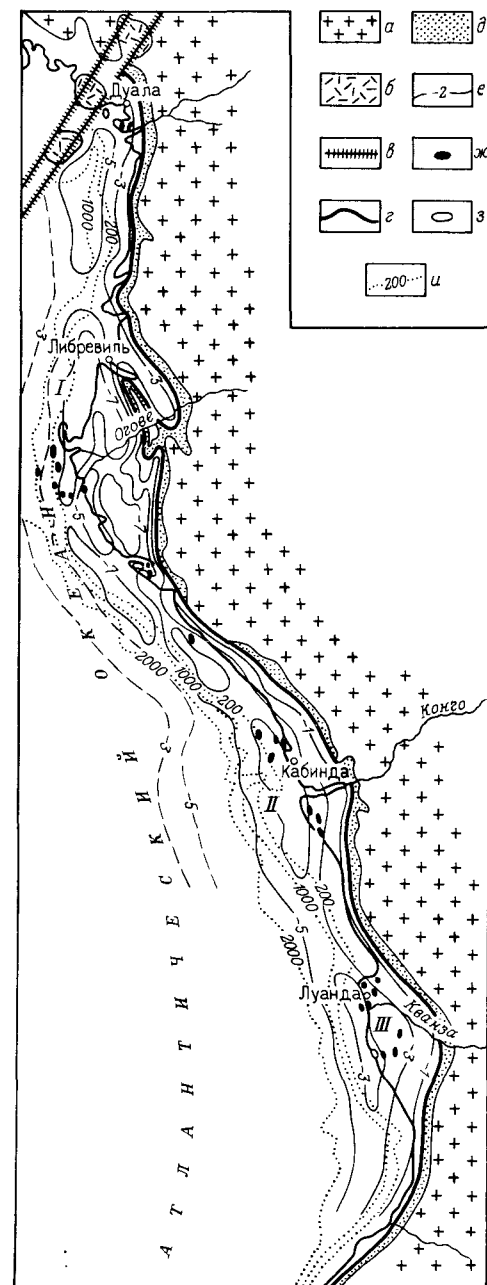
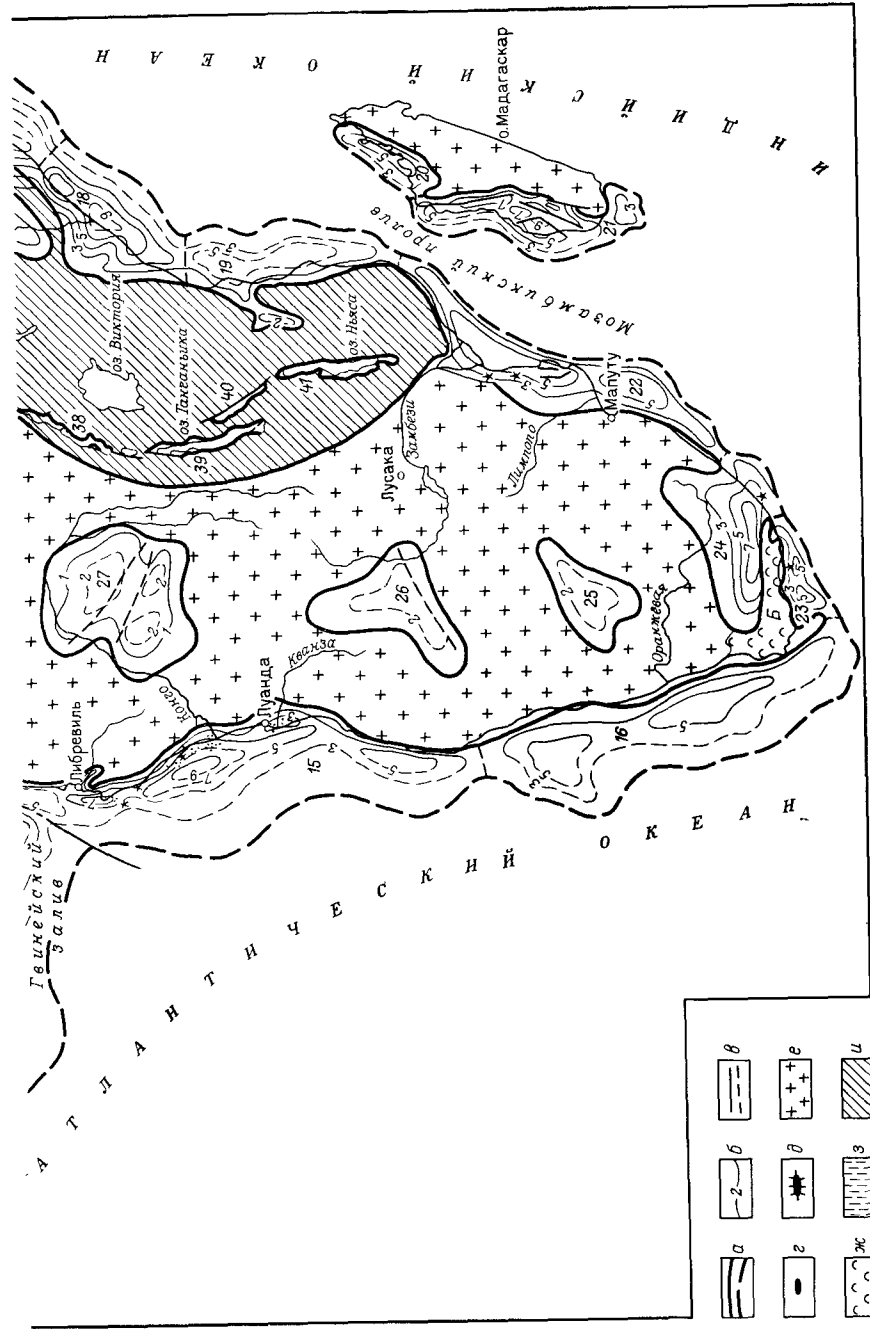
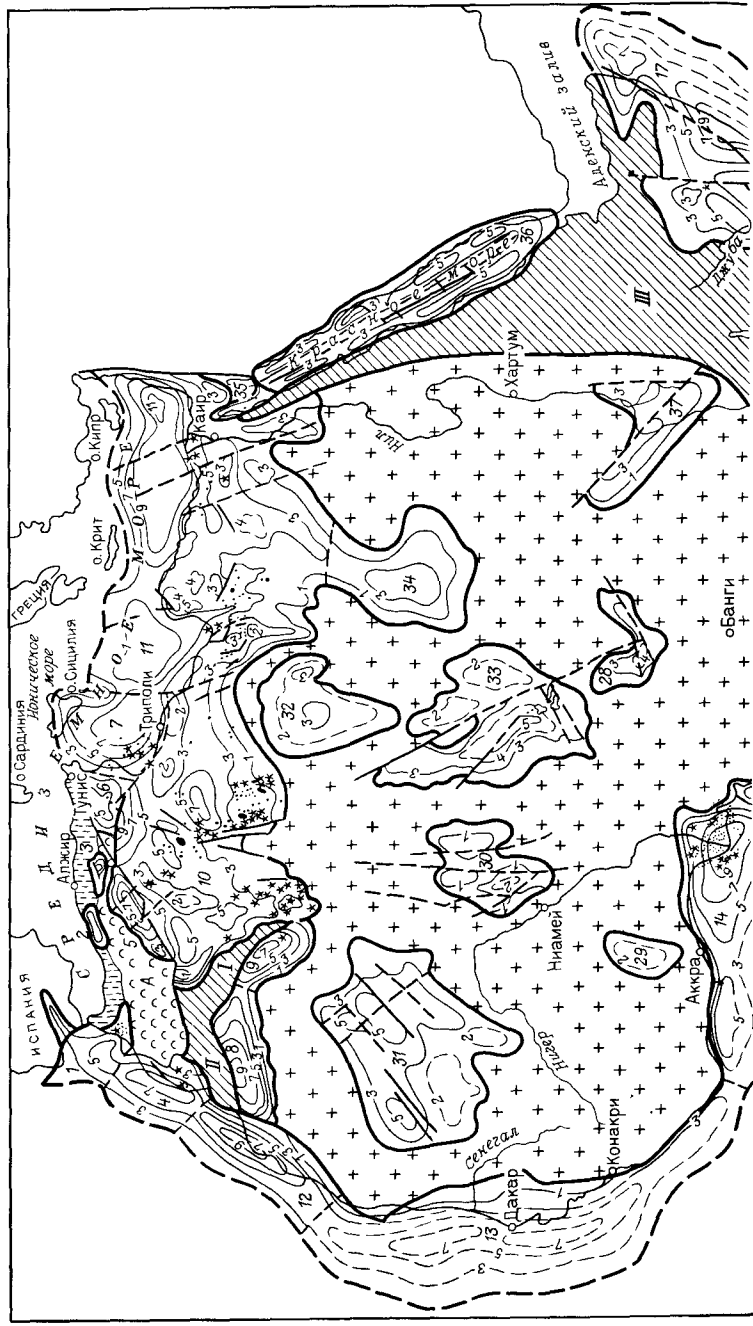
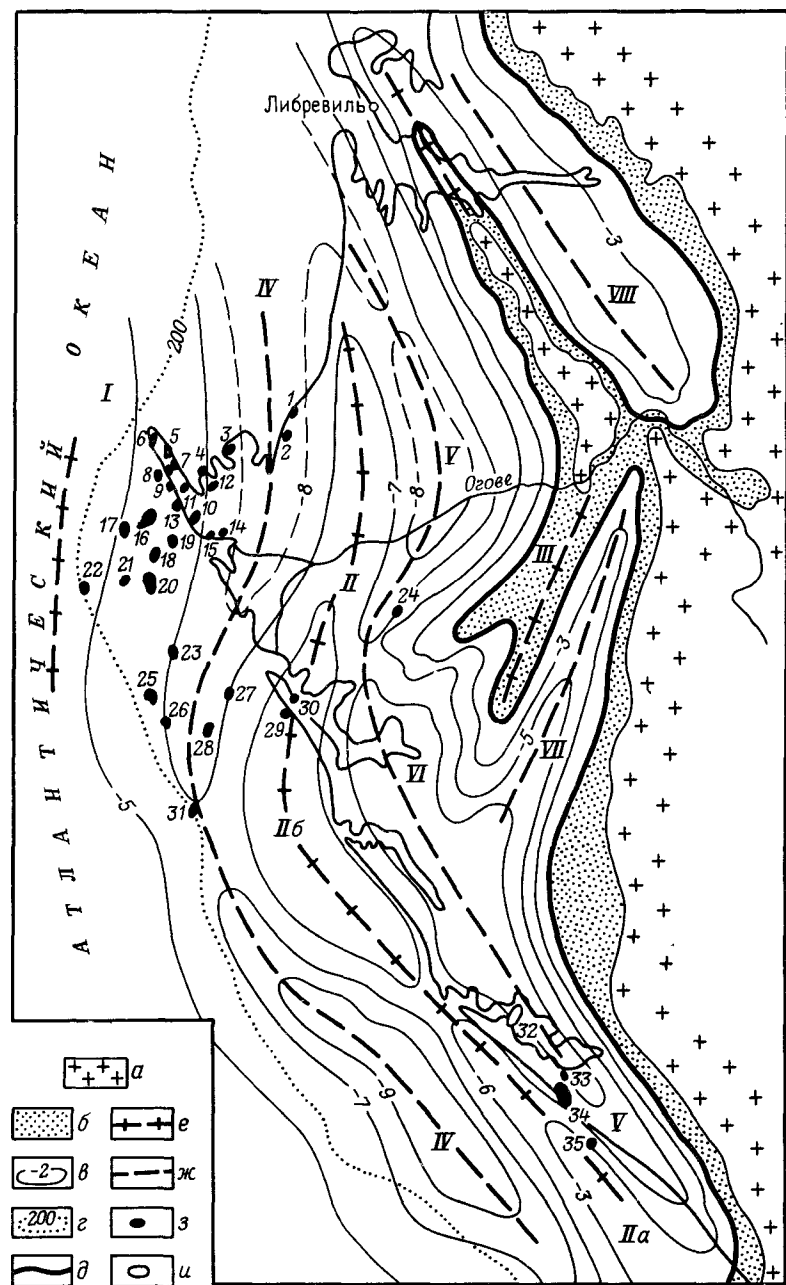


Рис. 93. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Африки:

a — границы бассейнов, установленные и предполагаемые; *b* — изломы или складчатости осадочного чехла, км, установленные и предполагаемые; *v* — разрывные нарушения, установленные и предполагаемые, месторождения; *г* — нефтяные, *д* — газовые; *e* — выходы на поверхность или области неглубокого залегания докембрических фундаментов; ж — элиптичные Атлантические платформы (*A*) и Калпские складчатые области (*B*); *з* — альпийская Рифо-Тельская складчатая область; *и* — аэлако-формы и эпиплатформенные складчатые области Угарты (*I*), Анти-Атласа (*II*) и Мозамбикского пояса (*III*).
НГБ: 1 — Предрифтово-Гвадалупидский, 2 — Западно-Тельский, 3 — Южно-Тельский, 4 — Западнотомарокканский, 6 — Восточно-Атлантический, 7 — Тунисско-Сицилийский, 10 — Альжиро-Ливийский, 11 — Восточно-Присредиземноморский, 13 — Сенегальский, 14 — Гвинейской залива, 15 — Кваза-Замбуский, 17 — Сомалийский, 18 — Джуба, 19 — Занзибарский, 20 — Малджана, 21 — Морюнда, 22 — Мозамбикский, 23 — Южно-Капский, 25 — Шари, 33 — Чадский, 35 — Суэцкого залива, 36 — Красноморский, 37 — Верхнеливийский; ПНГБ: 9 — Регган, 12 — Аон, 16 — Намибийский, 24 — Прескапский, 25 — Каалахари, 26 — Око-ванго, 29 — Вольты, 30 — Мали-Нигерский, 31 — Таудени, 32 — Мурзуку, ВНГБ: 5 — Центральномозамбикский, 27 — Конголестский, 34 — Куфра, 38 — Альберт, 39 — Танганьянка, 40 — Руанда, 41 — Ньяса.





На севере, занимая прибрежную часть Камеруна и Экваториальной Гвинеи, располагается впадина Дуала. Осадочный чехол ее представлен мезозойско-кайнозойскими отложениями максимальной мощностью до 8 км в районах шельфа и континентального склона. В составе чехла выделяются три комплекса, разделенные перерывами и угловыми несогласиями. Нижний комплекс мощностью около 3 км представлен толщей континентальных песчаников с прослоями пестроцветных глин апт-сеноманского возраста. В акваториальной части впадины в апте фиксируются соленосные отложения. Средний комплекс мощностью 3,5—4 км сложен морскими глинами, песчаниками, известняками и охватывает турон — верхний эоцен. Верхний комплекс состоит главным образом из терригенных пород олигоцена — миоцена мощностью 500—600 м. Он перекрывается горизонтально залегающими антропогенными образованиями. Осадочный чехол впадины залегает моноклинально с падением на запад под углом 3—6°.

В 1955 г. на структурах Логбаба, Бомоно и Нкапа в процессе бурения получены притоки газа из сенонских песчаников на глубине 1600—2500 м. Небольшие притоки нефти отмечены на структуре Суэллаба из песчаных трещиноватых аргиллитов нижнего миоцена — эоцена на глубине 2200—2580 м. На шельфе выявлено газоконденсатное месторождение Санага-Сюд. Продуктивны песчаники сеномана на глубине 1170—1850 м. Запасы газа месторождений оцениваются в 15—25 млрд. м³.

Следующая к югу впадина Огове (рис. 105) располагается вдоль побережья Габона. Ее длина на суше 500 км при максимальной ширине до 200 км. В осадочном чехле впадины выделяются три комплекса.

Нижний — подсолевой — комплекс охватывает континентальные песчано-глинистые отложения верхней юры и нижнего мела, наиболее развитые лишь в восточной краевой части впадины, где его мощность составляет около 3 км.

Соленосный комплекс соответствует среднему и верхнему апту. Он представлен каменной солью мощностью 150—200 м, которая в соляных диапирах возрастает до 1 км.

Надсолевой комплекс включает две серии, разделенные несогласием. Нижняя по возрасту отвечает альбу — эоцену. Она сложена главным образом морскими песчано-глинистыми породами мощностью 4—5 км. Неоген-антропогенные образования (1500 м) представлены континентальными отложениями.

Рис. 105. Нефтегазоносная впадина Огове (Габон):

а — выходы докембрийских пород на поверхность; б — акконсервационная зона; в — изогипсы кровли фундамента, км; г — изобаты океана, м; д — границы бассейна; е — оси крупных поднятий: I — Ангий, II — Приатлантическое (горсты); III — Ламбарене; ж — оси прогибов и грабенных; IV — Западно-Габонский, V — Центральногабонский, VI — Сетте-Кама, VII — Вера, VIII — Восточно-Габонский; месторождения: з — нефтяные, и — газовые. Месторождения: 1 — Н'Томбенуони; 2 — Пуэнт-Вез; 3 — Симани; 4 — Алевана; 5 — Пуэнт-Кларетт; 6 — Кап-Лопез; 7 — Порт-Жантиль; 8 — Ангий-Норт-Ист; 9 — Порт-Жантиль-Океан; 10 — Н'Ченгу-Океан; 11 — Н'Ченгу; 12 — Иллигуе; 13 — М'Бега; 14 — Анимба; 15 — Озури; 16 — Ангий; 17 — Ангий-Саут-Вест; 18 — Меру; 19 — Доре; 20 — Торолий; 21 — Пажо-Марин; 22 — Жирел-Марин; 23 — Балесте; 24 — Рембо-Котто; 25 — Гронден; 26 — Гонель; 27 — Мандарос; 28 — Барбе; 29 — Брем; 30 — Батанга; 31 — Пирания; 32 — М'Бассан; 33 — Гамба; 34 — Ивинга; 35 — Бигорно

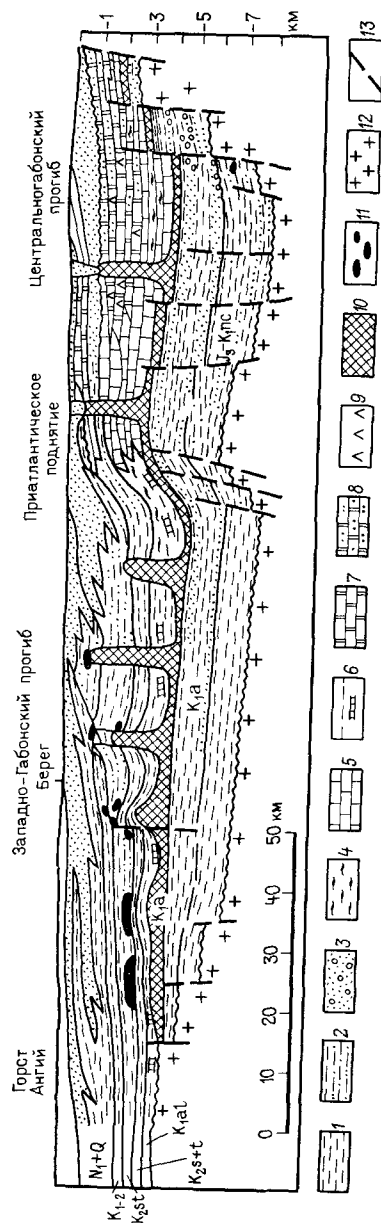


Рис. 106. Схематический профильный геологический разрез впадины Огове:

1 — аргиллиты; 2 — чередование аргиллитов и песчаников; 3 — песчаники и конгломераты; 4 — мертели; 5 — известняки; 6 — известковые прослои в аргиллитах; 7 — доломиты; 8 — доломиты и песчаники; 9 — ангидриты; 10 — соль; 11 — залежи нефти; 12 — докембрийский фундамент; 13 — разрывные нарушения

тальными и прибрежно-морскими глинами и песчаниками с пачками известняков и доломитов.

Структура впадины Огове определяется наличием крупных горстов и грабенов, ориентированных параллельно простиранию береговой линии. Наиболее ярко выражен горст Ламбарене, в пределах которого на поверхности обнажается докембрийский фундамент. Этим горстом впадина Огове делится на два прогиба — Восточно-Габонский и Центральногабонский. Западнее расположенная Приатлантическая зона поднятий включает на юге два горста — Батанга и Гамба. Максимальная глубина залегания фундамента (более 8 км) фиксируется в Западно-Габонском прогибе, ограниченном на западе поднятием Ангий, которое расположено главным образом в пределах континентального склона.

Наличие соленосной толщи апта определило широкое развитие соляных диапиров и антиклиналей, образованных соляной подушкой (рис. 106).

В начале 1956 г. на соляном куполе в 32 км к югу от г. Порт-Жантиль на площади Озури был получен первый промышленный приток нефти. В 1961 г. открыто первое морское месторождение Ангий. За 30 лет поисково-разведочных работ открыто 39 нефтяных месторождений. Основные продуктивные горизонты — кремнистые аргиллиты эоцена, песчаники маастрихта, сенона и нижнего апта. Глубина залежей изменяется от 500 до 3000 м. Месторождения по запасам обычно небольшие — чаще всего они содержат до 20 млн. т нефти. Наиболее крупное месторождение Гронден выявлено в 1971 г. на шельфе Атлантического океана в 40 км от побережья при глубине 62 м. Продуктивные песчаники маастрихта на глубине 2100—2350 м. Начальные извлекаемые запасы оцениваются в 30 млн. т.

Большая часть месторождений тяготеет к восточному борту поднятия Ангий, при этом наиболее крупные месторождения располагаются ближе к центральной части поднятия. Это объясняется развитием здесь менее нарушенных структур. Восточнее в Западно-Габонском прогибе развиты соляные диапиры, и нефтяные скопления здесь меньше по запасам.

Нижнеконголезская впадина включает прибрежные районы Конго, Заира и северной части Анголы (рис. 107). В осадочном ее выполнении, как и во впадине Огове, выделяются три толщи. На докембрийском фундаменте залегают песчано-глинистые континентальные породы — «сублитеральная серия» неокома и нижней части апта. Мощность ее в акватории около 3 км, в южном направлении уменьшается до 700—1000 м. Средне- и верхнеаптские отложения представлены соленосной толщей. Мощность ее в связи с соляной тектоникой значительно меняется: обычно она составляет 50—800 м, однако в ряде случаев соль полностью выжата.

Верхняя — надсоленосная — толща альб-сенонского и неогенового возраста представлена в нижней части преимущественно известняками, в верхней — песчано-глинистыми образованиями. Максимальная мощность ее (2 км) фиксируется на шельфе.

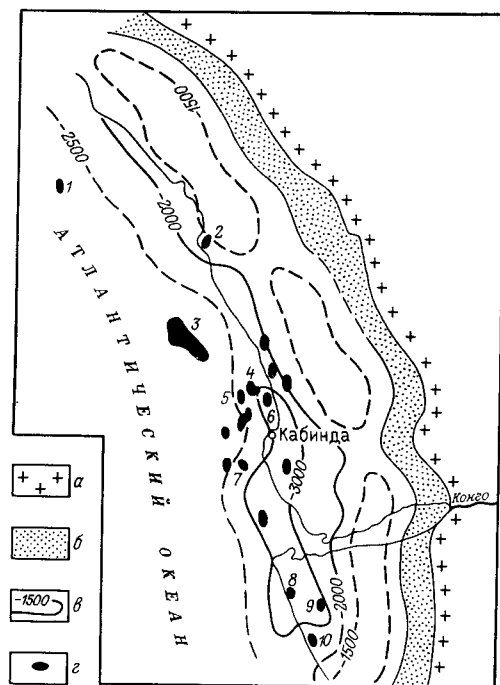


Рис. 107. Нижнеконголезская нефтегазоносная впадина:
а — выходы кристаллического фундамента на поверхность; *б* — аконсервационная зона; *в* — изогипсы кровли фундамента, м; *г* — нефтяные месторождения.
 Месторождения: 1 — Лоанго; 2 — Пуэнт-Инджен; 3 — Эмерод; 4 — Малонго-Норт; 5 — Малонго-Ист; 6 — Малонго-Саут; 7 — 120/1; 8 — Пинда; 9 — Куингула; 10 — Кабека-да-Кобра

Особенностью тектонического строения Нижнеконголезской впадины является ступенчатое погружение фундамента в сторону океана. На шельфе и внутренней части континентального склона он залегает на глубине до 7—8 км. Структура надсолевого комплекса в значительной степени обусловлена соляной тектоникой. Выделяются четыре зоны с различными типами дислокаций. Первые две характеризуются спокойным, ненарушенным залеганием соли. Они располагаются в краевых частях впадины — в береговой зоне и на внешних частях континентального склона. Для шельфа характерно наличие соляных куполов, группирующихся в протяженные антиклинальные зоны. На континентальном склоне широко развиты соляные диаптры. Часто в междиаптровых структурах соленосные толщи отсутствуют.

К началу 1986 г. в Нижнеконголезской впадине открыто 54 нефтяных и четыре газовых месторождения, основная часть которых расположена в шельфовой зоне. Большинство месторождений мелкие по запасам (1—5 млн. т). Исключение составляют месторождения зоны Малонго и месторождения Такула и Эмерод. Зона Малонго объединяет три месторождения — Малонго-Саут, Малонго-Норт и Малонго-Ист. Они выявлены на шельфе Кабинды в 1966—1969 гг. Продуктивны отложения неокома и сенона на глубине соответственно 400—550 и 2100—2500 м. Начальные извлекаемые запасы нефти 216 млн. т.

Месторождение Такула открыто в 1980 г. Оно приурочено к небольшой приразломной антиклинали площадью 2,4 км². Продуктивны альбские песчаники на глубине 1220—1360 м. Извлекаемые запасы нефти превышают 30 млн. т.

Месторождение Эмерод выявлено в 1969 г. на шельфе Конго. Связано с куполовидной структурой площадью 12 × 15 км². Продуктивны три песчаных горизонта сенона, залегающих в интервале 190—540 м. Плотность нефти 0,923 к/см³. Геологические запасы оцениваются в 250 млн. т.

Крайняя южная впадина Кванза расположена на территории Анголы и прилегающей акватории Атлантического океана. Длина ее на суше 315 км при максимальной ширине 170 км. В разрезе осадочной толщи впадины, как и в пределах бассейна в целом, выделяются три комплекса. Нижний неокомский представлен пестроцветными песчаниками с прослоями аргиллитов и углей мощностью в несколько сот метров. Средний комплекс складывается солью нижнего апта, мощность которой в центральной части впадины достигает 1 км. В составе надсоленосного комплекса преобладают аргиллиты и алевролиты. Следует отметить наличие в альбе второй эвапоритовой толщи, сложенной солью, ангидритами и доломитами. Мощность ее до 400—600 м. В северной части впадины выделяется грабенообразный прогиб, выполненный песчано-глинистыми породами аквитана — бурдигала мощностью свыше 3 км.

Структура впадины Кванза определяется системой валов и прогибов субмеридионального простирания. Ярких проявлений диапиризма здесь не отмечается, хотя в образовании антиклинальных зон, несомненно, ведущую роль играли пластичные деформации соли. Максимальная глубина фундамента во впадине составляет 3600 м, хотя не исключено, что в акватории она возрастает. Отличительной чертой строения впадины является наличие узких грабенов длиной до 100 км, заполненных миоценовыми отложениями большой мощности. В рельефе фундамента они не выражаются.

К началу 1977 г. во впадине Кванза выявлены 12 нефтяных и одно газовое месторождение. Продуктивны доаптские песчаники, доломитизированные известняки и трещиноватые доломиты апта, известняки верхнего альба, трещиноватые аргиллиты эоцена и песчаники миоцена. Месторождения по запасам мелкие.

В целом в пределах Кванза-Камерунского НГБ выявлено 116, главным образом нефтяных месторождений. Большая часть добычи нефти (44%) приходится на шельфовые месторождения Анголы.

Глава VI БЛИЖНИЙ И СРЕДНИЙ ВОСТОК

§ 1. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ И НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Эта крупная область на стыке Европы, Азии и Африки занимает Аравийский полуостров, Иран и азиатскую часть Турции. В тектоническом плане юго-западная часть рассматриваемой области располагается в пределах древней Африкано-Аравийской платформы, а северная и северо-восточные ее части — в альпийском складчатом поясе.

В рассматриваемом регионе размещаются пять нефтегазоносных бассейнов: Персидского залива, Аданайский, Деште-Кевир (рис. 108), Аденский, Шабва. Сюда выходят также небольшие окраины Восточно-Черноморского, Южно-Каспийского и Каракумского НГБ, основные части которых находятся в СССР, а из Северной Африки на территорию Ближнего Востока протягивается Восточно-Присредиземноморский НГБ.

Значительная часть латерально-гетерогенного НГБ Персидского залива находится на Аравийском полуострове, далее он распространяется на северо-восток в Персидский залив и на юго-западный склон горной цепи Загрос. Этот бассейн располагается на территории Ирана, Ирака, Сирии, Турции, Иордании, Саудовской Аравии, Кувейта, Катара, Бахрейна, Объединенных Арабских Эмиратов, Омана, Йеменской Республики. На юго-востоке Турции выделяется вертикально-гетерогенный Аданайский НГБ, в пределах Иранского нагорья — НГБ Деште-Кевир, вдоль северной окраины Аденского залива — Аденский НГБ, на территории Йеменской Республики — НГБ Шабва.

В Аданайском НГБ установлена промышленная нефтеносность рифогенных известняков подошвы нижнего миоцена. Миоцен, образующий верхний этаж бассейна, представлен преимущественно терригенными породами, залегающими на дислоцированных эоценовых, палеоценовых, юрских и меловых карбонатных отложениях нижнего этажа. Общая мощность пород, выполняющих бассейн, 9 км. В бассейне открыто два месторождения — Булгурдаг и Арзус.

НГБ Деште-Кевир расположен в северной части Иранского нагорья на месте крупной межгорной впадины. Мощность вскрытых в бассейне мезозойских и кайнозойских отложений свыше 7 км, из них на мезозойские приходится около 1 км. Средне-, верхнеолигоценовые и нижнемиоценовые отложения мощностью 1350 м образуют основную продуктивную толщу бассейна и выделяются под названием свиты Кум. Она сложена туфоносными терригенными породами с прослоями ангидритов. Соленосные отложения среднего и верхнего миоцена мощностью до 1 км перекрываются 1000-метровой толщей грубозернистых пород плиоценового возраста. На западе бассейна развиты крупные асимметричные антиклинальные зоны субширотного простирания. К ним приурочены открытые в бассейне газонефтяное месторождение Эльбурс и конденсатногазовое Середже (запасы 160 млн. т). Залежи пластовые массивные.

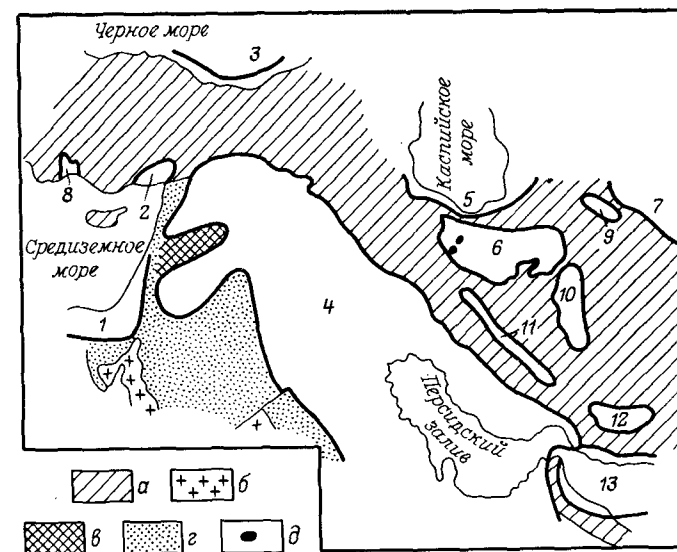


Рис. 108. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Ближнего и Среднего Востока.

Складчатость: а - альпийская, б - докембрийская; в - авлакоген Пальмир, г - аконсервационная зона; д - месторождения Эльбурс и Середже.

НГБ: 1 - Восточно-Присредиземноморский, 2 - Аданайский, 3 - Восточно-Черноморский, 4 - Персидского залива, 5 - Южно-Каспийский, 6 - Деште-Кевир, 7 - Каракумский; ПНГБ: 8 - Анталийский, 9 - Мешхедский, 10 - Деште-Лут, 11 - Исфаханский, 12 - Джамзурин, 13 - Оманско-Магранский.

Бассейн Аденского залива располагается в пределах периконтинентальной части Аравийской платформы. С юга он ограничен подводной частью хребта Шеба на Индийском срединно-океаническом хребте. Бассейн сложен мезозойскими и кайнозойскими породами мощностью до 6 км, из которых не менее 3,5 км приходится на миоцен-олигоценовые отложения. На юге перед хр. Шеба осадочные отложения выклиниваются. В бассейне открыты морские нефтяные месторождения Шарма и Рас-Гашва с залежами в известняках миоцена — олигоцена и эоцена.

Небольшой бассейн Шабва (40 тыс. км²) выполнен меловыми и верхнеюрскими соленосными отложениями. Мощность соленосных пород достигает местами 1 км. С ними связано развитие диапиров и соляных «подушек». В бассейне открыто восемь нефтяных месторождений с залежами в подсолевых отложениях. Наиболее крупные месторождения — Алиф с запасами 74 млн. т и Вест-Аяд.

Узкие южные окраины Южно-Каспийского и Каракумского бассейнов за рубежом приурочены к территории Ирана. В иранской части Южно-Каспийского НГБ, в прогибе Горган, открыто антиклинальное газооконденсатное месторождение Горниак-Тепе. Продуктивны в нем песчаники плиоцена. В Каракумском НГБ, в иранской провинции Хорасан, у границы с СССР, выявлено крупное газовое месторождение Хенгирен. Здесь разведаны залежи в сводовых ловушках в породах нижнего мела

и верхней юры с общими запасами свыше 250 млрд. м³ (по оценке иранских геологов).

Юго-восточное окончание Каракумского НГБ располагается в пределах северной платформенной части Афганистана, где выявлено свыше 10 преимущественно газовых месторождений с залежами в песчаниках и известняках мелового и в известняках позднеюрского возраста. Газоносность бассейна контролируется распространением эвапоритов верхней коры. Месторождения расположены в пределах Андохйского вала и Северо-Карабильско-Даулетабадского вала Северо-Афганского выступа.

Небольшая окраина Восточно-Присредиземноморского НГБ занимает северные районы Синайского полуострова и узкую полосу западного побережья Средиземного моря.

Кроме того, на Ближнем Востоке выделяются небольшие по площади впадины, которые можно рассматривать в качестве возможно нефтегазоносных бассейнов. Все они слабо изучены и почти не затронуты бурением. Среди них в первую очередь следует упомянуть бассейны Деште-Лут (в Восточном Иране) и Оманско-Макранский (в Оманском заливе), очевидно, латерально-гетерогенные во впадинах со срединным массивом, а также гомогенные бассейны синклиналиев Исфаханский, Мешхедский, Джазмурианский (в Иране) и Антальянский (в Турции).

Нефтегазоносный бассейн Персидского залива

НГБ Персидского залива расположен в зоне сочленения древней платформы и альпийского складчатого пояса. Структурным ограничением его на юго-западе служит восточная часть крупного выступа докембрийского фундамента — Нубийско-Аравийского щита, а на юге — Южно-Аравийское поднятие платформы — плато Хадрамаут. Оно полого погружается на север и резко воздымается на юг к берегам Аденского залива и побережью Аравийского полуострова, где местами обнажается его фундамент. Вдоль береговой линии на шельфе это плато обрывается крупнейшим разломом. На западе бассейн обрамлен авлакогенной складчатой зоной Пальмирид, а также Иорданским и Алеппским поднятиями, расположенными непосредственно восточнее Ливано-Сирийского разлома. На севере, северо-востоке и востоке он ограничен альпийскими складчатыми сооружениями — соответственно Восточным Тавром, внутренней зоной Загроса и Оманом. Граница с последним в значительной северной части проходит по краевому шву. С других сторон бассейн почти везде ограничен аконсервационной зоной, которая протягивается относительно узкой полосой на юге и значительно расширяется на юго-западе и западе, где занимает верхнюю часть платформенного склона, примыкающую к Нубийско-Аравийскому щиту.

Наибольшая часть НГБ находится в пределах Аравийской плиты — платформенного склона бассейна, к которому примыкают на севере Предтаврская зона дислокаций, на северо-востоке Месопотамский краевой прогиб, на востоке прогиб перед Южным Оманом. Кроме того,

самым северо-восточным тектоническим элементом бассейна является внешняя зона антиклинория Загрос (рис. 109).

Аравийская плита разделяется на ряд поднятий и прогибов. На крайнем севере плиты находится Диярбакырское (Мардинское) поднятие. Значительно южнее располагаются поднятие Дейр-эс-Зорт и свод Рутба, который соединяется меридионально простирающимся поднятием Хаил с Нубийско-Аравийским щитом. Свод Рутба и поднятие Хаил помещаются в аконсервационной зоне.

Между поднятиями Иорданское и Хаил с юга на север протягивается неглубокий Друзский прогиб, сочленяющийся с зоной Пальмирид. К этой зоне с северо-запада примыкает узкий Предпальмирский прогиб, в котором мощность осадочного чехла около 4 км.

От широкого западного выступа Аравийского щита к островам Бахрейн и п-ову Катар отходит крупное поперечное Центрально-аравийское поднятие. Часть его у побережья Персидского залива называется структурной террасой Газа. Северо-западнее этой террасы располагается Басра-Кувейтская впадина, а восточнее и юго-восточнее — обширная синеклиза Руб-эль-Хали. Максимальная глубина залегания поверхности фундамента в ней около 8 км, в пределах Центральноаравийского поднятия на п-ове Катар она уменьшается примерно до 5 км, а в Басра-Кувейтской впадине снова возрастает до 7 км.

Предтаврская зона дислокаций примыкает к Восточному Тавру, с юга ограничена Диярбакырским поднятием.

Месопотамский краевой прогиб протягивается с юго-востока на северо-запад почти через весь бассейн Персидского залива. Смежная с этим прогибом внешняя зона Загроса является областью развития крупных линейных складок, нарушенных разрывами и простирающихся на северо-запад.

В пределах НГБ Персидского залива на площади 1100×1300 км² выявлено (с 1902 г.) около 300 нефтяных и газовых месторождений, из которых 13 с запасами нефти от 1 до 10 млрд. т и 40 с запасами нефти от 100 млн. до 1 млрд. т. Продуктивны миоценовые, палеогеновые, меловые, юрские, триасовые и пермские преимущественно карбонатные резервуары. Месторождения нефти и газа группируются в 13 основных ареал зон нефтегазоаккумуляции.

В строении синеклизы Руб-эль-Хали, расположенной в пределах Аравийской плиты и заключающей четыре ареала зон нефтегазоаккумуляции, принимают участие юрская карбонатная толща с гипсами и ангидритами в кровле мощностью более 1 км, меловые терригенно-карбонатные отложения мощностью свыше 3 км, палеогеновые (нет олигоцена) также терригенно-карбонатные мощностью более 1 км. Среднемиоценовые отложения представлены терригенной соленосной толщей мощностью около 500 м. В ряде скважин в синеклизе Руб-эль-Хали вскрыты триасовые и пермские карбонатные терригенные породы.

В синеклизе Руб-эль-Хали ареалы зон нефтегазоаккумуляции расположены на севере, востоке (Предоманский), юге, а также в пределах южной акватории Персидского залива между п-овом Катар и Ома-

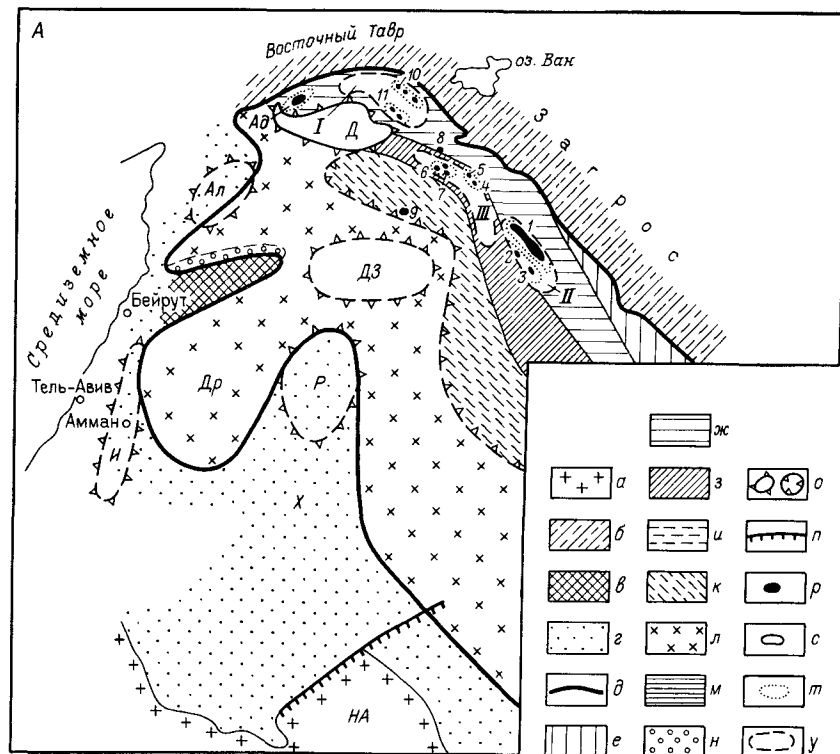


Рис. 109. НГБ Персидского залива.

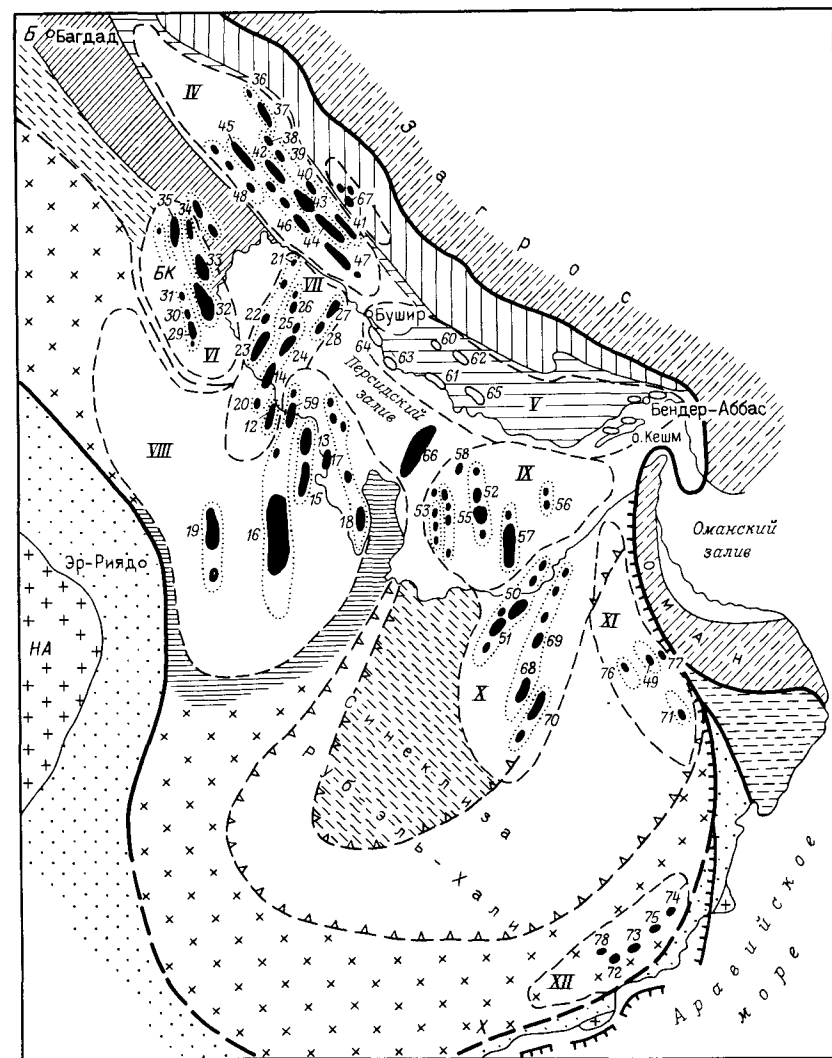
Складчатость: а — докембрийская; б — альпийская; в — Пальмириды; г — акконсервационная зона; д — границы бассейна; е — внешняя зона Загроса; ж — внутренняя зона Месопотамского прогиба; з — внешняя зона Месопотамского прогиба; и — Предоманский прогиб; к — Восточно-Аравийский склон; л — склоны плато Хадрамаут и Нубийско-Аравийской плиты; м — Центральноеаравийское поднятие (Газа); н — Предоманский прогиб; о — поднятия и прогибы; п — разломы; месторождения: р — нефтяные и газонефтяные, с — газовые; т — зоны нефтегазоаккумуляции; у — ареалы зон нефтегазоаккумуляции.

А — северная часть бассейна. Поднятия, своды: И — Иорданское, Ал — Алеппское, Х — Халд, Р — Рутба, ДЗ — Дейр-эс-Зорт, Д — Диярбакырское, Др — Друзский прогиб; НА — Нубийско-Аравийский щит.

Ареалы зон нефтегазоаккумуляции северной части бассейна: I — Предтаврский; II — Киркукский; III — Камышлинский и Мосульский; Ад — Адьяманская зона нефтеаккумуляции. Месторождения: I — Киркук; 2 — Бай-Гасан; 3 — Джамбур; 4 — Бутма; 5 — Айн-Зала; 6 — Румайлан; 7 — Суэдие; 8 — Карачок; 9 — Джибисса (вне ареала); 10 — Сельмо; 11 — Бати-Раман.

Б — южная часть бассейна. БК — Басра-Кувейтская впадина; Х — плато Хадрамаут.

Ареалы зон нефтегазоаккумуляции южной части бассейна: IV — Бушир-Ахваский; V — Бушир-Кешминский; VI — Басра-Кувейтский; VII — север Персидского залива; VIII — Газа; IX — юга Персидского залива; X — Северный синеклиз Руб-эль-Хали; XI — Предоманский; XII — Южный синеклиз Руб-эль-Хали. Месторождения: 12 — Хурсания; 13 — Катиф; 14 — Манифа; 15 — Абхайк; 16 — Гавар; 17 — Даммам; 18 — Духан; 19 — Хурайс; 20 — Абу-Хадрия; 21 — Барганшар; 22 — Эль-Хут; 23 — Сафания-Хафджи; 24 — Зулуф; 25 — Эсфендиар; 26 — Сайрус; 27 — Ферейдун-Марджан; 28 — Дариус; 29 — Вафра; 30 — Умм-Гудайр; 31 — Минагши; 32 — Большой Бурган; 33 — Раудатайн-Сабрия; 34 — Зубайр; 35 — Румайла; 36 — Лала; 37 — Месджед-Солейман; 38 — Нефесейд; 39 — Хефт-Кель; 40 — Фарис; 41 — Гессаран; 42 — Марун; 43 — Ага-Джари; 44 — Пазанун; 45 — Ахваз; 46 — Регн-Сефид; 47 — Биби-Хежиме; 48 — Мансури; 49 — Фахул; 50 — Мурбан; 51 — Бу-Хиза; 52 — Сассан; 53 — Майдан-Махзан; 54 — Ид-эль-Шарги; 55 — Умм-Шайф; 56 — Фатех; 57 — Закум; 58 — Ростам; 59 — Берри; 60 — Далан; 61 — Кенган; 62 — Агар; 63 — Парс; 64 — Менд; 65 — Варава; 66 — Северо-Западный купол; 67 — Шуром; 68 — Шах; 69 — Асаб; 70 — Заррара; 71 — Салех-Нахайда, Карн-Алам и др.; 72 — Мармуд; 73 — Амал; 74 — Джалмуд; 75 — Раниб; 76 — Гибал; 77 — Нати; 78 — Бирба.



ном. Для всех ареалов зон характерна приуроченность месторождений к платформенным поднятиям, формирование которых в той или иной степени было связано с движением глубоко залегающей кембрийской соли. Наиболее отчетливо соляная тектоника проявилась на востоке синеклизы — Предоманский ареал — и в акваториальной части — ареал зон юга Персидского залива. В обоих ареалах зон месторождения приурочены к типичным соляным куполам и брахиантиклиналям с глубоко погруженным соляным ядром. В Предоманском ареале отмечается северо-западное простираие платформенных поднятий, близкое

к простирацию разлома, разграничивающего Аравийскую плиту и Предоманский прогиб. Складки, к которым приурочены месторождения (особенно вблизи Предоманского разлома), нарушены разрывами значительной амплитуды, поэтому помимо сводовых ловушек залежи здесь заключены в ловушках экранирования по разрыву. Именно в таких ловушках содержится нефть на месторождении Фахуд. Это одно из самых значительных (с запасами нефти свыше 100 млн. т) месторождений ареала.

В большей части месторождений нефтеносны известняки верхнего (свита Вазия) и нижнего (свита Тамама) мела. На юго-востоке ареала зон обнаружена группа месторождений Габа (Салех-Нахайда, Карн-Алам и др.), в которых основными продуктивными отложениями являются песчаники пермского возраста.

В *ареале зон юга Персидского залива* выявлены нефтяные и газонефтяные месторождения, в которых свободный газ образует сравнительно небольшие газовые шапки. Здесь выделяется ряд отчетливо линейных, субмеридионально простирающихся зон нефтегазоаккумуляции. Месторождения структурно выражены округлыми или овальными в плане поднятиями с залежами в сводовых ловушках на глубине 2—3 км.

Основные нефтеносные горизонты субаквальной области ареала — известняки, гораздо реже доломиты верхней юры (свита Араб) и известняки аптского яруса. Роль покрышек играют нижнемеловые глины и верхнеюрские ангидриты. С 1958 г. в данной области открыто несколько десятков газонефтяных и нефтяных месторождений. Среди них крупнейшие месторождения Сассан и Ростам (с запасами нефти соответственно 170 млн. и 130 млн. т), принадлежащие Ирану, месторождения под территориальными водами Катара — Идд-эль-Шарги и Майдан-Махзан (по 280 млн. т в каждом), а также месторождения Объединенных Арабских Эмиратов: Умм-Шайф (300 млн. т), Фатех (200 млн. т) и Закум (140 млн. т).

Южнее субаквального ареала зон юга Персидского залива находится *Северный ареал зон нефтегазоаккумуляции синеклизы Руб-эль-Хали*, иногда называемый *Мурбан*. Месторождения образуют зоны, вытянутые в северо-восточном направлении, и связаны с пологими куполовидными складками и брахиантиклиналями, иногда затронутыми сбросами. Залежи заключены в сводовых ловушках в известняках аптского яруса. К гигантским представителям таких месторождений относятся месторождения Мурбан, Бу-Хаза, Заррара. Запасы нефти в первом достигали 600 млн. т, во втором превышали 500 млн. т, в последнем свыше 200 млн. т. На юге синеклизы Руб-эль-Хали открыто несколько месторождений нефти с залежами в меловых отложениях.

Крупнейшими по запасам нефти являются ареалы зон нефтегазоаккумуляции Газа, севера Персидского залива и Басра-Кувейтский. Ареалы зон сложены пермскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Пермские образования преимущественно терригенные пестроцветные мощностью до 550 м. Отложения триасового, юрского, мелово-

го и палеоцен-эоценового возраста представлены терригенно-карбонатными породами общей мощностью более 6 км. Для подошвы нижнемеловых пород характерны соленосные породы (каменная соль, ангидриты) мощностью от 150 м (Газа) до 400 м (Кувейт).

Ареал зон нефтегазоаккумуляции Газа расположен на территории Саудовской Аравии, Кувейта, Катара, Бахрейна, распространяясь на север в территориальные воды этих государств и Ирака. В ареале выявлен ряд зон нефтегазоаккумуляции, структурно представленных пологими валами, простирающимися в субмеридиональном направлении.

Среди открытых в ареале месторождений преобладают нефтяные, а в газонефтяных запасы нефти резко превышают запасы газа. Почти все эти месторождения приурочены к различным по размерам, иногда очень крупным пологим брахиантиклиналям, у которых углы наклона крыльев возрастают с глубиной. Брахиантиклинальные месторождения группируются в валы — зоны нефтегазоаккумуляции. Основным продуктивным горизонтом служат верхнеюрские известняки свит Араб и Джубайла и среднеюрские известняки свиты Друма. Кроме того, на отдельных месторождениях установлена продуктивность известняков пермского и раннемелового возраста (месторождение Даммам).

Многие месторождения ареала Газа относятся к крупнейшим или даже гигантским по заключенным в них начальным запасам нефти. На месторождениях Саудовской Аравии Даммам, Берри, Абу-Сафа запасы нефти составляют по 750—800 млн. т; месторождение Духан, расположенное в Катаре, содержит 742 млн. т нефти. Запасы нефти месторождений Катиф, Абкайк, Гавар (Саудовская Аравия) составляют соответственно 1,2 млрд., 1,6 млрд. и 10,1 млрд. т. На последнем имеется также газ с запасами 1 трлн. м³.

Годовая добыча нефти на месторождении Гавар превышает 200 млн. т. Длина его около 200 км, ширина 16—25 км. С глубиной углы падения на крыльях вала, к которому приурочено месторождение, возрастают до 5—10°. Нефтеносность связана с двумя пластами свиты Араб (верхняя юра) на глубине 1500—1800 м.

Месторождение Абкайк представляет собой брахиантиклиналь с несколько более крутым (до 6°) восточным крылом. Длина складки 20 км, ширина 6 км, высота около 100 м.

Месторождение Даммам выражено пологим куполовидным поднятием. Продуктивны четыре пласта свит Араб, Вазия (турон, альб) и Хуфф (пермь).

Севернее ареала Газа располагается *ареал зон нефтегазоаккумуляции севера Персидского залива* с зонами, расположенными на валах, вытянутых в северо-восточном направлении. Ареал начинается на склоне террасы Газа и далее пересекает почти под прямым углом юго-восточное погружение внешнего борта Месопотамского прогиба. В ареале выявлено свыше 15 месторождений с залежами в известняках нижнемеловых (свита Ратави), верхнеюрских (свиты Араб, Джубайла), реже верхнемеловых (свита Вара). Наиболее крупные месторождения ара-

ла Сафания-Хафджи (Кувейт) с запасами 3,2 млрд. т, Ферейдун-Марджан (Иран, Саудовская Аравия) — 1,3 млрд. т нефти и 135 млн. м³ газа, Хурсания (Саудовская Аравия) — 831 млн. т.

Басра-Кувейтский ареал зон нефтегазонакопления располагается в одноименной впадине на территории Кувейта и Южного Ирака. Он объединяет зоны нефтегазонакопления, приуроченные к пологим валобразным поднятиям, вытянутым в северо-западном направлении. Месторождения ареала структурно представлены платформенными брахиантиклиналями. В ареале разведаны сводовые ловушки с нефтяными или газонефтяными залежами. Основными нефтесодержащими породами служат песчаники альба (свита Бурган), баррема (свита Зубайр) и сеномана (свита Вара). Меньшие запасы нефти содержатся в известняках неокома, сеномана, эоцена.

Среди месторождений ареала имеется пять гигантских — месторождения Южного Ирака Румайла и Зубайр с запасами нефти соответственно 2,8 млрд. и 1 млрд. т, а также месторождения Кувейта Вафра (650 млн. т), Раудатайн-Сабрия (около 2 млрд. т) и, наконец, Большой Бурган (10,7 млрд. т).

Месторождение Большой Бурган приурочено к обширному поднятию, вытянутому в субмеридиональном направлении. Оно включает три замкнутые брахиантиклинали: наиболее крупную южную Бурган и две — Магва и Ахмади — менее значительных размеров в северной части поднятия. Брахиантиклинали разделены неглубокими структурными седловинами. Углы падения слоев в пределах поднятия не превышают 3°. На месторождении имеется несколько нефтяных залежей в сводовых ловушках. Покрышками для них служат горизонты пластичных глин, а коллекторами — песчаники альба (свита Бурган) и сеномана (свита Вара) и сеноманские известняки.

Кроме упомянутых выше гигантов в кувейтской части ареала выявлены крупнейшие по запасам месторождения Умм-Гудайр (150 млн. т) и Минагиш (275 млн. т).

На северо-западе НГБ Персидского залива (Сирия) в пределах платформенного склона открыто крупное (запасы 103,9 млн. т) газонефтяное месторождение Джибисса. На месторождении имеются три залежи в сводовых ловушках, разбитых на блоки: основная газонефтяная в миоценовых известняках Джерибе, значительно меньшая нефтяная в меловых известняках и небольшая газоконденсатная в известняках триаса. Здесь же открыто месторождение Гуна.

В пределах Аравийской плиты свыше 90% разведанных запасов нефти заключено в интервале глубин 1—3 км.

Сравнительно небольшие запасы газа концентрируются в двух интервалах глубин: 1—1,5 км (около 25% запасов газа) и 2—2,5 км (примерно 65%).

В пределах Месопотамского прогиба нефтяные месторождения концентрируются в ареалах, расположенных как на внешнем, так и на внутреннем его бортах. На внешнем борту могут быть выделены два небольших ареала зон нефтегазонакопления: Камышлинский

(Сирия и Ирак) и Мосульский (Ирак), разделенные небольшим поперечным поднятием.

Камышлинский ареал зон нефтегазонакопления включает нефтяные месторождения, представленные платформенными поднятиями. Залежи находятся в сводовых ловушках в коллекторах, сложенных известняками и доломитами нижней юры и верхнего триаса, реже верхнего мела. Наиболее крупные газонефтяные месторождения — Суэдие (180 млн. т) и Карачок (167 млн. т) с залежами на глубине 1575—3200 м.

Мосульский ареал содержит несколько нефтяных месторождений (Касаб, Джаван и др.) с относительно небольшими запасами нефти и газа. Залежи заключены в известняках нижнего миоцена, перекрытых соленосной толщей тортона (Нижний Фарс), и в известняках маастрихта. Залежи нефти и газа находятся на небольшой глубине. Нефти тяжелые, сернистые.

Юго-восточнее, вблизи г. Басра, известна небольшая *зона нефтегазонакопления Нахр-Умр*, с залежами нефти в известняках нижнего миоцена и песчаниках нижнего мела.

На внутреннем борту выделяется запасами *Бушир-Ахвасский ареал зон нефтегазонакопления* (Иран, Ирак), где открыто около 20 газонефтяных месторождений, в том числе несколько крупных и крупнейших.

В строении Бушир-Ахвасского ареала зон нефтегазонакопления принимают участие (вскрыты бурением) отложения от юры до плиоцена. Мощность юрских отложений более 1 км. Титонский ярус представлен известняками с гипсами и ангидритами, кимериджский и оксфордский ярусы объединены в продуктивную толщу Араб. Меловые отложения преимущественно карбонатные мощностью более 3,5 км. Турон-альбская известняковая толща газонефтеносная и выделяется как свита Сарвак. Эоцен и палеоцен выражены известняками мощностью до 1,5 км. Нижний олигоцен сложен красноцветными глинами и известняками мощностью около 1,2 км. Нижний миоцен и верхний олигоцен, представленные рифогенными известняками, объединены в продуктивную толщу Асмари мощностью более 800 м. Средний миоцен (продуктивная толща Нижний Фарс) и верхний миоцен (Верхний Фарс) образованы соленосной карбонатно-терригенной толщей мощностью свыше 2 км. Разрез плиоценового отдела сложен терригенными породами мощностью более 3,5 км.

В Бушир-Ахвасском ареале зон разведан ряд антиклинальных зон нефтегазонакопления, оси которых простираются в северо-западном направлении. Все месторождения ареала приурочены к брахиантиклиналям, сформированным карбонатными породами мезозоя и кайнозоя (по нижнемиоценовые). Эти складки характеризуются широкими слабо выпуклыми сводами и более крутыми юго-западными крыльями, наклоненными под углом до 50—80°. Залегающие выше породы дислоцированы по отношению к подстилающим дисгармонично, причем степень дисгармоничности возрастает в северо-восточном направлении к внутренней зоне Загроса. На месторождениях вблизи этой зоны (Гечсаран,

Лали, Месджеде-Солейман) отложения свиты Фарс разбиты надвигами на чешуи, смещенные в юго-западном направлении.

К настоящему времени здесь открыты в основном газонефтяные месторождения. Среди них такие месторождения, как Ага-Джари (с запасами нефти 1,2 млрд. т.), Гечсаран (1,4 млрд. т.), Ахваз (1,2 млрд. т.), Биби-Хекиме (1,1 млрд. т.), Реги-Сефид (570 млн. т), Месджеде-Солейман (540 млн. т), Фарис (400 млн. т), Хефт-Кель (350 млн. т), Мансури (270 млн. т). Многие из названных месторождений, а также целый ряд других являются объектами добычи газа.

Основными продуктивными толщами Бушир-Ахвазского ареала зон нефтегазонакопления являются свиты Асмари, Саравак, реже Араб.

Северо-западнее рассмотренного ареала на территории Ирака может быть выделен небольшой *Киркукский (Эрбильский) ареал зон нефтегазонакопления*. Нефтегазоносны здесь известняки нижнего миоцена — эоцена (свиты Кальхур, Евфрат, Джерибе), верхнего мела (свита Шираниш), нижнего мела (свита Камшука).

В ареале выделяются простирающиеся на северо-запад антиклинальные зоны нефтегазонакопления. Месторождения в этих зонах структурно представлены узкими антиклиналями и брахиантиклиналями. Они заключают залежи в сводовых ловушках. Досреднемиоценовые породы образуют простые симметричные или близкие к таковым складки с широким плоским сводом и не очень крутыми крыльями. Более молодые толщи над сводами охарактеризованных складок рассечены надвигами, по которым тектонические чешуи смещены на юго-запад.

Ареал включает такие газонефтяные месторождения, как гигантское Киркук и крупнейшие Бай-Гассан и Джамбур. Запасы нефти месторождения Киркук составляли около 2 млрд. т, а запасы месторождений Бай-Гассан и Джамбур — по 300 млн. т.

Месторождение Киркук приурочено к антиклинали длиной около 100 км и шириной 5 км. Ядро складки нарушено несколькими продольными сбросами амплитудой до 180 м. На месторождении содержатся три залежи: верхняя, наибольшая, — в известняках Кальхур и две, немного меньшие по размерам, — в известняках Камшука и Шираниш. Покрышкой верхней залежи служат эвапориты свиты Фарс, в двух других — пакки глинистых мергелей палеоцена и верхнего мела.

На севере бассейна на территории Турции, в Предтаврском прогибе выделяются Предтаврский ареал и небольшая Адыяманская зона нефтенакпления.

В разрезе отложений, слагающих *Предтаврский ареал зон нефтегазонакопления*, выделяются палеозойские карбонатно-терригенные, мезозойские карбонатные и кайнозойские карбонатно-терригенные соленосные породы общей мощностью более 9 км. Продуктивны известняки нижнего палеоцена, рифогенные известняки маастрихта и известняки турона — альба.

В Предтаврском ареале заключены линейные антиклинальные зоны нефтегазонакопления, простирающиеся параллельно мегантиклинорию Восточного Тавра. Месторождения зон представлены асимметричными

антиклиналями. Все они содержат нефтяные, реже газонефтяные залежи в сводовых ловушках.

Большинство месторождений незначительные по запасам, всего их насчитывается несколько десятков. В двух из них — Сельмо и Батираман — запасы нефти составляли соответственно 50 млн. и 20 млн. т.

В *Адыяманской зоне нефтенакпления* открыто несколько очень небольших месторождений, связанных с антиклиналями, более пологими, чем в Предтаврском ареале.

Бушир-Кешминский ареал газонакопления расположен на юго-востоке Ирана, протягивается от г. Бушир на севере до о-ва Кешм в Ормузском проливе. Здесь выявлена большая группа чисто газовых месторождений (Кенган, Парс, Менд, Варава, Кешм и др.), представленных брахиантиклиналями. Они заключают на глубине около 3 км пластовые сводовые залежи в пермских известняках и доломитах (свита Хуфф), перекрытых мощными высокопластичными ангидритами. На некоторых месторождениях газовые скопления достигают огромных размеров (Кенган — до 7—8 трлн. м³, Парс — до 2,5 трлн. м³).

Несколько месторождений нефти (Шуром, Дудроу и др.) выявлено в пределах внешней зоны Загроса (Высокого Загроса) и северо-восточнее месторождений Фарис (Парис) и Гечсаран Бушир-Ахвазского ареала зон нефтегазонакопления. Продуктивны известняки свиты Сарвак.

Из недр нефтегазоносного бассейна Персидского залива уже извлечено более 15 млрд. т нефти. Запасы ее составляют более 60 млрд. т, т. е. примерно 70% нефтяных запасов всех капиталистических и развивающихся стран. Начальные ресурсы оцениваются в 100 млрд. т. Годовая добыча нефти в бассейне уже неоднократно превышала 1 млрд. т.

В качестве возможных причин высокой концентрации нефти и газа в бассейне Персидского залива можно указать следующие.

1. Развитие бассейна с кембрия по ранний миоцен происходило главным образом в условиях устойчивого погружения. Этапы осушения и размыва были относительно кратковременными. К настоящему времени в бассейне сформировалось сложенное в основном морскими фациями геологическое тело с огромной площадью и мощностью более 10 км.

2. В разрезе бассейна имеется целый ряд регионально развитых карбонатных и песчано-алевритовых комплексов, обладающих высокими коллекторскими свойствами и перекрытых флюидопорами с хорошими изолирующими качествами (эвапориты пермо-триаса, верхней юры и среднего миоцена, а также глины мелового возраста).

3. В пределах бассейна широко распространены сводовые ловушки, обычно ненарушенные или очень слабо затронутые разрывами. Характерны как крупные размеры самих ловушек, так и весьма значительный объем смежных элементов бассейна, из которых в эти ловушки возможна вертикальная и/или латеральная миграция углеводородов.

4. Водонапорные комплексы бассейна характеризуются хорошей гидрогеологической закрытостью, затрудненным водообменом и застойным режимом вод.

Глава VII

ЦЕНТРАЛЬНАЯ, ВОСТОЧНАЯ, ЮЖНАЯ, ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ И ОКЕАНИЯ

§ 1. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ И НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Обширная территория зарубежной Азии занята в основном горными сооружениями и разделяющими их равнинами и пустынями и опоясана с востока и юго-востока цепью островов молодого образования.

В структуре Азии достаточно четко выделяются три крупных структурных элемента:

- 1) эпиплатформенный ороген Центральной и Восточной Азии;
- 2) древняя Индостанская платформа с опоясывающими ее на западе, севере и востоке краевыми прогибами;
- 3) молодая островная система Малайского архипелага, Океании и Восточной Азии.

Все структурные элементы содержат нефтегазоносные бассейны различных генетических типов.

1. Нефтегазоносные бассейны эпиплатформенного орогена Центральной и Восточной Азии расположены преимущественно на территории Китая, в меньшей степени Монголии, и приурочены к межгорным депрессиям с высотой поверхности над уровнем океана до 3100 м при высоте окружающих их хребтов до 6000 м (рис. 110).

По возрасту платформ, времени и интенсивности проявления орогенеза в эпиплатформенном орогене Центральной и Восточной Азии выделяются Джунгарско-Гоби-Дунбейский ороген, образовавшийся на герцинском основании, и Китайский ороген, сформировавшийся на докембрийском основании.

Джунгарско-Гоби-Дунбейский ороген протягивается от Джунгарской равнины, окаймленной горными сооружениями Тянь-Шань, Монгольский и Гобийский Алтай, через Гобийскую пустыню на равнину Сунляо, заключенную между Большим и Малым Хинганом и другими горными сооружениями Гобийско-Хинганской и Гиринской складчатых зон.

Ороген занимает южную краевую часть Центральноазиатского складчатого пояса. На территории орогена находятся бассейны: крупный Джунгарский, небольшие Турфанский, Дзунбаинский, Тамцакско-Хайларский (Хинган-Монгольский) и наиболее крупный Сунляо. В Дзунбаинском НГБ выявлены небольшие нефтяные месторождения Дзунбаинское и Цаган-Эльское с залежами нефти в отложениях нижнего мела. В Тамцакско-Хайларском НГБ на территории Китая открыты четыре небольших месторождения нефти с залежами в отложениях верхней юры и нижнего мела. В Турфанском бассейне открыто нефтяное месторождение Шэндинкоу с залежью в средней юре. Помимо перечисленных пяти бассейнов на территории Джунгарско-Гоби-Дун-

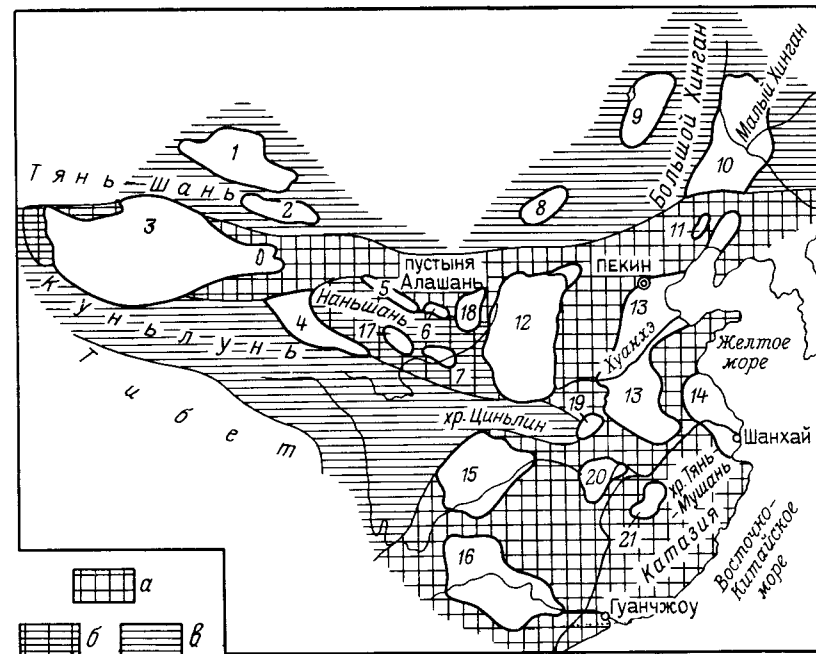


Рис. 110. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Центральной и Восточной Азии.

Эпиплатформенный ороген: а — с докембрийским фундаментом, б — с каледонским фундаментом, в — с позднепалеозойским фундаментом.

НГБ: 1 — Джунгарский, 2 — Турфанский, 3 — Таримский, 4 — Цайдамский, 5 — Предняньшаньский, 6 — Чжаошуйский, 7 — Минхэ, 8 — Дзунбаинский, 9 — Тамцакско-Хайларский, 10 — Сунляо, 11 — Фусиньский, 12 — Ордосский, 13 — Северо-Китайский, 14 — Желтоморский, 15 — Сычуаньский, 16 — Гуанси-Гуйчжоуский, 19 — Сянфань, 20 — Дунтинху; ПНГБ: 17 — Кукурнорский, 18 — Алашаньский, 21 — Юаньшуй

бейского орогена известно пять впадин, представляющих различный интерес для поисков нефти или газа.

Китайский ороген до триасового времени развивался как стабильная докембрийская платформа. С конца триаса и в течение юры — мела платформа вовлекается в орогенез (яньшаньский, индосинийский), проявившийся в блоковых движениях с формированием грабенов и горстов и магматических излияниях. Яньшаньский орогенез наиболее интенсивно проявился на границе ранней и средней юры, усилился в конце юрского времени и сопровождался смятием осадочного чехла в новообразованных синеклизах и грабенах. На востоке Китайской платформы ярко проявился орогенез также в меловое время. Яньшаньский орогенез и складчатость завершились в течение позднего мела и палеогена (ларамийская складчатость). В кайнозойское время продолжались дифференциальные подвижки с амплитудой поднятий от 0,5 до 4 км, приведшие к созданию современного сложно расчлененного рельефа Китайского орогена. Мезозойский и кайнозойский оро-

нез проявился глыбовыми подвижками и в герцинидах, опоясывающих с севера, юга и юго-запада Китайскую платформу.

Китайский ороген расчленяется на два блока — орогена: Китайско-Корейский на севере и Южно-Китайский на юге, разделенные широко вытянутой Циньлинской каледонско-герцинской складчатой системой и расположенным на ее восточном продолжении древним поднятием Дабашань.

Китайско-Корейский эпиплатформенный ороген протягивается в широтном направлении от Кашгарской (Таримской) равнины (пустыня Такла-Макан) на западе через пустыню Алашань и плато Ордос до Желтого моря на востоке. Ороген характеризуется сильной структурной расчлененностью, различием простираний слагающих его впадин, поднятий и хребтов, а также сокращенной мощностью палеозойских отложений, особенно на востоке. На западе он ограничивается: с севера — герцинидами Центральноазиатского складчатого пояса, с юга — герцинидами Тибетско-Вьетнамской геосинклинальной складчатой зоны.

В пределах Китайско-Корейского орогена можно выделить целый ряд нефтегазоносных бассейнов.

1. Широко вытянутый Таримский бассейн представляет собой срединный массив с фундаментом докембрийского возраста, обрамленный с севера и юга герцинскими горными сооружениями Тяньшаньским и Кунылуьским.

2. В пределах каледонского высокогорного (6346 м над уровнем моря) сооружения Наньшань (Циньшань), вытянутого в северо-западном направлении, находятся небольшие бассейны — нефтегазоносный Минхэ и потенциально нефтегазоносные Кукунорский и Алашаньский. Бассейн Минхэ характеризуется небольшими размерами (площадь около 15 тыс. км²), грабеновой структурой, сложен преимущественно юрскими, меловыми и кайнозойскими образованиями мощностью свыше 6 км. В бассейне известно несколько малодобитных нефтяных месторождений, в том числе Хутуай с 10 залежами в пластах песчаников верхней юры (шесть залежей) и кайнозоя (четыре залежи). Бассейн отличается сильной нарушенностью различными разрывами (сбросы, взбросы).

3. Цайдамский бассейн расположен на стыке каледонид Наньшаня и герцинид Кунылуя.

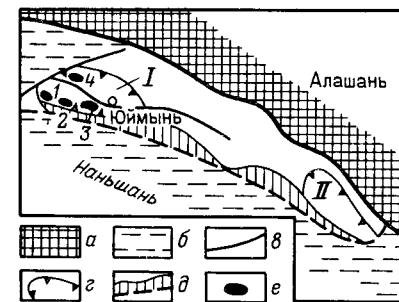
4. На стыке Алашаньской докембрийской платформы с Наньшаньским горноскладчатым сооружением находятся небольшие бассейны Преднаньшаньский (Хэси, Ганьсуйский) и Чжаошуйский.

Преднаньшаньский бассейн заключен в узкой впадине длиной 400 км и шириной до 65 км между высокогорным сооружением Наньшань (Циньшань), сложенным мощным нижнепалеозойским метаморфическим комплексом, на юге и докембрийским массивом Алашань на севере (рис. 111).

Фундамент бассейна сложен на юге метаморфическими породами нижнего палеозоя, на севере докембрийскими образованиями. Бассейн

Рис. 111. Преднаньшаньский НГБ:

a — выступы докембрийского фундамента Алашаньского массива и гор Бейшань; *б* — Северо-Циньшаньский синклиниорий (каледониды Наньшаня); *в* — разломы; *г* — впадины; *1* — Западно-Цзюцюаньская, *II* — Минлэ; *д* — поднадвиговая часть бассейна; *е* — нефтяные месторождения: *1* — Яэрся, *2* — Лаоцзюньмяо, *3* — Шиюгоу, *4* — Байяньхэ



выполнен фанерозойскими красноцветными, пестроцветными и угленосными терригенными отложениями мощностью до 15 км, из которых свыше 5 км приходится на палеозойские породы и до 5 км — на кайнозойские. Все системы палеозойской группы разделены перерывами, иногда с несогласием в залегании.

Разрез отложений, слагающих бассейн, начинается с маломощной (до 100 м) толщи терригенно-карбонатных пород кембрийского и ордовикского возраста. Весь остальной разрез фанерозоя состоит из чередующихся мощных красноцветных, пестроцветных и угленосных толщ. Так, красноцветными терригенными породами представлена большая часть разреза кайнозойских отложений (ганьсуйская серия мощностью свыше 3700 м), заключающих продуктивную толщу Байяньхэ.

Преднаньшаньский бассейн имеет резко асимметричный поперечный профиль. Его юго-западный борт крутой, осложнен краевым надвигом, северо-восточный — пологий. Двумя поперечными поднятиями южная часть бассейна расчленена на три впадины: Западно-Цзюцюаньскую на северо-западе, Восточно-Цзюцюаньскую, или Центральную, и Минлэ на юго-востоке. Наиболее изучена содержащая известные в бассейне восемь нефтяных месторождений Западно-Цзюцюаньская впадина. На юге ее прослеживаются две антиклинальные зоны: южная, или Лаоцзюньмяо, и северная — Байяньхэ.

Основная продуктивная толща бассейна — свита Байяньхэ. Установлена также нефтегазоносность отложений мелового (свита Хайхайпус), раннепермского и позднемелового возраста.

На антиклинали Лаоцзюньмяо, расположенной на южном борту бассейна, находится наиболее крупное месторождение нефти бассейна — Яэрся. Нефтеносны свиты Байяньхэ и Хайхайпус на глубине 2300—2700 м. На этой же антиклинали находятся месторождения Лаоцзюньмяо и Шиюгоу, связанные с западной периклиналью крупного поднятия, сложенного палеозойскими и триасовыми породами. На месторождениях нефтеносны отложения свиты Байяньхэ, пермские и каменноугольные. В северной моноклинальной зоне бассейна известно небольшое нефтяное месторождение Байяньхэ.

Чжаошуйский бассейн приурочен к небольшой узкой впадине, сложенной кайнозойскими, меловыми и каменноугольными отложениями

мощностью свыше 5 км. В бассейне открыто нефтяное месторождение Цинтузин с залежью в нижнеюрских угленосных отложениях.

5. Ордосский (Шаньсийский) бассейн с герцинским обрамлением на юге (Циньлин) вытянут в меридиональном направлении.

6. Крупный по площади и запасам нефти Северо-Китайский бассейн располагается в пределах Северо-Китайской низменности (восточнее и южнее Пекина), а на севере — в акватории заливов Бохайвань и Ляодунского.

7. Восточно-Китайский (Желтоморский) нефтегазоносный бассейн расположен юго-восточнее Северо-Китайского и отделен от него Шаньдунским выступом докембрийских пород. На материке находится лишь незначительная краевая часть бассейна, большая его площадь скрыта под водами Желтого моря.

Изученная материковая часть Желтоморского бассейна сложена фанерозойскими породами мощностью около 10 км, из них не менее 8 км приходятся на терригенные породы юрского, мелового и кайнозойского возраста. Для неогеновых отложений характерны базальтовые покровы. Материковая часть бассейна осложнена антиклиналями, наиболее резко выраженными на юге. Субаквальная часть бассейна сложена мощной толщей кайнозойских пород и имеет разломно-блоковую структуру.

В бассейне выявлено небольшое газовое месторождение Чуаньша (юго-западнее Шанхая) с залежью в палеогеновых песчаниках и в скважинах получены нефтепроявления в породах девонского, каменноугольного, пермского и почти всех систем мезозойского и кайнозойского возраста.

Южнее Желтоморского бассейна в пределах акватории Восточно-Китайского моря может быть выделен одноименный потенциально нефтегазоносный бассейн. В некоторых скважинах, пробуренных до глубины 3300 м, здесь получены нефтепроявления, а в одной из них вскрыта газовая залежь.

8. Небольшой Фусиньский нефтегазоносный бассейн (два небольших нефтяных месторождения) выделяется севернее Северо-Китайского.

9. Небольшой (площадь 10 тыс. км²) бассейн Сяньфань (Суньфын) находится на юге Китайско-Корейского орогена на стыке герциниды Циньлин и древнего глыбового поднятия Дабашань.

Бассейн сложен мощной толщей (до 13 км) верхнепалеозойских, мезозойских и кайнозойских (мощностью более 7 км) образований. На севере его открыто семь небольших по запасам нефтяных месторождений с залежами в палеогеновых терригенных породах.

Южнее Таримского и Цайдамского бассейнов в пределах герцинской складчатой области (Тибет) известно не менее 10 межгорных грабенов с невыясненными перспективами для поисков нефти и газа.

Южно-Китайский ороген характеризуется мощным и наиболее полным разрезом палеозойских отложений и значительным проявлением яньшаньского орогенеза. Северным ограничением его является Циньлинская складчатая система, северо-западным — Лунмыньшань-

ский герцинский хребет, западным и юго-западным — выступы докембрийского фундамента Юньнань-Сиканский с высотой хребтов до 3 км и Шон-Ли, юго-восточным — Катазиатская байкало-каледонская складчатая система. На северо-западе орогена выделяется крупный Сычуаньский (Красный) бассейн, на юге — Гуанси-Гуйчжоуский (Юньнань-Гуансийский). Оба бассейна типичны для эпиплатформенных орогенов. В них сочетаются периферийные антиклинальные зоны нефтегазоаккумуляции с ареалами зон нефтегазоаккумуляции, свойственными платформам, в средней части.

Нефтегазоносный бассейн Гуанси-Гуйчжоуский (1600×400 км²) расположен южнее Сычуаньского, от которого отделен горным сооружением Доушань. В остальной части он обрамляется древними массивами: Цзяннаньским на востоке, Северо-Вьетбакским на юге и Юньнань-Сиканским на западе. Бассейн структурно сильно расчленен и характеризуется блоковым строением. Выполняющие его верхнепротерозойские, палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения мощностью до 10 км образуют ряд поднятий (с сильно сокращенной их мощностью) и прогибов (с увеличенной мощностью). В средней части бассейна находится крупное поднятие, в пределах которого отложения пермского и триасового возраста залегают непосредственно на кембрийских и более древних породах.

В бассейне получены притоки нефти на 13 структурах из отложений преимущественно девонского возраста и установлены нефтепроявления в породах ордовика, силура, карбона, перми, триаса и неогена.

В центральной части Южно-Китайского орогена находится Цзяннаньское поднятие докембрийского фундамента, северо-западнее которого выделяется Хубей-Гуйчжоуская синеклиза, а юго-восточнее — Цзянси-Гуансийская. Обе синеклизы могут рассматриваться как возможно нефтегазоносные.

На севере орогена располагается небольшой (50 тыс км²) нефтегазоносный бассейн Дунтинху, а восточнее, в пределах Катазиатской складчатой системы, — потенциально нефтегазоносный бассейн Юаньшуй. Бассейн Дунтинху имеет грабенообразную структуру и сложен фанерозойскими породами мощностью около 8 км. В бассейне выявлено семь небольших месторождений нефти (группа Чие-Чан) с залежами в отложениях юры и триаса.

На юго-востоке Тибетско-Вьетнамской складчатой области в пределах Ханойского грабена установлена газонасыщенность неогеновых отложений. В прилегающем Тонкинском заливе в ряде скважин на глубине до 2500 м установлена промышленная нефтеносность миоценовых отложений.

Таким образом, три эпиплатформенных орогена Центральной и Восточной Азии — *Джунгарско-Гоби-Дунбейский*, *Китайско-Корейский* и *Южно-Китайский* — являются нефтегазогеологическими провинциями, к потенциально нефтегазоносным относится *Тибетско-Вьетнамская провинция*.

II. Древняя Индостанская платформа занимает одноимен-

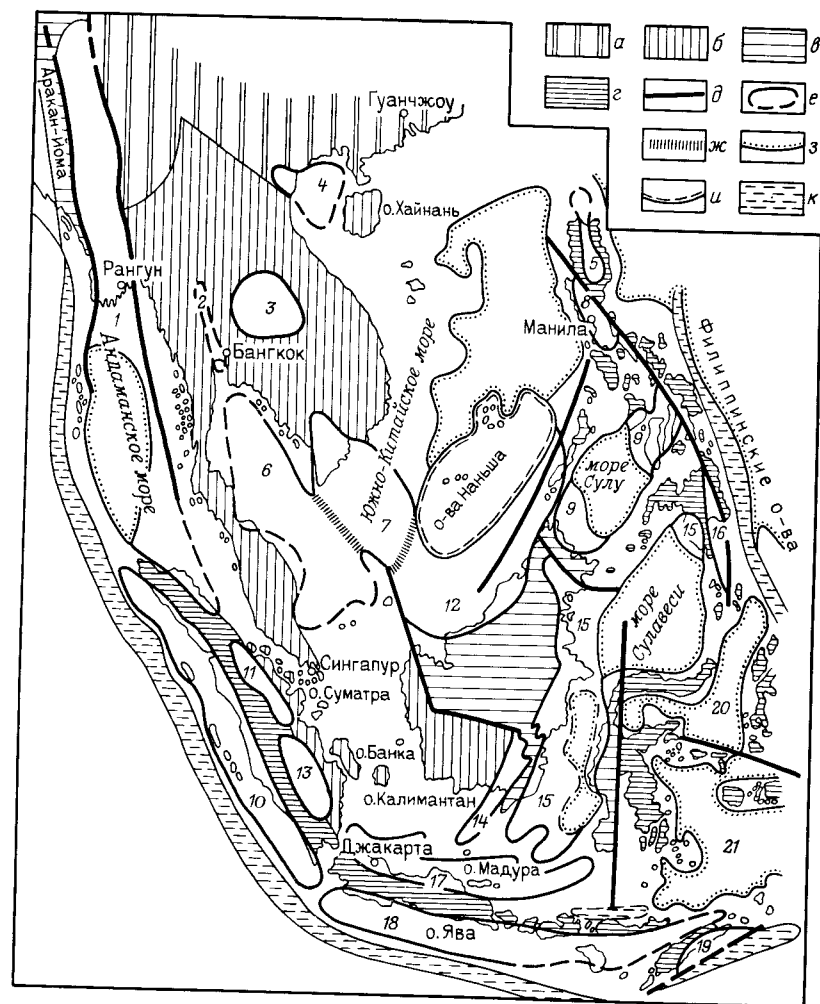


Рис. 113. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Юго-Восточной Азии и Западной Океании:

а — мезозойский эпиплатформенный ороген; б — мезозойская эпигеосинклинальная складчатость; в — позднекайнозойская складчатость, горные сооружения; г — современная складчатость, геосинклинальные зоны; д — основные разломы; е — границы бассейнов; ж — межбассейновые поднятия; з — геосинклинальные котловины; и — погруженные внутригеосинклинальные массивы; к — глубоководные желоба.

НГБ: 1 — Иравдийско-Андаманский, 2 — Менамский, 3 — Корат-Тонлесапский, 4 — Тонкинский, 5 — Кагаянский, 6 — Сиамский, 7 — Меконгский, 8 — Пампанга, 9 — Себу-Калимантанский, 10 — Ментавайский, 11 — Центральносуматринский, 12 — Саравак-Палаванский, 13 — Южно-Суматринский, 14 — Барито, 15 — Калимантан-Сулавесский, 17 — Западно- и Восточно-Яванский, 19 — Предтиморский; ПНГБ, ВНГБ: 16 — Центрального Минданао, 18 — Южно-Яванский, 20 — Молуккский, 21 — Банда

с эпигеосинклинальным горным сооружением Киртар-Сулейман, на севере с Гималаями, на востоке с системой Аракан-Йома-Нага. В зоне сочленения платформы с горноскладчатыми сооружениями выделяются

пограничные латерально-гетерогенные бассейны Нижне- и Среднеиндский, Кохат-Потварский и Бенгальский. Нефтегазоносность крупного Предгималайского (Гангского) прогиба не установлена.

В крайнем северо-восточном углу Индостанской платформы (штат Ассам), где на поверхность выходит небольшой участок фундамента (Шиллонгский) и происходит сочленение систем Гималайской и Аракан-Йома-Нага, находится небольшой двусторонне латерально-гетерогенный (межскладчатый) Ассамский бассейн.

Известные в Южной Азии бассейны группируются в две нефтегазогеологические провинции: пояса краевых (предгорных) прогибов Индостанской платформы и внутренней и периконтинентальной ее частей.

III. Между материковой платформой Азии (и Австралии) и океанической платформой, разделяемых цепью глубоководных желобов, располагается система островных дуг. Она входит в состав позднекайнозойского и современного геосинклинального поясов западной части Тихого океана и восточной части Индийского океана (рис. 113). Пояса начинаются на северо-востоке Азиатского континента в пределах СССР (п-ов Камчатка, Курильские острова, о-в Сахалин), далее включают острова Японии, Тайвань и Малайского архипелага, кроме островов Палаван и Калимантан. Последний представляет собой микроконтинент, в пределах которого можно проследить на западе продолжение мезозойской складчатости п-ова Индокитай, а в остальной части — позднекайнозойскую складчатость; позднекайнозойская складчатость характерна и для рядом расположенного о-ва Палаван. Геосинклинальный пояс охватывает о-в Калимантан с юга, востока и частично с севера.

С юго-востока к геосинклинальному поясу Малайского архипелага примыкает о-в Новая Гвинея, современный структурный план которого создан позднекайнозойской складчатостью.

Геосинклинальный пояс характеризуется большой мощностью молодых преимущественно терригенных отложений и интенсивной складчатостью их на островах, представляющих собой антиклинории. Разделяющие такие острова синклинории наиболее интенсивно дислоцированы лишь в краевых частях (по периферии островов), в то время как в наиболее погруженных частях, на месте геосинклинальных котловин, степень дислоцированности пород снижается (незавершенная складчатость).

В размещении нефтегазоносных бассейнов рассматриваемого региона определяющую роль играют пять структурных элементов:

- 1) область развития мезозойской складчатости п-ова Индокитай;
- 2) зона сочленения мезозойской складчатости материка и современного геосинклинального пояса;
- 3) зона сочленения позднекайнозойской складчатости островов Калимантан, Палаван и современной геосинклинальной складчатости;
- 4) современный геосинклинальный пояс;
- 5) островные дуги Восточной Азии.

В пределах мезозойской складчатости п-ва Индо-Читай выявлены Сиамский и севернее его расположенный Менамский бассейны. В первом выявлено более 65 месторождений нефти, во втором четыре — Сириkit, Западный Сириkit, Восточный Сириkit и Бангя. Менамский НГБ расположен в нижнем течении р. Менам и сложен палеоценовыми терригенными и лагунными породами мощностью до 4 км. Севернее и восточнее этого бассейна в теле срединных массивов (с докембрийским фундаментом) мезозойской складчатости выделяются небольшой (2 тыс км²) бассейн Фанг (Синобирманский срединный массив) и более крупный (свыше 350 км²) Корат-Тонлесапский (Индосинийский массив). В НГБ Фанг, сложенном палеогеновыми и миоценовыми породами мощностью до 2,5 км, открыты небольшие нефтяные месторождения Фанг и Мае-Сун. В Корат-Тонлесапском НГБ выявлены газовые месторождения Нампхонг и Чаннобот с залежами газа в известняках пермского возраста на глубине до 4 км. Южнее Корат-Тонлесапского находится Меконгский НГБ, большая часть которого находится под водами Южно-Китайского моря. В бассейне открыто нефтяное месторождение Белый тигр с залежью в миоценовых отложениях.

В сложно построенной Иравадийско-Зондской зоне сочленения мезозойской складчатости континента и современного геосинклинального пояса находится группа бассейнов: Иравадийско-Андаманский, Центральносуматринский, Южно-Суматринский, Западно-Яванский, Восточно-Яванский. Осадочная толща бассейнов дислоцирована в позднекайнозойское время. Первые три из них представляют собой синклиории. Западно-Яванский НГБ расположен на месте сочленения антиклинория современного образования (о-в Ява) и мезозойской складчатости (скрытой под водами Яванского моря) через шовный прогиб, представленный грабеном. Восточно-Яванский бассейн представляет собой синклиорий типа суматринских.

Юго-западнее о-ва Суматра и южнее островов Ява и Флорес протягивается пояс синклиориев, в которых можно выделить два бассейна — Ментавайский НГБ и Южно-Яванский ПНГБ. На севере Ментавайского бассейна (Никобарская впадина) открыты газовые месторождения Меулобох и Кеудаси с залежами в песчаниках и известняках миоценового возраста на глубине около 1200 м. Структура месторождений представлена хорошо выраженными антиклиналями.

С запада и юга Ментавайский и Южно-Яванский бассейны окаймляются Зондским глубоководным желобом. На его продолжении располагается Тиморский желоб, севернее которого на юге о-ва Тимор выявлено месторождение Суэн-Лори с залежью газа (в интервале 1185—1197) и нефти (1239—1250 м) в неогеновых отложениях.

В зоне сочленения позднекайнозойской складчатости островов Калимантан, Палаван и современной геосинклинальной складчатости (Северо-Индонезийская складчатая система) располагаются НГБ Саравак-Палаванский, Барито, Калимантан-Сулавесский, Себу-Калимантанский (Сандакан-

ский). Наиболее погруженные части Калимантан-Сулавесского и Себу-Калимантанского бассейнов заняты геосинклинальными котловинами. На северо-востоке Себу-Калимантанского НГБ, на о-ве Себу, выявлено три нефтяных месторождения (Тоledo, Алегри, Майя) и два газовых (Бого, Барилли).

Продуктивны песчаники миоцена на глубине от 200 м (месторождение Алегри) до 1200 м (Бого). Месторождения приурочены к линейно ориентированным антиклиналям, нарушенным разрывами и вытянутым вдоль острова.

Все бассейны ориентированы в северо-восточном направлении, т. е. почти перпендикулярно к простиранию бассейнов Иравадийско-Зондской складчатости.

В зоне собственно современной складчатости нефтегазоносные бассейны приурочены к синклиориям, расположенным в пределах Филиппинских и Молуккских островов. В пределах первых, на севере о-ва Лусон, находится Кагаянский ПНГБ, в котором открыты два небольших газовых месторождения Тумаумини и Ипил с залежами в песчаниках миоцена. Юго-западнее Кагаянского бассейна расположен бассейн Пампанга, в котором открыты два месторождения. На востоке о-ва Минданао может быть выделен потенциально нефтегазоносный бассейн в долине р. Агусан — от бухты Бутуан до зал. Давао.

Нефтегазопрооявления на некоторых островах, окружающих моря Молуккское, Банда, Хальмехера, дают основания для выделения одноименных возможно нефтегазоносных бассейнов.

На северо-востоке о-ва Серам открыто три нефтяных месторождения с залежами нефти в песчаниках плиоцена и триаса на глубине 70—3000 м.

На западе о-ва Новая Гвинея расположен НГБ Вогелкоп. На севере средней части острова находится Ирианский потенциально нефтегазоносный бассейн. Возможно нефтегазоносные бассейны могут быть выделены на северо-востоке о-ва Новая Гвинея, на месте Новогвинейского и Соломоновых морей и прилегающих островов архипелага Бисмарка и Соломоновых, окаймленных с севера и востока глубоководными желобами.

С островными дугами геосинклинального пояса Восточной Азии связано образование Татарско-Япономорского и Тайваньского латерально-гетерогенных (пограничных) НГБ, платформенные борта которых скрыты под водами морей, а обрамление выходит на материк в область мезозойской складчатости или эпиплатформенного орогена Азиатского материка.

Восточнее Японской складчатой системы (острова Кюсю, Хонсю, Хоккайдо) Нансейский желоб сопровождает с востока Преднансейский ПНГБ, западное обрамление которого образовано антиклинорной зоной Нансей (островов Рюкю, Кюсю и Сикоку). В этом бассейне в районе Сидзуока выявлено небольшое нефтяное месторождение Сагара с продуктивной толщей в нижнем миоцене. Севернее Преднансейского

бассейна протягивается возможно нефтегазоносный бассейн Восточного Хонсю, окаймленный с востока Японским желобом.

Всего в пределах зарубежной Азии выявлено более 60 нефтегазоносных, потенциально нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов. В нефтегазоносных бассейнах открыто свыше 650 нефтяных и 225 газовых месторождений.

§ 2. ДЖУНГАРСКО-ГОБИ-ДУНБЕЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Джунгарский нефтегазоносный бассейн

Джунгарский НГБ имеет в плане почти треугольную форму с длинной стороной, вытянутой на расстояние 700 км в широтном направлении параллельно Тянь-Шаню, образующему его южное горное обрамление. Строчение бассейна резко асимметричное. Наиболее прогнутая его часть, сложенная мезозойскими и кайнозойскими породами мощностью до 13 км, смещена к югу и осложнена четырьмя антиклинальными зонами, обычно наклоненными к северу и нарушенными продольными разрывами (рис. 114). Ширина складчатого борта не превышает 50 км. Фундамент его сложен верхнепалеозойскими образованиями.

Северный пологий борт бассейна представляет собой гомоклиналь длинной (по восстанию) более 200 км, фундамент которой погружается с глубины 2—3 км на севере до 9—10 км на юге. Гомоклиналь осложнена крупным валом Ишипулак, ограниченным на северо-востоке Южно-Урунгуским прогибом. На месте вала Ишипулак фундамент находится на глубине около 3 км. Севернее Южно-Урунгуского прогиба мощность осадочных пород сильно сокращается, образуя протяженную забассейновую аконсервационную зону.

С северо-запада и северо-востока северный склон Джунгарского бассейна обрамляется крупными краевыми флексурами, которые по разрывам и надвигам (на северо-западе) граничат с низкорными возвышенностями, сложенными складчатыми палеозойскими образованиями.

На юго-западе северного склона бассейна, где Восточный Тянь-Шань смыкается с возвышенностями Мэчинула и Майли, выделяется относительно небольшой Бортев-Гобийский прогиб.

Фундамент северного склона бассейна образован докембрийскими образованиями, представляя, вероятно, древний внутригерцинский массив. Структура северного склона весьма слабо затронута альпийским орогенезом и может рассматриваться как сохранившийся элемент эпигерцинской платформы.

Разрез отложений, выполняющих Джунгарский НГБ, начинается с пород каменноугольного возраста, представленных карбонатно-терригенными и вулканогенными образованиями мощностью около 2 км, выше которых залегают карбонатно-терригенные породы морского и континентального происхождения пермского возраста мощностью до 1,5 км. Мезозойские отложения мощностью до 10 км начинаются

318

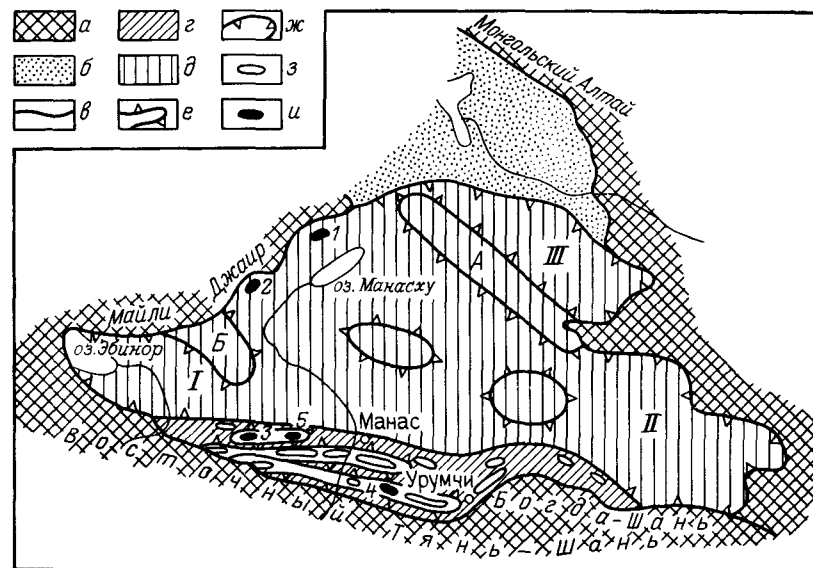


Рис. 114. Джунгарский НГБ:

а — горноскладчатое обрамление (эпи платформенный ороген на герцинском фундаменте); б — аконсервационная зона; в — границы бассейна; г — складчатый борт бассейна; д — платформенный борт бассейна; е — антиклинальные зоны, вали, своды; А — вал Ишипулак, Б — Южно-Карамайский выступ; ж — прогибы и впадины; I — Эбинорский, II — Бортев-Гобийский, III — Южно-Урунгуский; з — докальневые поднятия; и — месторождения. Нефтяные месторождения: 1 — Урхо, 2 — Карамай, 3 — Тушандзы, 4 — Чийгу; 5 — газовое месторождение Янцзыхай

с пестроцветных пород нижнего триаса мощностью до 1,5 км. Верхнетриасовые, нижне- и среднеюрские породы представлены терригенной угленосной толщей мощностью до 4700 м. Верхнеюрские и меловые отложения образованы пестроцветными терригенными породами мощностью до 3700 м, причем меловые породы залегают несогласно на юрских.

Отложения кайнозойской группы начинаются с пород олигоцена (мощностью 700 м), которые сменяются слабоугленосными отложениями миоценового возраста (мощность 1300 м). Огромную мощность (свыше 3 км) имеют плиоценовые терригенные породы.

В Джунгарском бассейне давно известны многочисленные нефтегазопроявления. Залежи нефти промышленного значения выявлены в верхнетриасовых, нижне- и среднеюрских, нижнемеловых и миоценовых отложениях. Первое нефтяное месторождение Тушандзы, обратившее на себя внимание грязевым вулканом в своде антиклинали, было известно с 1897 г. Месторождение Чийгу открыто в 1958 г. Оба месторождения связаны с небольшими асимметричными крутыми антиклиналями, осложненными разрывами и расположенными в пределах южного борта бассейна. На месторождении Тушандзы нефтеносны песчаники миоцена (на глубине 730 м), палеогена и нижнего мела, на месторождении Чийгу — нижне-среднеюрские песчаники (на глубине 860 м).

В 1955 г. установлена нефтегазоносность северо-западной части северного борта бассейна, где было открыто крупнейшее в Китае месторождение нефти Карамай, а позднее (1959 г.) месторождение Урхо. Месторождение Карамай характеризуется двухэтажным строением. Верхний этаж — аллохтонный — имеет ступенчато-блоковое строение и надвинут на нижний этаж, сложенный полого залегающими под метаморфическим фундаментом верхнего этажа пермскими и верхнекаменноугольными породами. В верхнем этаже нефтегазоносны меловые (восемь залежей) и юрские (пять залежей) отложения в тектонически и стратиграфически экранированных ловушках; в нижнем этаже верхнепалеозойские нефтеносные отложения образуют пологую брахиантиклиналь. Запасы нефти верхнего этажа месторождения более 100 млн. т. На месторождении Урхо вскрыт только верхний этаж, где продуктивны верхнетриасовые, средне- и нижнеюрские породы.

Всего в бассейне открыто шесть нефтяных и одно газовое (Янцзыхай) месторождение. Все выявленные залежи нефти и газа находятся в интервале глубин 260—3000 м.

Нефтегазоносный бассейн Сунляо

НГБ Сунляо заключен в крупной (700 км×250 км) межгорной впадине. На северо-западе и северо-востоке эта впадина обрамлена горными сооружениями Большой и Малый Хинган, представляющими собой выступы герцинского фундамента, переработанные яньшаньским (мезозойским) глыбовым орогенезом, прорванные гранитными интрузиями и покрытые вулканическими излияниями.

На юго-западе (Гирин, Чэндэ) обрамление впадины образовано приподнятыми глыбами, сложенными сравнительно слабо дислоцированными породами палеозойского возраста, а местами докембрийскими образованиями (рис. 115). На юге и юго-западе бассейн Сунляо ограничен разломами, на северо-западе и северо-востоке — маломощной толщей пород мелового и кайнозойского возраста, моноклинально залегающих на герцинском основании юго-восточного склона Большого Хингана (Таонаньская моноклиналь).

Бассейн имеет сложную внутреннюю структуру. Средняя и юго-восточная (предгиринская) его части сложены продольными грабенообразными прогибами — грабенами Далайским и Предгиринским. Наиболее глубокий — собственно Далайский грабен, фундамент которого погружается на глубину до 7 км при ширине его основания около 100 км (рис. 116). На севере он ограничивается Бэйаньским выступом с глубиной фундамента до 2 км. В средней части грабена простирается крупный плоский Дацинский вал длиной 120 км и шириной до 30 км при амплитуде поднятия не менее 500 м.

Юго-восточнее и параллельно Далайскому грабену располагаются на юге сложно построенный Гунчжулинско-Фуэйский вал и на севере Цинганский выступ, разделенные Чжаочжоуской седловиной с фундаментом, погруженным на глубину свыше 5 км. Цинганский выступ имеет плоский свод и крутые крылья. Амплитуда поднятия — 3—5 км. На месте

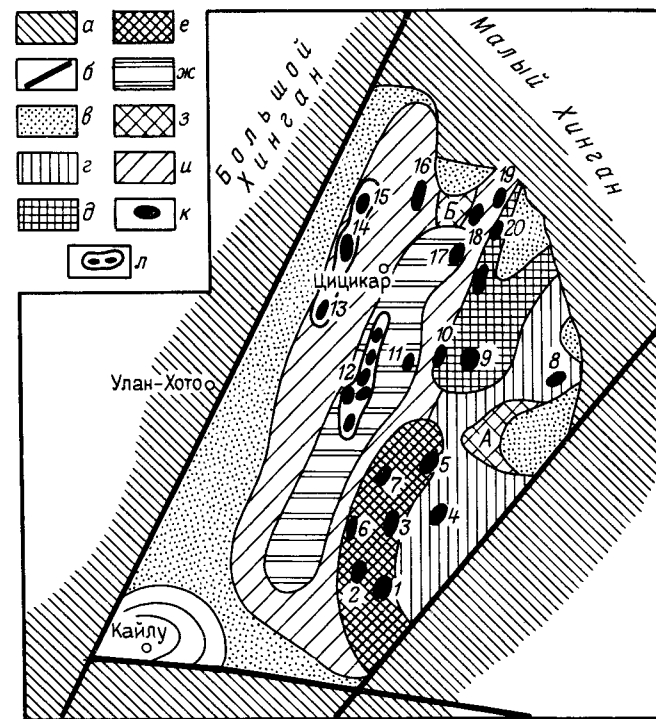


Рис. 115. НГБ Сунляо:

а — эпиплатформенный ороген в обрамлении; б — разломы; в — акконсервационная зона; г — Предгиринский прогиб (Нунаньская и Харбинская впадины); д — Цинганский выступ; е — Гунчжулинско-Фуэйский вал; ж — Далайский грабен; з — Харбинский (А) и Бэйаньский (Б) погребенные выступы с глубиной фундамента до 2 км; и — западный и юго-западный склоны надграбеновой синеклизы бассейна; к — нефтяные месторождения; л — зоны нефтенакопления. Месторождения: 1 — Гунчжулин; 2 — Дюютай; 3 — Дынлуку; 4 — Циньшаньхоу; 5 — Чанчуньлин; 6 — Хуаньцзидин; 7 — Фуэй; 8 — Баянь; 9 — Ланьсы; 10 — Жэньминьчжэнь; 11 — Аньвэй; 12 — Дацин; 13 — Хайлуь; 14 — Дунво; 15 — Саньсиндянь; 16 — Иань; 17 — Чаньчунь; 18 — Кэшэнь; 19 — Дэду; 20 — Тунбэй.

выступа фундамент перекрывается непосредственно меловыми отложениями.

Юго-восточная окраина бассейна Сунляо состоит из двух впадин: Нунаньской на юге и Харбинской на севере, разделенными Харбинским выступом. На месте впадин фундамент погружен на глубину 5 км.

Западная окраина бассейна представляет собой моноклиналь (Таонаньскую), осложненную на севере небольшим Хайлуньским валом.

В строении бассейна принимают участие кайнозойские, меловые и юрские отложения с максимальной мощностью 7 км. В подошве грабенов и прогибов залегают верхнеюрские терригенные угленосные образования с включением вулканогенных пород. Мощность юрской системы достигает 2 км. Выше находится терригенная преимущественно красноватая толща мелового возраста мощностью до 5 км. Нижняя, большая по мощности часть нижнемеловых пород (свиты Чентоу и Дынлук) заполняет

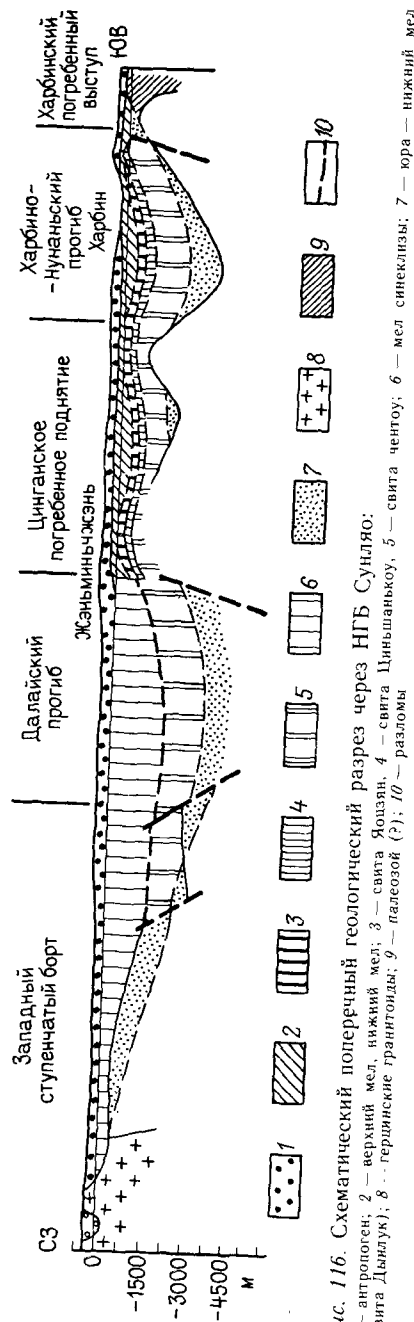


Рис. 116. Схематический поперечный геологический разрез через НГБ Сунляо:
1 — антропоген, 2 — верхний мел, нижний мел; 3 — свита Яоцзян, 4 — свита Дынлуку;
5 — палеозой (2); 6 — мел синеклизы; 7 — юра; 8 — свита Чентоу; 9 — свита Циньшанькоу; 10 — разломы

грабен, а верхняя (свиты Циньшанькоу и Яоцзян мощностью 2 км) участвует в строении подошвы синеклизы. Разрез нижнего мела (свита Ноньцзян мощностью до 1100 м) сложен терригенными породами. Верхнемеловые отложения залегают несогласно на нижнемеловых. Вместе с кайнозойскими образованиями они представлены терригенными породами суммарной мощностью до 1,5 км. Завершают разрез кайнозоя грубообломочные породы антропогена мощностью 150 м.

В бассейне выявлено около 20 нефтяных месторождений. Нефтеносны нижнемеловые песчаники. Основная продуктивная толща — красноцветная свита Чентоу. Продуктивны также свиты Яоцзян и Фулуцзянь нижнего мела.

Большая часть нефтяных месторождений сконцентрирована в Цинганском и Гунчжулинско-Фууйском ареалах и в зонах нефтенакопления Хайлуньской и Дацинской.

Дацинская зона расположена на одноименном валу и содержит более 10 нефтяных месторождений, в том числе уникальное по запасам месторождение Дацин. Оно представляет собой сравнительно пологий вал, осложненный несколькими куполовидными поднятиями и рядом сбросов. Месторождение содержит 10 нефтяных залежей в интервале глубин 1—3 км в отложениях свиты Чентоу.

Гунчжулинско-Фууйский ареал зон нефтенакопления содержит семь нефтяных месторождений, наиболее крупные из которых Фууй, Дынлуку и Гунчжулин. Залежи нефти находятся на глубине 250—2000 м.

Цинганский ареал содержит пять нефтяных месторождений, Хайлуньская зона — три месторождения.

Помимо этого ряд месторождений нефти открыт в Предгиринском прогибе и на севере бассейна.

§ 3. КИТАЙСКО-КОРЕЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Таримский нефтегазоносный бассейн

Таримский (Такла-Макан) НГБ занимает крупную (длина более 1000 км, ширина до 600 км) впадину, расположенную между горными сооружениями Тянь-Шань на севере и Куньлунь и Алтынтаг на юге (рис. 117). Основной структурный план бассейна определяется глубокими, сильно дислоцированными предгорными прогибами и крупным Ойхартским сводом (антеклиза), расположенным в средней части бассейна и имеющим докембрийский фундамент.

Среди предгорных прогибов выделяются на севере Кучарский, (Предтяньшаньский), на западе Кашгарский, на юге Предкуньлуньский (Яркентский) и Черченский (Предалтынтайский). Прогибы сложены мощной толщей мезозойских (мощность свыше 4 км) и кайнозойских (свыше 5 км) образований, осложненных линейной складчатостью. Отложения мезозойского возраста представлены преимущественно терригенными породами, иногда красноцветными, а в юре угленосными. В верхнеюрском разрезе встречаются прослои известняков. Образования кайно-

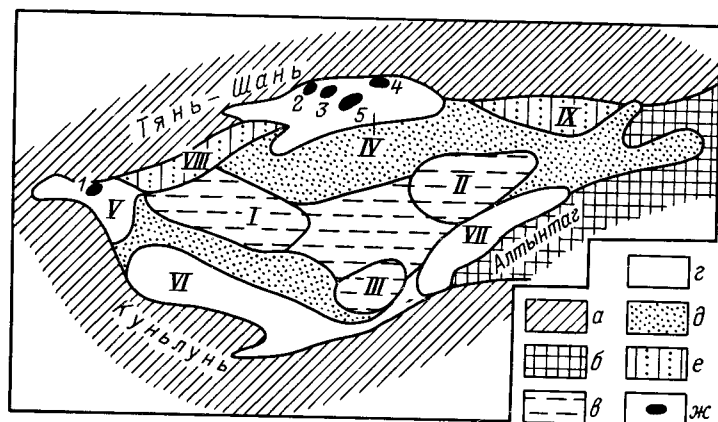


Рис. 117. Таримский НГБ:

а — горные сооружения герцинской складчатости; б — горные сооружения — выступы докембрийских образований; в — Ойхартский свод: I — Западная вершина, II — Восточная вершина, III — Ниясская вершина; г — предгорные прогибы; IV — Кучарский, V — Кашгарский, VI — Предкуньлунский, VII — Черченский; д — склоны Ойхартского свода; е — склоны, вовлеченные в складчатость; VIII — Кельпинтагский, IX — Курутагский; ж — нефтяные и газовые месторождения. Месторождения: 1 — Карато, 2 — Кумгерем, 3 — Косаптокай, 4 — Ичкелик, 5 — Кан

зойского возраста начинаются с палеогеновых отложений, представленных соленосной красноцветной терригенной толщей мощностью до 1 км; разрез неогена сложен терригенными породами мощностью от 1700 до 3500 м; завершается кайнозой мощной (до 1100 м) толщей преимущественно конгломератов антропогенного возраста.

Палеозойские образования, развитые в пределах Ойхартского свода и в обрамлении бассейна, сложены внизу (кембрий — девон) терригенно-карбонатными породами, а сверху (карбон — пермь) карбонатно-терригенными. Мощность отложений палеозойской группы свыше 5 км.

Периферийные прогибы Таримского НГБ осложнены линейной складчатостью. Антиклинали крутые, обычно наклонены к центру бассейна и нарушены взбросами. В Кучарском прогибе прослеживаются пять протяженных антиклинальных линий — две на севере (Кумгеремско-Ичкеликская, Косаптокайская) и три на юге (Чультагская, Гумбезская, Якинская), разделенные глубокой Байской впадиной. Для Кучарского прогиба характерен диапиризм, связанный с соленосными глинами палеогена.

Ойхартский свод вытянут в широтном направлении и осложнен тремя вершинами: Западной, Восточной и Южной, или Ниясской. На вершинах мощность осадочных отложений, преимущественно палеозойского возраста, не превышает 1 км и резко увеличивается на склонах свода с приближением к прогибам, где происходит сочленение докембрийского фундамента с эпигерцинским.

В бассейне выявлено пять нефтяных и пять газовых месторождений, из которых три нефтяных (Ичкелик, Косаптокай, Егээр) и два газовых (Кумгерем, Кан) расположены в Кучарском прогибе, два месторожде-

ния — на севере Кашгарского прогиба и наиболее крупные нефтеконденсатногазовые месторождения Кекея и Кэлато — в Яркендском прогибе. Продуктивны миоценовые песчаники в Кашгарском и Яркендском прогибах, верхнемеловые, триас-среднеюрские и миоценовые отложения в Кашгарском прогибе, а в Кучарском прогибе также и олигоценые песчаники.

На западной вершине Ойхартского свода в скважинах получены промышленные притоки нефти из доломитов ордовика и кембрия.

Цайдамский нефтегазоносный бассейн

Цайдамский НГБ расположен в высокогорной впадине между Наньшаньским горным сооружением (Южно-Циляншаньский синклиорий) на северо-востоке, Чиментагом (ветвь Кунылуна) на юго-западе и Алтынтагом на северо-западе. Алтынтаг представляет собой древний горст-антиклинорий, поднятый по разломам в конце неогенового времени. От Наньшаня и Кунылуна бассейн отделен крутыми надвигами, возникшими в неогеновое (первые) и меловое (вторые) время. Длина бассейна около 850 км, ширина до 350 км.

В строении бассейна принимают участие каменноугольные, пермские, мезозойские и кайнозойские отложения с максимальной мощностью около 10 км. Большая часть кайнозойских образований (свыше 6 км) представлена соленосными терригенными породами плиоценового и позднемелового возраста. Ниже в миоцене появляются прослои известняков пресноводного происхождения и красноцветных пород. Палеогеновые отложения мощностью до 1800 м состоят из карбонатно-терригенных пород и несогласно залегают на меловых отложениях. Разрез меловых, а также юрских, пермских и каменноугольных образований представлен пестроцветными угленосными породами суммарной мощностью до 7500 м. Породы триасовой системы не установлены.

В бассейне четко выделяются два периферийных прогиба: широкий и наиболее глубокий (10 км) Предкуньлунский на юге и узкий Циляншаньский на севере, разделенные приподнятым (с глубиной до 5 км) залеганием фундамента. В обоих прогибах на северо-западе породы дислоцированы в системы узких антиклинальных зон, опрокинутых в сторону центральной части бассейна. Наиболее резко складчатость выражена в южном прогибе, который приобретает облик синклиория. В юго-восточном направлении складки выполаживаются, переходя на срединное поднятие.

Срединное поднятие по ширине занимает почти половину бассейна на западе и значительно меньшую ее часть на востоке (рис. 118). На западе оно осложнено четырьмя валообразными зонами, в том числе крупными Лэнху и Оболян.

В бассейне выявлено свыше 15 нефтяных месторождений, три газовых (Махайгоу, Яньху, Сяоляншань), а также семь непромышленных месторождений нефти. Месторождения расположены в двух ареалах зон нефтегазоаккумуляции — юго-западном и северо-восточном.

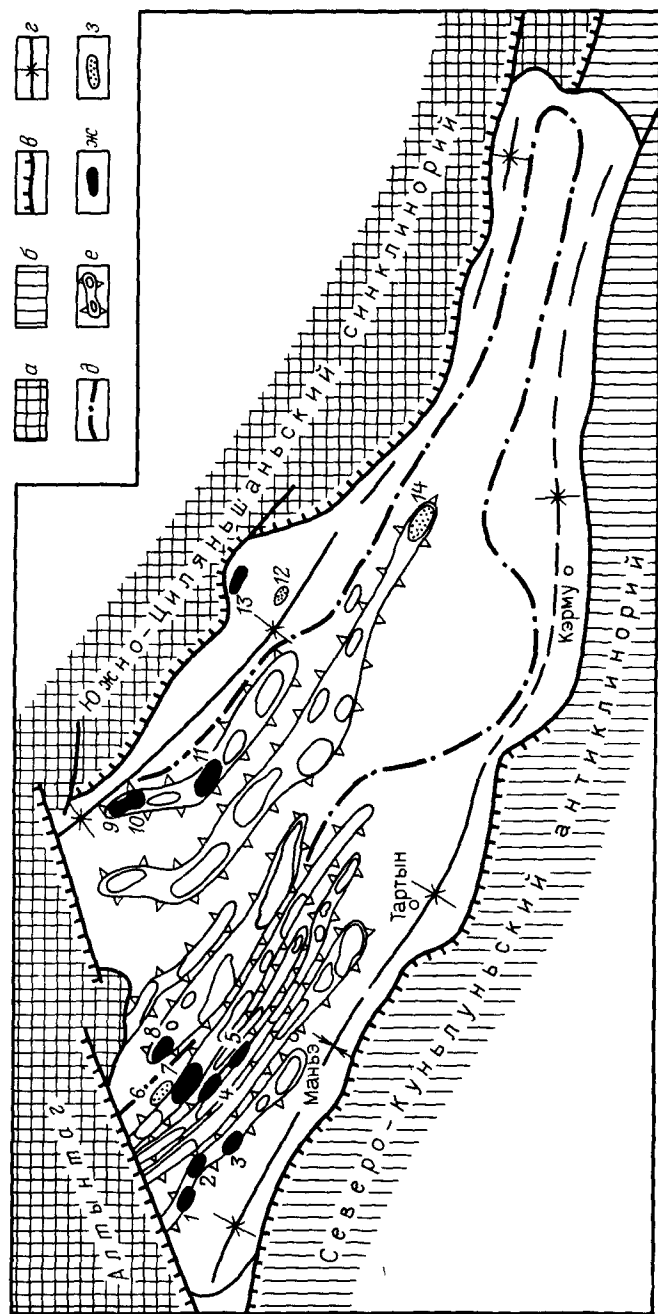


Рис. 118. Цайдамский НГБ:

а — эпиплатформенный ороген с каледонским фундаментом; б — то же, с герцинским фундаментом; в — разломы, надвиги; г — периферийные прогибы; д — контур среднего поднятия; е — антиклинальные и валообразные зоны; месторождения: ж — нефтяные, з — газовые. Месторождения: 1 — Циньлинь; 2 — Шичаю; 3 — Юшань; 4 — Юшаньшань; 5 — Юшаньшань; 6 — Кайтун; 7 — Наньшань; 8 — Цзюньшань; 9 — Лэнху № 3; 10 — Лэнху № 4; 11 — Лэнху № 5; 12 — Махайгоу; 13 — Юйка; 14 — Яньху.

Юго-западный ареал зон нефтегазоаккумуляции состоит из шести антиклинальных зон (свыше 30 локальных антиклиналей), которые на юго-востоке погружаются под мощный покров антропогенных отложений восточной части бассейна. В пределах ареала выявлено 10 преимущественно нефтяных месторождений. Структура последних представлена протяженными крутыми антиклиналями, нарушенными взбросами, с приподнятыми юго-западными крыльями. Нефтеносны песчаники плиоцена, верхнего и нижнего миоцена (основная продуктивная толща — свита Хунсяогао), олигоцена и мела. На месторождении Сяояншань газ содержится в приоценовых и миоценовых песчаниках.

Северо-восточный ареал зон нефтегазоаккумуляции состоит из двух основных зон — Лэнху и Оболян. В зоне Лэнху открыты три нефтяных месторождения, приуроченных к брахиантиклиналям, более крупным и пологим по сравнению с брахиантиклиналями юго-западного ареала зон. Запасы нефти всех трех месторождений около 150 млн. т. Нефтеносны миоценовые и олигоценовые песчаники на глубине до 3 км.

На крайнем юго-востоке зоны Оболян известно относительно крупное (40 млрд. м³) газовое месторождение Яньху, где газ заключен в плиоценовых песчаниках на глубине 120—1700 м.

В Предцзяньшаньском прогибе на северо-восточном крыле преднадвиговой синклинали находятся месторождения газовое Махайгоу (43 млрд. м³) и нефтегазовое Юйка с залежами в свите Хунсяогао (нижний миоцен). Залежи нефти и газа на всех месторождениях находятся в интервале глубин 100—3000 м.

Ордосский (Шаньсийский) нефтегазоносный бассейн

Ордосский НГБ заключен в крупной (600×400 км²) пологой впадине типа синеклизы, вытянутой в меридиональном направлении, со слабо всхолмленной поверхностью, приподнятой на высоту от 800 до 1300 м (рис. 119). Впадина обрамлена на большом протяжении горными глыбовыми сооружениями, сложенными палеозойскими и более древними породами, на востоке перекрытыми отложениями мезозойского и кайнозойского возраста. От расположенных на севере Внутреннемонгольского антиклинория (массив Иншань) и на юге Циньлинского синклинория впадина отделена широтно вытянутыми глубинными разломами. На западе она граничит с Алашаньской складчатой зоной также через глубинные разломы, на востоке — с антеклизой Шаньси, в сводовой части которой на поверхность выходят отложения нижнего палеозоя.

С поверхности бассейн образован преимущественно мезозойскими породами, слагающими моноклинал, наклоненную на запад, в пределах которой с востока на запад обнажаются породы континентального образования триасового, юрского и раннемелового возраста. Отложения раннемелового, юрского и триасового возраста представлены терригенными породами, красноцветными в верхнем и среднем отделах юрской системы, угленосными в нижнем ее отделе и пестроцветными в триасе. Мощность нижнемеловых отложений 600—2000 м, юрских

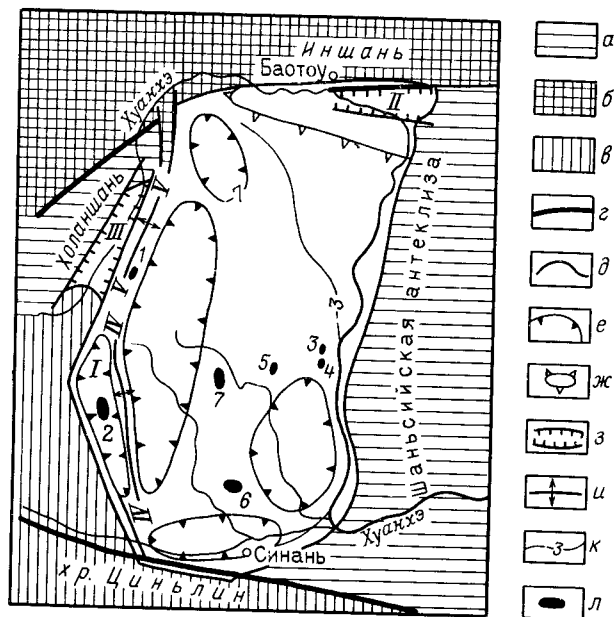


Рис. 119. Ордовский НГБ:

а — Шаньсийская антиклиз и массив Холань-шань; б — Внутренне-монгольский антиклинорий; в — Циньлинский синклинорий; г — разломы; д — границы бассейна; е — прогибы и впадины (I — Предлюпаньшаньский прогиб); ж — Дуншэнское поднятие; з — грабены: II — Баотоу, III — Иньчуаньский; и — впадины: IV — Тунсинский, V — хр. Дзоцзыш; к — схематические изгибы кровли докембрийского фундамента, км; л — нефтяные месторождения.

Месторождения: 1 — Мацзянтань; 2 — Шатинцзы; 3 — Юнпин; 4 — Яньчан; 5 — Цаюань; 6 — Сыланмяо; 7 — Чаньцын.

1300—3500 м, триасовых 2300—3100 м. Перекрываются породы мезозоя толщей красноцветных гипсоносных терригенных образований кайнозойского возраста мощностью в периферийных прогибах более 3 км. Отложения палеозойского возраста представлены терригенно-карбонатными породами мощностью свыше 4 км. Максимальная мощность фанерозоя, достигающая 10 км, смещена к западу. В пределах большой восточной части бассейна мощность этих отложений сокращается до 3500 м в результате значительного уменьшения мощности нижне- и среднепалеозойских пород.

На северной окраине бассейна находится крупное Дуншэнское поднятие, в пределах которого древний фундамент вскрывается на глубине менее 1 км, однако в северной его части, примыкающей к массиву Иншань и осложненной грабеном Баотоу, фундамент погружен на глубину уже 3 км. На севере западной периферии бассейна расположен Иньчуаньский грабен, южнее его узкий Предлюпаньшаньский прогиб. Грабен и прогиб опоясываются с востока валом хр. Дзоцзыш на севере и Тунсинским на юге.

В большой средней части бассейн осложнен небольшими, слабо выраженными в мезозойских и более молодых отложениях пологими полузамкнутыми поднятиями типа структурных носов и террас. В краевых западной и южной частях бассейна имеются небольшие сравнительно крутые, осложненные разрывами антиклинали.

В бассейне установлена нефтегазоносность верхнетриасовых песчаников (нефтяные месторождения Яньчан, Юнпин, Мацзянтань, газовое Сыланмяо), меловых (Шатинцзы, Чаньцын) и нижнеюрских. Мощность

продуктивных горизонтов песчаников триасового возраста меняется от 2 до 30 м, количество их достигает 40 (месторождение Мацзянтань).

Месторождения Яньчан, Юнпин, Цаюань расположены на востоке бассейна и связаны со структурными носами, месторождение Шатинцзы — в Предлюпаньшаньском прогибе и приурочено к небольшой брахиантиклинали; месторождение Мацзянтань находится на северо-западе бассейна, вблизи Иньчуаньского грабена, и также связано с небольшой брахиантиклиналью, нарушенной разрывами.

Все месторождения бассейна характеризуются небольшими запасами нефти и дебитами скважин. Залежи находятся на глубине до 1 км.

Северо-Китайский (Бохайвань-Кайфынский) нефтегазоносный бассейн

Северо-Китайский НГБ занимает крупный прогиб, протягивающийся в северо-восточном направлении от выступа докембрийских пород Хуайянского массива (Циньлинская ось) на юге до выступа этих же пород в Яньшаньском массиве на севере. На западе бассейн обрамляется выходами древних пород восточного склона Шаньсийской антиклизы, на востоке примыкает к Шаньдунскому (на юге) и Ляодунскому (на севере) щитам (рис. 120). Северо-восточная суженная часть бассейна занята водами заливов Бохайвань и Ляодунским.

Бассейн сложен мощной (до 14 км) толщей фанерозойских преимущественно терригенных пород с выпадением из разреза отложений силурийской, девонской систем и нижнего отдела карбона. Палеозойские отложения образованы внизу (кембрий, ордовик, карбон) терригенно-карбонатными породами, сверху (пермь) — красноцветными терригенными общей мощностью более 2 км. Нижнепалеозойские известняки залегают без перерыва на известняках верхнего протерозоя.

Мезозойские отложения представлены преимущественно терригенными, часто красноцветными угленосными породами с включениями пластовых тел андезито-базальтов и развиты лишь в наиболее погруженных частях бассейна — грабенах, где их мощность превышает 5 км (триасовые отложения — до 3 км).

В кайнозое наиболее полно представлена палеогеновая система. Максимальная мощность ее отложений достигает 6500 м, образованы они терригенными породами, часто красноцветными, с пластами каменной соли в олигоцене и битуминозными сланцами в олигоцене и эоцене. Неогеновые отложения залегают несогласно на палеогеновых и образованы терригенными, в нижней части красноцветными породами мощностью 1200—2500 м. В целом разрез кайнозойских отложений преимущественно континентального происхождения.

Нефтегазоносный бассейн четко делится на две впадины — синеклизы: северную — Бохайваньскую и южную — Кайфын-Хэфэйскую, разделенную разломом северо-восточного простирания, в общем совпадающим с долиной р. Хуанхэ. Бохайваньская впадина имеет рифтовую природу. Рифтовая зона протягивается от нижнего течения р. Ляохэ,

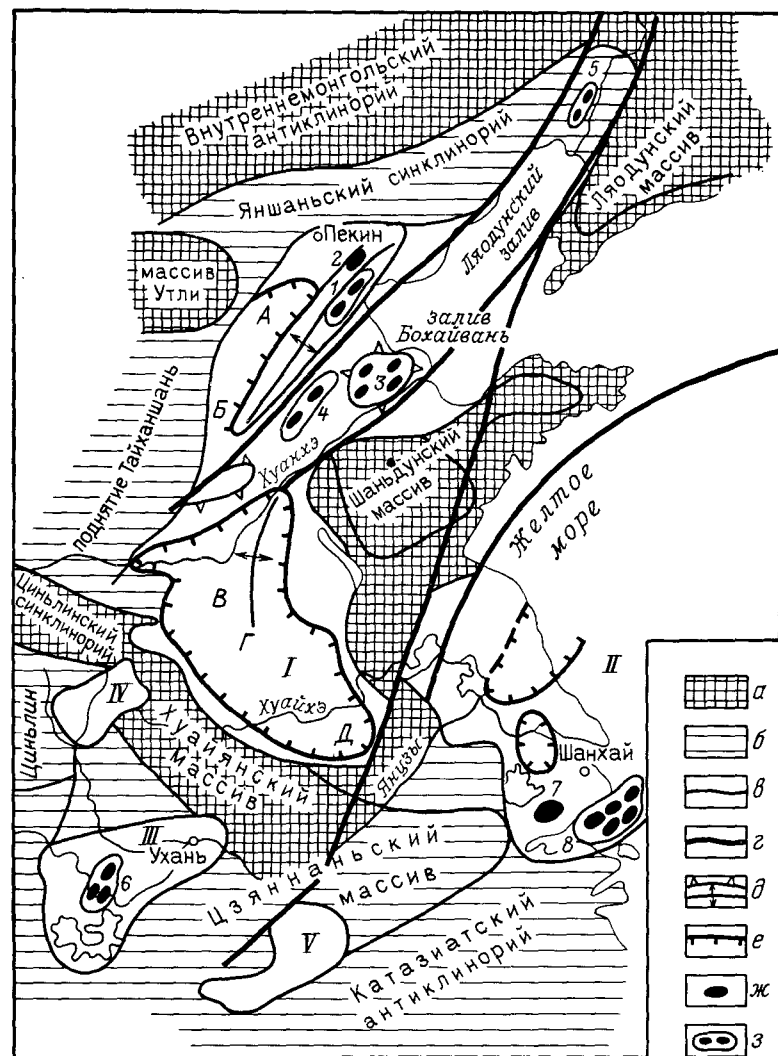


Рис. 120. НГБ Северо-Китайский (I), Желтоморский (II), Дунтинху (III) и ПНГБ Сяньфань (IV) и Юаньшуй (V):

а — выступы докембрийского фундамента на поверхность; б — горноглыбовые сооружения яншаньского орогенеза; в — границы бассейнов; г — разломы; д — вали, своды; е — впадины, прогибы; А — Предтайханшаньская, Б — Линьцинский, В — Кайфунский, Г — Тахэйский, Д — Хэфэйский; ж — нефтяные и газовые месторождения; з — ареалы зон и зоны нефтегазоаккумуляции. Ареал зон нефтегазоаккумуляции Даган — месторождения: 1 — Даган, 2 — Женью; зоны нефтегазоаккумуляции: 3 — Шенли, 4 — Линьцин, 5 — Ляохэ, 6 — Чинь-Чань, 8 — Ханьжоуань; 7 — газовое месторождение Чуаньша

через Лаодунский залив и дельту р. Хуанхэ на район г. Линьцин. С востока рифт ограничен в северной акваториальной части разломом (сдвиговым) Танлу. В рифте выделяются впадины Салю (Ляохэ), Бошань (Бохайвань), Цзянь и Линьцин, последние две субширотного простирания. Все впадины состоят из системы грабенов и горстов с глубиной фундамента от 9 км (Бошань) до 4—6 км (Цзянь, Линьцин).

На западе северной синеклизы на контакте впадин Бошань и Цзянь находится крупное горстовое поднятие Уди (100 км × 60 км). Здесь же протягивается вторая рифтовая система горстов и грабенов северо-восточного направления. Она начинается крупной Предтайханшаньской (Изижунской) впадиной с глубиной фундамента до 10 км, состоящей из нескольких горстов и полуграбенов. Восточнее впадины находится крупный горст — вал Цаосянь (длина около 200 км, ширина 50—70 км), окаймленный с востока узкой впадиной Хуанхул, которая восточнее сливается с впадиной Бошань-Цзянь. Южное продолжение вала Цаосянь пересекается впадиной Линьцин, южнее которой находится небольшой горст-выступ Нуйхуан. В пределах этого горста и вала Цаосянь неогеновые образования местами залегают непосредственно на выступах, сложенных палеозойскими породами.

Кайфан-Хэфэйская синеклиза протягивается в северо-западном направлении и сложена фанерозойскими породами мощностью свыше 10 км.

В Северо-Китайском НГБ, начиная с 1964 г., выявлено более 95 нефтяных месторождений, сконцентрированных в нескольких ареалах зон нефтегазоаккумуляции весьма различной степени изученности.

Зона нефтегазоаккумуляции Паньшань (Ляохэ) расположена во впадине Ляохэ и приурочена к срединному горстовому поднятию. В ареале известно свыше 10 газонефтяных месторождений (Шугуан, Хуансилин, Шуантайцзы и др.). Нефтеносны песчаники олигоценевого возраста свиты Шахэцзы, газоносна залегающая выше свита Дуньин. Всего в продуктивной толще насчитывается до восьми пластов.

Зона Бошань находится на месте одноименной впадины, содержит четыре небольших месторождения (Хэси, Чэнбей и др.) с залежами в миоценовых песчаниках.

Зона Шенли, расположенная в пределах сводового поднятия Уди, объединяет свыше 40 нефтяных месторождений, связанных с небольшими брахиантиклиналями. Продуктивны палеогеновые и неогеновые песчаники дельтового и озерного происхождения. В ареале находится крупнейшее месторождение Китая — Шенли. Характерным является месторождение Гудао, залежь нефти которого занимает почти горизонтально залегающие миоценовые отложения вершины погребенного горста, высота нефтенасыщенной части которых достигает 110 м.

Цансяньский (Даганский) ареал зон нефтегазоаккумуляции расположен на северо-восточной периклинали Цансяньского вала и включает 10 месторождений нефти (одно в акватории). Структуры месторождений — брахиантиклинальные и структурные носы. Продуктивны мио-

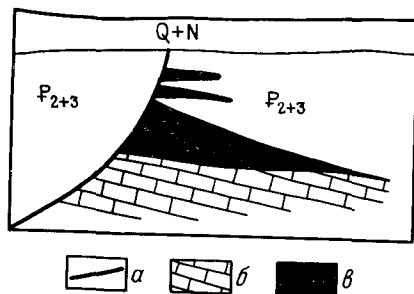


Рис. 121. Схематический поперечный геологический разрез нефтяного месторождения Жэньцзю:

а — сброс; б — известняки и доломиты верхнего протерозоя и нижнего палеозоя; в — нефтяные залежи

ценовые песчаники дельтового происхождения (13 пластов) и три пласта известняков, возможно, палеозойского возраста. Глубина залежей 2—3 км. На западном склоне Цансяньского вала выявлено второе в бассейне (после Шенли) по запасам нефти месторождение Жэньцзю с залежью в эрозионном выступе, обрубленном сбросами, сложенном известняками и доломитами позднепротерозойского и раннепалеозойского возраста. Выступ перекрыт палеогеновыми отложениями (рис. 121). Залежь нефти массивного типа, максимальная высота ее 875 м, глубина залегания 2750—3500 м.

Небольшая зона (пять месторождений) намечается на месте впадины Линьцин. Продуктивны палеоген-неогеновые континентальные отложения.

Ареал зон Чжунъюань, расположенный на юго-западе северной синеклизы (северо-восток провинции Хэнань), включает шесть нефтегазовых месторождений (Донъю, Пучень, Венъю и др.). Нефтегазоносны палеогеновые и неогеновые песчаники, а также известняки нижнего палеозоя.

В Хэфэйской впадине южной синеклизы бассейна открыто одно нефтяное месторождение.

§ 4. ЮЖНО-КИТАЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Сычуаньский нефтегазоносный бассейн

Сычуаньский НГБ представляет собой пример значительного воздействия на первично конседиментационный структурный план глыбовых движений мезозойского времени.

Центральная часть бассейна (плита) сложена с поверхности горизонтально залегающими пестроцветными (внизу угленосными) терригенными отложениями юрского возраста мощностью свыше 6 км. Они участвуют в образовании двух пологих сводов: Лунъюйского — почти в центре бассейна, и высоко приподнятого Вэйюаньского — на юго-западе. В пределах последнего на глубине 2300 м вскрыты кембрийские известняки. Своды разделены пологим прогибом Дацзю, в пределах которого докембрийский фундамент находится на глубине

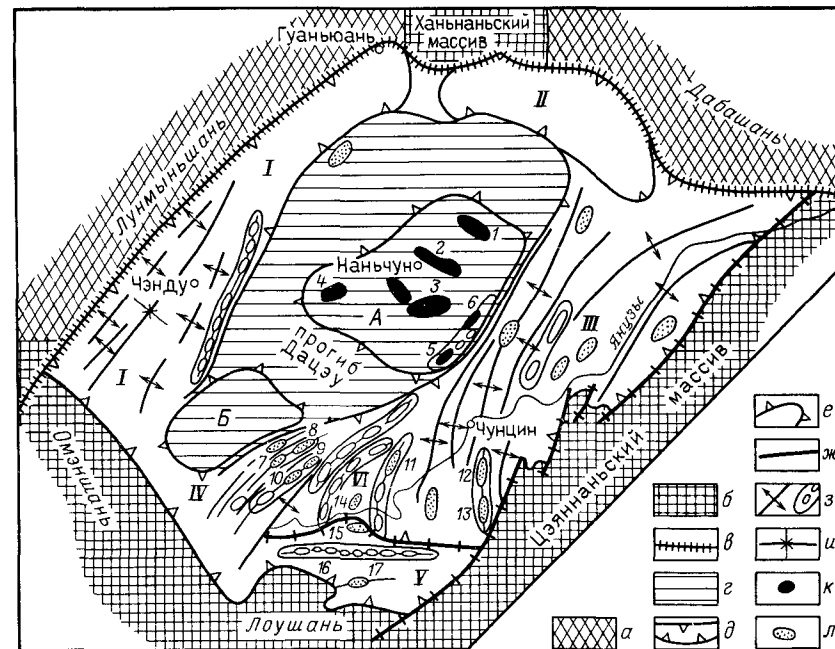


Рис. 122. Сычуаньский НГБ:

а — горноскладчатые сооружения палеозойского возраста; б — глыбовые горы мезозойского орогенеза; в — разломы; г — Центральная плита; д — периферийные прогибы; I — Предлунмыньшаньский, II — Преддабашаньский, III — Чунцинский, IV — Цзялюцзинский, V — Предлоушаньский, VI — Южно-Сычуаньский; е — своды: А — Лунъюйский, Б — Вэйюаньский; ж — разрывы; з — антиклинальные зоны; и — синклинали; месторождения: к — нефтяные; л — газовые.

Месторождения: 1 — Иншань; 2 — Наньчун; 3 — Луинъюсы; 4 — Пэнлайчжен; 5 — Хэчуань; 6 — Лоудуси; 7 — Вэйюань; 8 — Хуаньцзягань; 9 — Шыдыньшань; 10 — Дэньцзингуань; 11 — Хуангуаньшань; 12 — Шиюгу; 13 — Дунси; 14 — Янгаосы; 15 — Наси; 16 — Чанъюаньба; 17 — Гаомудинь

4 км, и осложнены крупными пологими (углы падения слоев до 3°) поднятиями, ориентированными в широтном направлении.

С северо-запада, севера и юго-востока Центральная плита окаймлена глубокими, сильно дислоцированными прогибами, расположенными перед ограничивающими их глыбовыми горными сооружениями. На юго-западе бассейна периферийный прогиб отсутствует. Расположенный здесь относительно приподнятый блок выносит на поверхность дислоцированные пермские и нижнемезозойские отложения. Граница бассейна фиксируется выходами древних пород в массивах гор Омэншань и Лоушань (рис. 122).

Наиболее погруженный северо-западный Предлунмыньшаньский периферийный прогиб отделен от горного массива Лунмыньшань надвигом. Обнажающиеся на востоке гребневидные сундучные антиклинали обычно нарушены разрывами и наклонены в сторону плиты. В наиболее прогнутой части (синклиналь Чэндю) фундамент прогиба находится на глубине около 12 км.

Юго-восточный — Чунцинский прогиб образовался перед Цзянаньским горным массивом, от которого он отделен рядом сбросов. С севера (от массива Дабашань Циньлинского синклинория) прогиб отделен разломом.

Прогиб сложен с поверхности юрскими и триасовыми породами. Последние представлены терригенно-карбонатными отложениями с прослоями ангидритов и каменной соли в нижнем отделе. Мощность триасовых образований сильно меняется, достигая 5 км.

Северная большая часть юго-восточного прогиба дислоцирована в систему крупных протяженных складок, ориентированных в северо-восточном направлении. Антиклинальные части складок имеют гребневидный профиль с углами падения пластов в своде до 70°, нарушены разрывами. Разделяющие их синклинали широкие и менее деформированные. Южнее складки расходятся, антиклинали превращаются в брахантиклинали и, наконец, на юге бассейна брахантиклинали сменяются небольшими куполами ($3\div 5$ км $\times$ $10\div 20$ км) с углами падения крыльев менее 20°, причем купола объединяются в широтно вытянутые системы.

На крайнем юге бассейна выделяется Южно-Сычуаньский прогиб. В его пределах развиты куполовидные структуры небольшого размера ($3\div 5$ км $\times$ $10\div 20$ км) с углами падения крыльев менее 20° северо-восточного простирания. С поверхности эта часть прогиба в наиболее погруженной части сложена меловыми породами, образованными красноцветными песчаниками и глинами максимальной мощностью 1700 м.

На крайнем юге выделяется Предлоушаньский блок с широтно вытянутыми антиклинальными зонами. Менее ярко выражен (и изучен) северный прогиб, расположенный перед Ханьнаньским массивом Циньлинского синклинория и отделенный от него разломом.

На юго-западе Восточно-Сычуаньского (Чунцинского) прогиба (на юго-восточном склоне свода Вэйюань) обособляется Цзиллюцинский прогиб, структурный план которого определен тремя антиклинальными линиями северо-восточного простирания с узкими сводами, крутыми крыльями (до 50°) и амплитудами, измеряемыми в отдельных брахантиклиналях сотнями метров.

В прогибе вскрыты пермские отложения мощностью свыше 1600 м, представленные угленосными терригенно-карбонатными породами. В подшве бассейна известны протерозойские (синийские), кембрийские, ордовикские и силурийские терригенно-карбонатные породы мощностью более 5 км. В целом мощность фанерозойских отложений бассейна достигает 12 км. Для верхней большой части разреза до низов верхнего триаса характерно развитие пестроцветных песчано-глинистых образований континентального происхождения, ниже в разрезе появляются известняки.

В бассейне выявлено 12 нефтяных и более 60 газовых месторождений. Нефтяные месторождения расположены на Лунъюйском своде с залежами в отложениях юры и триаса на глубине 1400—1800 м. Структуры месторождений выражены пологими платформен-

ными поднятиями с углами падения крыльев 1—5°. Наиболее крупное месторождение бассейна Лунъюй с запасами 82 млн. т приурочено к отложениям нижней и средней юры.

Газовые месторождения находятся в прогибах. Газоносны известняки и доломиты среднего и нижнего триаса, песчаники средней и нижней юры, ниже- и среднепермские отложения. На месторождении Вэйюань установлена промышленная газоносность верхнепротерозойских синийских песчаников. Газовые месторождения бассейна группируются в четыре основных ареала зон газонакопления: Цзиллюцинский, Чунцинский, Предлоушаньский, Южно-Сычуаньский.

В Чунцинском ареале наиболее крупным является месторождение Шнюгоу, приуроченное к узкой (ширина 20 км) протяженной (70 км) антиклинали с углами падения крыльев от 60° на западе до 20° на востоке. Массивная газовая залежь (газ сухой) заключена в известняках нижнего и среднего триаса на глубине 1500—2000 м. Запасы газа месторождения Шнюгоу вместе с запасами южнее расположенного (в одной антиклинальной зоне) месторождения Дунси оцениваются в 200 млрд. м³. На месторождении Хуангуаньшань в отложениях нижнего — среднего триаса содержится залежь газа с нефтяной оторочкой, запасы которой 86 млрд. м³.

В пределах Цзиллюцинского ареала запасы газовых месторождений изменяются от 26 млрд. м³ (месторождение Хуаньцзягань) до 60 млрд. м³ (Дэньцзингуань), в пределах Южно-Сычуаньского ареала — от 20 до 30 млрд. м³, Предлоушаньского — от 20 до 23 млрд. м³. Газовые залежи находятся в интервале глубин 200—3200 м.

§ 5. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ИНДОСТАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Камбейский нефтегазоносный бассейн

Камбейский НГБ расположен на севере западной периферии Индостанской платформы. Он протягивается в субмеридиональном направлении на 800 км при ширине от 150 до 400 км. Значительная его часть находится под водами Камбейского залива и Аравийского моря.

Бассейн состоит из двух структурных элементов: на севере — Камбейского внутриплатформенного сквозного грабена, расположенного на суше и на месте Камбейского залива, на юге — периконтинентального прогиба. На месте сочленения этих элементов находится Нармадский рифт, заполненный отложениями гондванской серии. Продолжными ступенчато расположенными сбросами грабеновая часть бассейна рассечена на несколько различно приподнятых блоков.

Наиболее крупный нефтегазоносный блок — Мехсана-Ахмадабадский, южнее находятся небольшие Брочский и Олпад-Анклешварский блоки. Последний наиболее приподнятый — кровля эоцена на глубине 500 м. В периконтинентальной части бассейна выделяется Бомбейский свод, ограниченный с севера на юг впадинами и рассеченный

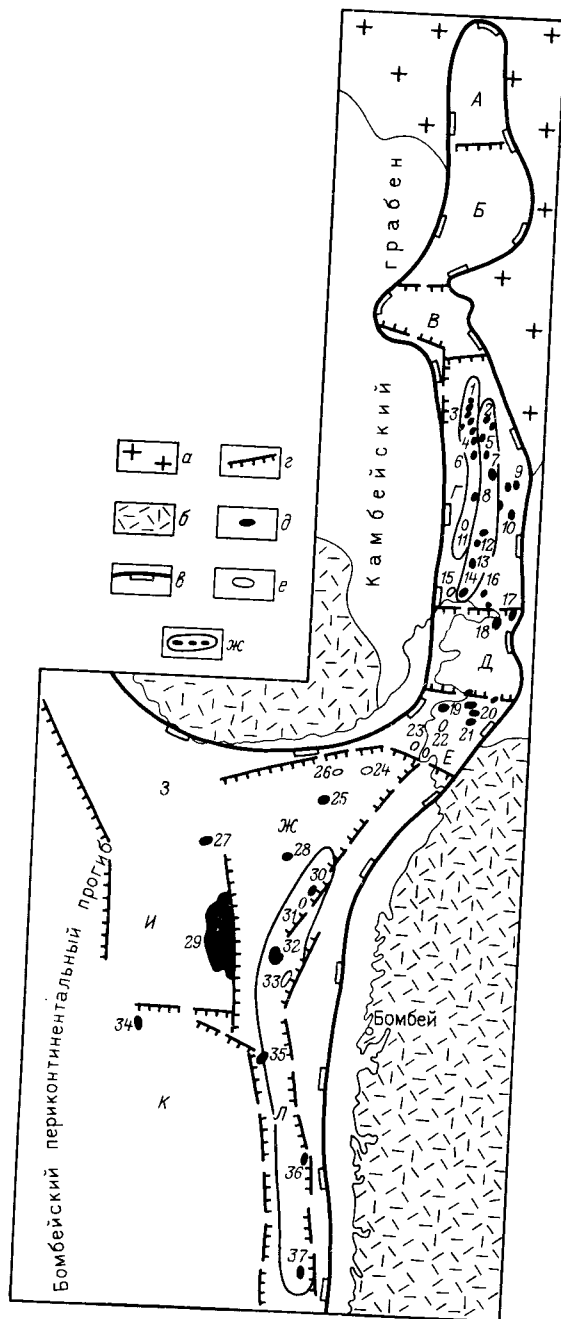


Рис. 123. Камбейский НГБ:
 а — докембрийский фундамент; б — декканские траппы; в — границы бассейна; г — разрывные нарушения; месторождения: д — нефтяные, е — газовые; ж — зоны нефтегазоаккумуляции.
 Структурные элементы: А — впадина Бармер; блоки: Б — Санчорский, В — Тарадский, Г — Мехсана-Ахмадабадский, Д — Брочский, Е — Олпад-Анклешварский, Ж — впадина Дахану; З — впадина Диу; И — Бомбейский свод; К — Агрияновская впадина; Л — грабен Ратнагири.
 Месторождения: 1 — Мехсана, Северный Валол, Валол; 2 — Западный Собасан, Собасан; 3 — Джотана, Азжал, Сантал; 4 — Северное Кади; 5 — Линч; 6 — Южное Кади; 7 — Нандазан, Калол; 8 — Сананд; 9 — Вавель, Индора; 10 — Ахмадабад, Бакрол; 11 — Баола; 12 — Навагам, Долка; 13 — Канавара; 14 — Камбей; 15 — Дахедж; 16 — Северная Катана; 17 — Катана, Падра; 18 — Дабка; 19 — Анклешвар, Матван; 20 — Джагана, Санакурд; 21 — Косамба; 22 — Олпад; 23 — Северное Тапти, Хазира; 24 — Среднее Тапти; 25 — Южное Тапти; 26 — Доме-1; 27 — Диу; 28 — Дахану; 29 — Бомбей-Хай; 30 — Тарапур; 31 — В-55; 32 — Панна; 33 — Бассейн; 34 — D-1; 35 — Хеера; 36 — P-12; 37 — P-7.

продольными сбросами. На юге сбросы образуют грабен Ратнагири (рис. 123).

В контуре выявленных нефтяных и газовых месторождений бассейна выполнен кайнозойскими отложениями. Последние залегают на декканских траппах, излившихся в позднемиоценовое время. Под траппами находятся меловые и юрские терригенные породы мощностью на севере 400—700 м, на юге в акваториальной части до 3 км.

Мощность траппов (базальты, долериты) 0,3—2 км. Кайнозойские породы представлены чередующимися песчаниками, глинами, реже известняками. Мощность неогеновых отложений до 1500 м на суше увеличивается до 2600 м в субаквальной части бассейна. Мощность палеогеновых пород около 2800 м.

В бассейне, начиная с 1958 г., выявлено 46 нефтяных и 14 газовых месторождений, в том числе 15 нефтяных и девять газовых в акватории. Нефтяные и газовые месторождения бассейна связаны с брахиантиклиналями, обычно пологими и сравнительно слабо нарушенными разрывами. Соответственно залежи нефти и газа преимущественно пластовые сводовые, нарушенные разрывами.

Нефтеносны песчаники калолской свиты эоценового возраста (месторождения Калол, Анклешвар, Навагам, Северное Кади, Сананд и др.), навагамской свиты палеоэоценового и раннеэоценового возраста (Мехсана, Навагам, Анклешвар, Долка и др.), олигоцена (Камбей) и песчаники и известняки миоцена (Камбей, Олпад, Бомбей-Хай и др.). В целом в разрезе кайнозойских отложений выделяется до 15 продуктивных пластов. Оси антиклиналей, к которым приурочены месторождения, характеризуются северо-северо-западным простиранием. В пределах Мехсана-Ахмадабадского блока может быть выделено несколько параллельных антиклинальных зон нефтеаккумуляции. Здесь выявлено 30 месторождений нефти.

Южнее в пределах Брочского блока открыто только два нефтяных месторождения.

На крайнем южном Олпад-Анклешварском блоке выявлено восемь месторождений нефти и газа. Здесь находится крупное месторождение — Анклешварское (открыто в 1960 г.). Структура его представляет собой антиклиналь с крутым южным крылом высотой до 240 м. Размеры антиклинали 3 км × 12 км. Миоценовые отложения на глубине 440—490 м содержат газовую залежь; в калолской свите выявлено 11 нефтяных пластов, в навагамской — один (в интервале 1340—1590 м).

Залежи пластовые сводовые, нарушенные разрывами. Нижняя залежь литологически экранированная.

На Бомбейском своде и в прилегающих впадинах выявлено свыше 13 месторождений, в том числе два в грабене Ратнагири. Бомбейский свод содержит наиболее крупное в бассейне газонефтяное месторождение (запасы нефти 150—200 млн. т) Бомбей-Хай. Оно находится в 160 км к западу от Бомбея и приурочено к поднятию с размерами 100 км × 60 км. Основной продуктивный пласт — известняки нижнего

миоцена на глубине 1280—1370 м. В средне- и верхнемиоценовых известняках выявлены две газонефтяные залежи.

Для камбейского бассейна характерен высокий геотермический градиент — 40—60° С/км.

§ 6. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ КРАЕВЫХ ПРОГИБОВ ИНДОСТАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Нижнеиндский и Среднеиндский нефтегазоносные бассейны

Нижнеиндский и Среднеиндский пограничные НГБ расположены в краевой западной части Индостанской древней платформы, на контакте ее с альпийской Киртар-Сулейманской горноскладчатой системой (рис. 124). Выделяются два передовых прогиба, входящие в состав НГБ: Предкиртарский на юге и Предсулейманский на севере. Оба прогиба и прилегающий склон Индостанской платформы сложены кайнозойскими и мезозойскими породами, а на севере платформенной части бассейнов — еще кембрийскими и пермскими породами общей мощностью около 10 км. Разрез венчается мощной (до 5 км) неогеновой грубообломочной молассой (серия Сивалик), подстилаемой карбонатно-терригенной толщей, охватывающей отложения олигоцена и нижнего миоцена. Последняя толща выклинивается в платформенной части бассейна.

Палеоценовые и эоценовые отложения представлены терригенно-карбонатными породами мощностью до 3 км, меловые — преимущественно известняками на западе и терригенными породами на востоке максимальной мощностью до 2 км. Меловые образования залегают с несогласием на юрско-триасовых морских карбонатно-терригенных отложениях, ниже которых находятся пермские породы ледникового происхождения, перекрывающие на севере кембрийские соленосные отложения.

Для палеогеновых, нижнемеловых и юрских отложений характерно развитие относительно мощных толщ глин.

Современный геотермический градиент пород сильно меняется, но не превышает 50° С/км.

Бассейны имеют асимметричный профиль и разделены небольшим поперечным поднятием Мари-Бугти и Мари-Кандхотским валом. Поднятия эти расположены на продолжении Саккарского выступа (структурного носа) Тарской платформы. Поднятие Мари-Бугти осложнено локальными поднятиями, вытянутыми в субширотном направлении, с которыми связаны газовые месторождения Суи, Уч, Запад-Син. Мари-Кандхотское валообразное поднятие включает локальные поднятия с субмеридиональным простиранием. Имеющиеся здесь газовые месторождения (Мари, Кандхот и др.) образуют антиклинальную зону газонакопления.

Межбассейновое поднятие Мари-Бугти — Кандхот отделяет Предсулейманский (Среднеиндский) НГБ от Предкиртарского (Нижнеиндского)

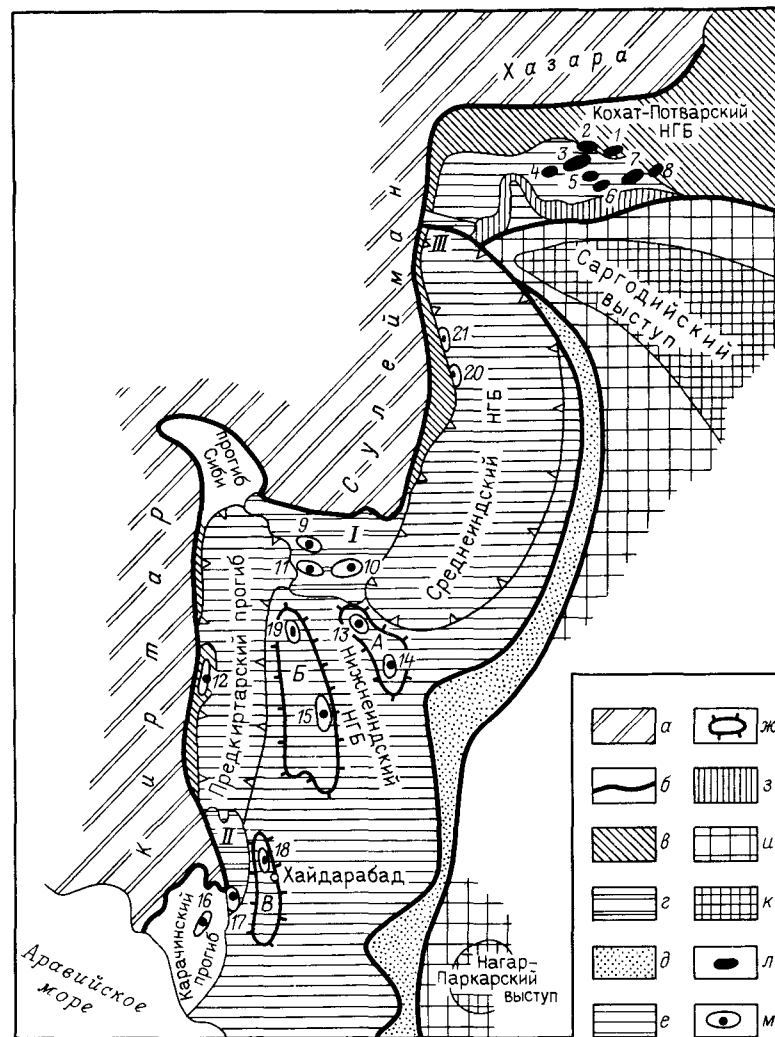


Рис. 124. НГБ Нижнеиндский, Среднеиндский, Кокхат-Потварский:

а — альпийские горноскладчатые сооружения; б — границы бассейнов; в — складчатые борта бассейнов; г — поднятия, разделяющие бассейны: I — Мари-Бугти, II — Бафра-Самбак, III — Пезу-Манглинское; д — аконсервационная зона; е — платформенные борта бассейнов; ж — валы: А — межбассейновый Мари-Кандхотский, Б — платформенный Джейкобабад-Хайрпурский, В — платформенный Котринско-Хайрабадский; з — блоковые поднятия в краевой части Кокхат-Потварского бассейна (Соляной край, Трансиндская дуга); и — склон Индостанской платформы; к — выступы фундамента Индостанской платформы; месторождения: л — нефтяные, м — газовые.

Месторождения: 1 — Хаур; 2 — Мейал; 3 — Дуллан; 4 — Тут; 5 — Кот-Саранг; 6 — Карсал; 7 — Балкассар; 8 — Джоя-Мейр; 9 — Запад-Син; 10 — Суи; 11 — Уч; 12 — Мазарани; 13 — Кандхот; 14 — Мари; 15 — Хайрпур; 16 — Сари-Синг; 17 — Хунди; 18 — Лахра; 19 — Джейкобабад; 20 — Родо; 21 — Додак

кого) НГБ. На севере Среднеиндский НГБ отделяется от однотипного Кохат-Потварского поперечным Мезу-Манглинским поднятием, на юге Нижнеиндский НГБ открывается в Аравийское море. Для Среднеиндского бассейна характерны соляные купола.

Складчатые борта обоих бассейнов узкие и осложнены на западе надвигами горных сооружений. Складчатый борт Нижнеиндского бассейна выклинивается на юге и на севере, на юге — перед небольшим поднятием Бадра-Санбак, прижатом к горному сооружению. На поднятии выявлено газовое месторождение Хунди. На севере складчатый борт скрывается под грабенообразным прогибом Сиби, вытянутым в северо-западном направлении. На складчатом борту известно единственное месторождение Мазарани (конденсатногазовое).

Платформенный склон Нижнеиндского бассейна осложнен валообразными поднятиями Джейкобабад-Хайрпурским на севере и Котринско-Хайдарабадским на юге. Оба вала ориентированы в субмеридиональном направлении. Первый более крупный, ширина его 60—70 км, длина 200 км, высота по юрским отложениям достигает 2 км. В его пределах известны газовые месторождения Джейкобабад и Хайрпур. На южном поднятии открыто газовое месторождение Лахра. Восточнее Котринско-Хайдарабадского вала известны нефтяные месторождения Хасхели и Тандо-Аллам. Всего в Нижнеиндском НГБ выявлено 24 газовых и два нефтяных месторождения.

В Среднеиндском НГБ открыты четыре газовых месторождения, наиболее крупные из которых Родо и Додак (конденсатногазовое) расположены в приплатформенной части (на востоке) складчатого борта бассейна.

Основным газоносным резервуаром обоих бассейнов является Главный известняк Суи в отложениях свиты Лаки (нижний эоцен — верхний палеоцен) с кровлей, образованной глинами. С Главным известняком Суи связана крупная конденсатногазовая залежь месторождений Суи (запасы газа 220 млрд. м³), открытая в 1952 г. Месторождение расположено на межбассейновом поднятии Мари-Бугти и приурочено к локальному поднятию с размерами 50 км × 25 км и высотой 350 м, осложненному рифом и разрывом с амплитудой 40 м. Мощность Главного известняка достигает 660 м, глубина залегания 1240—1550 м. С этим же природным резервуаром связаны газовые месторождения Запад-Син, Уч, Хайрпур, Джейкобабад, Мазарини, Кандхот. Над Главным известняком Суи выделяется Верхний известняк Суи мощностью до 60 м, также газоносный на месторождении Суи.

Вторым по значению резервуаром является известняк Хабиб-Рахи среднеэоценового возраста мощностью до 100 м. С ним связано крупное газовое месторождение Мари, открытое в 1957 г., с запасами газа 140 млрд. м³. Газоносны также песчаники, заключенные в отложениях нижнего палеоцена — верхнего мела.

С палеогеновыми известняками и верхнемеловыми песчаниками связаны также залежи газа месторождений Родо и Додак Среднеиндского бассейна.

На нефтяных месторождениях Хасхели и Тандо-Аллам залежи нефти заключены в песчаниках альб-сеноманского возраста.

Газовые залежи Средне- и Нижнеиндского бассейнов находятся на глубине 600—2300 м. Для состава газа характерно высокое содержание углекислого газа. Например, на месторождении Хайрпур оно составляет 70,6% (метан 12,2%), Запад-Син — 44,7%, (метан 46,1%), Джейкобабад — 37% (метан 25%). Содержание тяжелых углеводородов меняется от 0,3 до 4%, увеличиваясь с глубиной.

Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн

Пограничный Кохат-Потварский НГБ расположен на северо-западе Индостанской платформы. Его горным обрамлением служат северная часть антиклинория Сулейман и западное окончание Гималайского горного сооружения (Хазарские горы). От смежных Среднеиндского НГБ и Гангского ВНГБ Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн отделяется поперечными поднятиями, расположенными на продолжениях выступов платформ. На востоке это меридионально вытянутое Джеламское поднятие, на западе Пезу-Манглинское.

На юге платформенный борт бассейна ограничивается линейной зоной поднятий Соляного кряжа и Трансиндской дуги, надвинутых на юг. Соляной кряж представляет собой взброшенный моноклиальный блок, выносящий на поверхность дислоцированные палеозойские и палеогеновые отложения. На востоке (Трансиндская дуга) зона сужается и круто изгибается на север. Здесь она слагается кайнозойскими и мезозойскими отложениями (рис. 124).

Кохат-Потварский НГБ выполнен фанерозойскими отложениями мощностью более 6 км, из которых свыше 4 км занимают грубообломочные и красноцветные (внизу) породы неогеновой и антропогеновой молассы. Неогеновые отложения с размывом покрывают терригенно-карбонатные породы эоценового и палеоценового возраста мощностью 300—550 м.

Мощность мезозойских отложений не более 1 км. Образованы они карбонатно-терригенными породами триаса и юры и залегают несогласно на терригенно-карбонатных (верхний отдел) и терригенных (нижний отдел) отложениях пермского возраста мощностью до 800 м. Пермские породы подстилаются непосредственно терригенно-карбонатными образованиями позднекаменноугольного, девонского и силурийского возраста мощностью до 700 м. Ниже находятся терригенные породы — красноцветные сверху и соленосные внизу — мощностью до 1400 м кембрийского, а возможно, и позднепротерозойского возраста (венд).

Складчатый борт бассейна на западе (Кохатская зона) представлен системой узких антиклиналей, нарушенных разрывами и осложненных внедрением соли кембрийского возраста. Восточнее интенсивность дислокаций увеличивается и складчатость приобретает изоклиальный характер, часто с почти вертикальными пластами. Еще восточнее (Равалпиндская зона) изоклиальные складки на юге сменяются зоной

развития гребневидной складчатости. В средней части эта зона известна под названием Мейал-Хаурской.

Платформенный борт бассейна представлен на востоке Западно-Соанской впадиной, примыкающей на севере к Мейал-Хаурской системе складок, на востоке к Джеламской системе складок, а на западе к Калабагской седловине, отделяющей Западно-Соанскую впадину от моноклинали Банну. Последняя наклонена на северо-запад и представляет собой западную часть платформенного борта бассейна. Западно-Соанская впадина имеет крутой северный борт, пологий южный и осложнена пологими (1—5°) куполовидными поднятиями. С юга впадина обрамлена зоной поднятий Соляного кряжа и Трансиндской дуги.

Средний геотермический градиент в бассейне 30° С/1 км.

В Кохат-Потварском НГБ выявлено 11 нефтяных месторождений, расположенных в Западно-Соанской впадине (месторождения Джойя-Мейр, Кот-Саранг, Балкассар и др.) и в Мейал-Хаурской зоне гребневидных складок (Хаур, Дулиан, Мейал и др.).

Большая часть залежей нефти сконцентрирована в известняках нижнего эоцена. Нефтеносны также среднеэоценовые и палеоценовые известняки и юрские песчаники (солянокупольные структуры месторождений Дулиан и Тут). Небольшие скопления нефти, выявленные в подошве нижнемиоценовых отложений (месторождения Дулиан, Хаур), явно вторичного залегания. Притоки нефти получены также из кембрийских песчаников (Джойя-Мейер). Нефтяные залежи вскрыты на глубине от 1700 м (Хаур) до 4500 м (Тут, юра).

Нефтяные месторождения Кохат-Потварского НГБ характеризуются небольшими запасами нефти, наиболее крупные месторождения Дулиан и Балкассар, причем первое в значительной степени выработано.

Ассамский нефтегазоносный бассейн

Ассамский НГБ заключен в небольшой межгорной впадине, расположенной в долине Брахмапутры. С севера обрамление бассейна образовано Гималайским горным сооружением, южный край которого по системе покровов надвинут на северный борт бассейна. На юго-востоке ограничением бассейна служит антиклинорий Нага, состоящий из серии изоклинальных складок, сложенных преимущественно породами палеогенового возраста и надвинутых на юго-восточный склон бассейна. На северо-востоке Гималаи и Нага смыкаются. Юго-западная граница бассейна следует по склону горного массива Микир-Шиллонг, сложенного докембрийскими образованиями и представляющему собой выступ Индостанского щита.

Восточное продолжение массива Микир-Шиллонг, погребенное под мощной (свыше 5—6 км) толщей полого залегающих кайнозойских отложений, слагает центральную часть бассейна. На северо-западе и юго-востоке центральная часть бассейна ограничивается глубокими прогибами, осложненными надвигами и взбросами (рис. 125). По молодым отложениям центральная часть бассейна представляет собой пологую

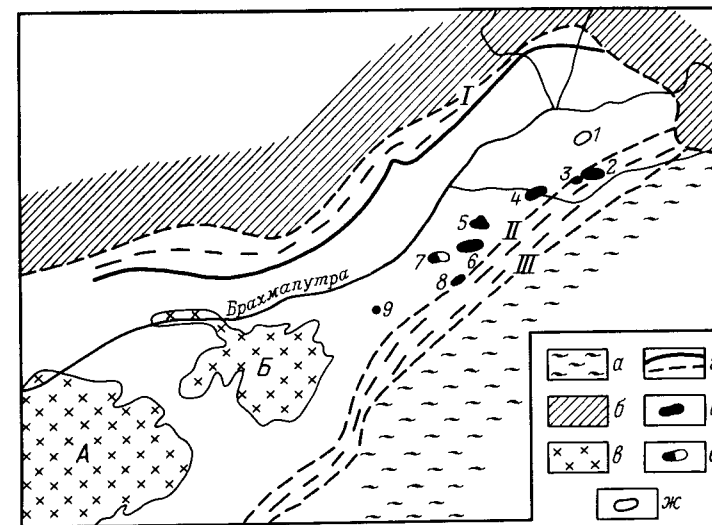


Рис. 125. Ассамский НГБ:

а — палеогеновые отложения горной системы Нага; б — докембрийские и палеозойские породы Восточных Гималаев; в — докембрийский фундамент Шиллонгского (А) и Микирского (Б) выступов; г — надвиги: I — Предгималайский, II — Нага, III — Дисанг; месторождения: д — нефтяные, е — газо-нефтяные, ж — конденсатногазовые. Месторождения: 1 — Дум-Дум; 2 — Дигбой; 3 — Казиджан; 4 — Нахоркатия; 5 — Моран; 6 — Лаква; 7 — Рудрасагар; 8 — Барсилла; 9 — Бархолла

моноκлираль, слабо наклоненную на северо-запад и осложненную небольшим Нахоркатским сводом, Джорхатским структурным носом, а также рядом пологих поднятий.

Бассейн выполнен мощной толщей кайнозойских пород, в разрезе которых преобладают терригенные морские и аллювиально-дельтовые отложения. Мощность неогеновых образований достигает 7 км. Для разреза палеогена характерно появление внизу угленосных, а сверху карбонатных пород. Мощность палеогеновых отложений изменяется от 2,5 км в средней части бассейна до 6 км в прогибах. Мощность антропогена 650 м.

В Ассамском НГБ открыто 19 нефтяных и газонефтяных месторождений и два конденсатногазовых. Наиболее крупные нефтяные месторождения Нахоркатия и Лаква с запасами нефти 20—40 млн. т расположены в средней платформенной части бассейна и связаны с пологими поднятиями, рассеченными разрывами на блоки. Разрывы обычно не выходят из миоцена. Нефтеносны песчаники олигоцена, среднего и нижнего миоцена на глубине 2800—3400 м. Два месторождения Дигбой и Казиджан расположены в юго-восточной складчатой части бассейна.

Сравнительно крупное нефтяное месторождение Дигбой (открыто в 1899 г.) приурочено к крутой брахантиклинали, северное крыло которой подсечено надвигом Нага. Нефтеносны 24 пласта миоценовых песчаников Типам и Сурма, залегающие в интервале глубин 50—2500 м.

Небольшое месторождение нефти Макум-Намдаг расположено между надвигами Нага и Дисанг. Продуктивны песчаники олигоцена. На севере средней части бассейна выявлено конденсатногазовое месторождение Дум-Дум.

Геометрический градиент в бассейне меняется от $5\text{--}15^\circ \text{C}/\text{км}$ в верхней части разреза до $20\text{--}30^\circ \text{C}/\text{км}$ в продуктивных толщах.

Бенгальский нефтегазоносный бассейн

Бенгальский пограничный НГБ расположен в северо-восточной части Индостанского полуострова на территории Индии (штаты Западная Бенгалия и Трипура), Бангладеш и Мьянма (несколько островов в Бенгальском заливе). С запада и севера он ограничивается склоном Индостанского щита и Шиллонгским выступом фундамента, на востоке кайнозойским горноскладчатым сооружением Аракан-Йома (рис. 126). В южном направлении бассейн продолжается в Бенгальском заливе, где его естественным ограничением является северный край Центрально-индоокеанской плиты, проходящей примерно в 500 км от южного сухопутного края бассейна. Ширина бассейна в его субаквальной части достигает 1 км.

В составе отложений, выполняющих бассейн, выделяется мощная толща (до 8 км) олигоцен-неогеновых прибрежно-морских, дельтовых терригенных образований с большой долей глин. Ниже залегает карбонатно-терригенная толща преимущественно морских отложений мощностью до 1700 м, охватывающая возрастную интервал мел — эоцен. На севере бассейна в этих отложениях известны рифогенные образования. Местами под верхнемеловыми породами вскрываются базальтовые траппы мощностью до 600 м (юра — нижний мел). В подошве разреза находятся отложения гондванской серии мощностью до 2 км, включающие породы от верхнего карбона до юры. Фундамент бассейна образован гранитогнейсовыми образованиями архейского возраста. Для отложений бассейна характерно значительное изменение современного геотермического градиента — от 20 до $40^\circ \text{C}/\text{км}$.

В бассейне отчетливо выделяется широкий платформенный и узкий складчатый борты. Последний отделен от горного сооружения Аракан-Йома системой чешуйчатых надвигов. На юге в Бенгальском заливе складчатый борт бассейна выклинивается, будучи зажатым между Зондским глубоководным желобом и расположенными на продолжении горного сооружения Аракан-Йома выступами современной геоантиклинами на Андаманских островах.

Платформенный борт бассейна имеет двухъярусное строение. По поверхности фундамента и эоценовым отложениям он имеет моноклиналиное строение, образуя Западно-Бенгальскую моноклинали. Глубина погружения фундамента от 1 до $5\text{--}6$ км. С востока эта моноклинали ограничивается Пабна-Маймансингхской зоной разломов. Амплитуда сбросов в этой зоне достигает $2\text{--}3$ км. Крупной зоной разломов северо-западно — юго-восточного простирания платформенный борт по поверх-

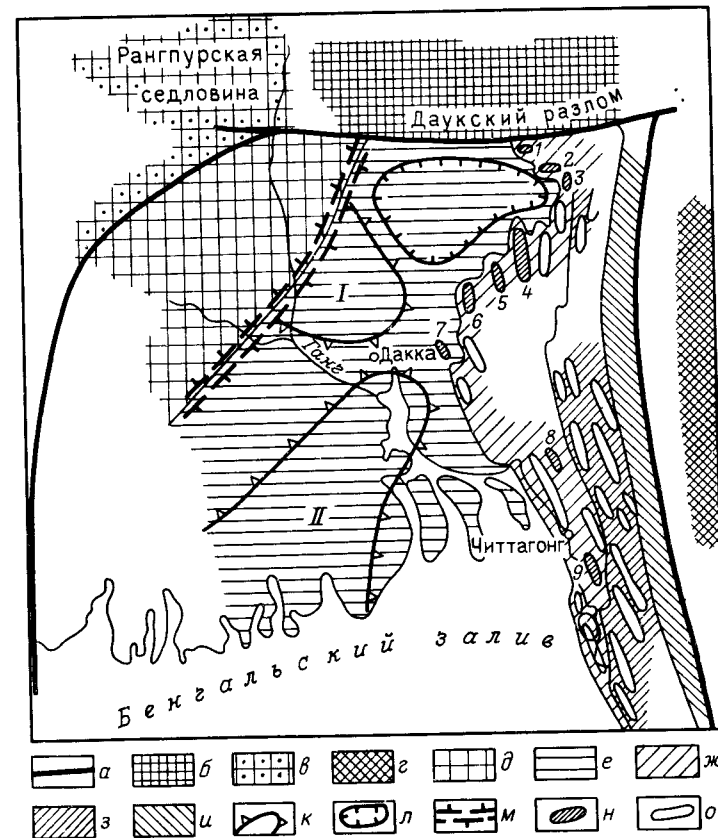


Рис. 126. Бенгальский НГБ:

а — границы бассейна (разломы); б — докембрий Индостанского щита (Шиллонгский массив); в — аконсервационная зона; г — горное сооружение Аракан-Йома, платформенный борт бассейна; д — Багринский склон; е — Падминский склон, складчатый борт бассейна; зоны: ж — внутренняя, з — Багринская, и — внешняя; к — погребенные выступы фундамента; л — Мадхупурская, м — Барисальская; н — Силхетский прогиб; о — флексура Пабна-Маймансингхская; п — газовые месторождения; о — антиклинали.
Месторождения: 1 — Чхатак; 2 — Силхет; 3 — Кайлас-Тила; 4 — Разидпур; 5 — Хабиандж; 6 — Титас; 7 — Бахрабад; 8 — Семутанг; 9 — Джалди

ности фундамента делится на два блока: западный Силхетско-Фаридпурский и восточный Хатийский.

В Силхетско-Фаридпурском блоке в осадочном чехле выделяются на севере Силхетская впадина, на юге Фаридпурско-Даккская, разделенные Мадхупурским выступом юго-восточного простирания. В приразломной зоне между Фаридпурско-Даккской и Хатийской впадинами по гравимагнитным данным намечается Барисальский выступ северо-западного простирания.

В пределах платформенного склона в миоцен-плиоценовых отложениях выделяются пологие брахиантиклинали. Силхетский (Предшил-

лонгский) прогиб, выполненный молодыми отложениями, наложен на северную часть складчатого борта бассейна. Последний в этой части дислоцирован в систему сравнительно пологих крупных складок, из которых наиболее северные имеют широтное, шиллонгское простирание.

В наиболее типичном для пограничных бассейнов виде складчатый борт представлен в южной читтагонгской половине его. Здесь он сложен с поверхности неогеновой молассой, смятой в систему линейных складок, интенсивность которой закономерно изменяется с запада на восток: на западе — это коробчатые антиклинали с широким плоским сводом, восточнее — гребневидные антиклинали с выжатым сводом и крутыми крыльями и на крайнем востоке — складки чешуйчатого строения, смещенные на восток.

Средняя часть складчатого борта, расположенная южнее Мадхурского выступа, имеет наибольшую ширину и характеризуется в общем пологими спокойными формами складок на западе и усложнением их строения на востоке, где они приобретают изоклинальную форму.

В Бенгальском НГБ с начала XX в. выявлено 18 газовых и шесть нефтегазовых месторождений, большая часть которых расположена в крайней северной и северо-западной частях складчатого борта. Месторождения газа приурочены к сравнительно крупным (20 км × 7 км) асимметричным антиклиналям с углами падения крыльев до 35°. Месторождения Чхатак и Силхет приурочены к северо-восточному борту Силхетской впадины. Здесь структуры месторождений ориентированы в широтном направлении. Месторождения Кайлас-Тила, Разидпур, Хабигандж, Бахрабад и Титас расположены во внешней части складчатого борта. Структурные формы их простираются в меридиональном направлении. На юге складчатого борта в зоне коробчатых антиклиналей открыты газовые месторождения Семутанг, Джалди и др.

Газоносны в бассейне пласты песчаников, заключенные в отложениях нижнего и среднего миоцена. Мощность песчаников до 60 м. Залежи сводовые. Глубина их залегания от 360 м (Джалди) до 3400 м (Кайлас-Тила). Газ преимущественно метановый с незначительным (до 3%) содержанием тяжелых углеводородов. Наиболее крупное газовое месторождение Титас приурочено к брахиантиклинали с размерами 20 км × 15 км и высотой до 300 м. В интервале 2530—2400 м газоносны 10 песчаных пластов среднего миоцена. Начальные запасы газа составляли 68 млрд. м³.

Нефтеносность бассейна установлена в восточной части складчатого борта прогиба на территории Индии (месторождения Бадарпур, Масимпур) и Мьянмы (на островах Бороунга, Янбье, Монаун и др.). Нефтеносность связана с песчаниками миоцена и эоцена. Все нефтяные месторождения небольшие по запасам и почти полностью выработаны.

§ 7. МАЛАЙСКАЯ МЕЗОЗОЙСКАЯ СКЛАДЧАТАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

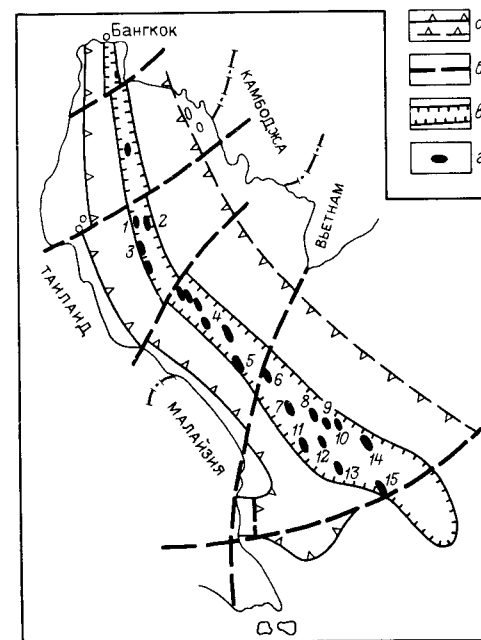
Сиамский нефтегазоносный бассейн

Сиамский НГБ занимает акваторию одноименного залива и протягивается в северо-западном направлении на 1500 км при ширине до 250 км на юге. Структурный план его определяется грабеном (рифтом), простирающимся от дельты р. Менам на севере до островов Анамбас на юго-востоке при ширине до 80 км и глубине кровли фундамента 6—10 км. Рядом разломов северо-восточного простирания грабен расчленен на отдельные блоки (рис. 127).

Сиамский НГБ выполнен отложениями кайнозойского возраста, залегающими на дислоцированных породах мезозоя. Собственно грабен заполнен преимущественно нижнемиоценовыми и палеогеновыми терригенными породами мощностью свыше 1 км. Неогеновая система представлена терригенными породами мощностью около 2,5 км с большой ролью в разрезе угленосных свит. Наиболее широко по площади Сиамского залива распространены плиоценовые и верхнемиоценовые отложения, образующие надграбеновую синеклизу. В их разрезе основное место занимают дельтовые и мелководно-морские породы. Кайнозойские отложения дислоцированы в сравнительно пологие поднятия субмеридионального простирания, нарушенные разрывами, иногда со следами диапиризма.

Рис. 127. Сиамский НГБ:

а — установленные и предполагаемые границы бассейна; б — разломы; в — центральный грабен; г — месторождения.
Месторождения: 1 — Сурат; 2 — Кафонг; 3 — Эраван; 4 — Пилонг; 5 — Бинтанг; 6 — Инас; 7 — Лионг; 8 — Тэпис; 9 — Беккок; 10 — Пулак; 11 — Сотонг; 12 — Дбюонг; 13 — Терубук; 14 — Какап; 15 — Уданг



В Сиамском НГБ выявлено более 35 нефтяных и 30 газовых и конденсатногазовых месторождений, причем первые месторождения в бассейне — Тэпис (газовое) и Бинтанг (нефтяное) — были открыты лишь в 1970 г. Большая часть месторождений расположена в юго-восточной части грабена в пределах шельфа Таиланда и Малайзии. В менамской части бассейна выявлено четыре нефтяных месторождения. Нефтегазоносны песчаники миоцена и олигоцена. Газовые и нефтяные залежи находятся на глубине 600—2800 м, конденсатногазовые — в интервале 2040—3350 м. Залежи наиболее крупного газового месторождения Эраван с запасами газа 57 млрд. м³ расположены на глубине 1500—2600 м.

§ 8. СКЛАДЧАТАЯ ИРАВАДИЙСКО-ЗОНДСКАЯ (ОСТРОВОДУЖНАЯ) НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Иравадийско-Андаманский нефтегазоносный бассейн

Иравадийско-Андаманский НГБ протягивается в меридиональном направлении на 2500 км при ширине до 225 км. Средняя его часть занята геосинклинальной котловиной Андаманского моря, северная расположена на месте долины Иравади в Мьянме, южная занимает северо-восточное побережье о-ва Суматра. Западное горное обрамление на севере представлено молодым хр. Аракан-Йома-Нага, на юге — северо-западным погружением Суматринского антиклинория. Оба горных сооружения продолжаются в цепи Андаманских и Никобарских островов. Восточное обрамление бассейна образовано мезозойской складчатостью. На севере оно начинается плоскогорьем Шань (Шаньский массив) и продолжается далее на юге в западных хребтах п-ова Малакка (рис. 128).

На крайнем юге Иравадийско-Андаманский бассейн отделен от смежного Центральносуматринского пологим поперечным поднятием, расположенным южнее г. Медан.

Иравадийская центриклиналь бассейна представляет собой синклиниорий, смещенный на запад. В этой части бассейн расчленяется поперечными поднятиями на три прогиба (впадины) — Чиндвинский (наиболее северный), Минбу и Дельтовый, в пределах которых расположена большая часть нефтяных месторождений.

Средняя по простиранию часть бассейна осложнена цепью лавовых покровов молодых вулканов. Юго-восточное крыло синклинория ограничено антиклинорием Пегу-Йома.

Иравадийский синклиниорий сложен кайнозойскими породами, мощность которых превышает 15 км. Значительная по мощности часть разреза (6—9 км) принадлежит образованиям эоценового возраста, представленным преимущественно угленосными терригенными породами с большой долей (свыше 50%) глин в их составе.

В подошве палеогеновых отложений залегает толща конгломератов

Рис. 128. Иравадийско-Андаманский НГБ:

а — границы бассейна; б — разломы; в — кайнозойские горные сооружения; г — область мезозойской складчатости; д — впадины: I — Чиндвинская, II — Минбу, III — Дельтовая, IV — Ситтанг, V — Аче; е — Андаманская геосинклинальная котловина; месторождения: ж — нефтяные, з — газовые; и — изобата; м; к — антиклинорий Пегу-Йома.

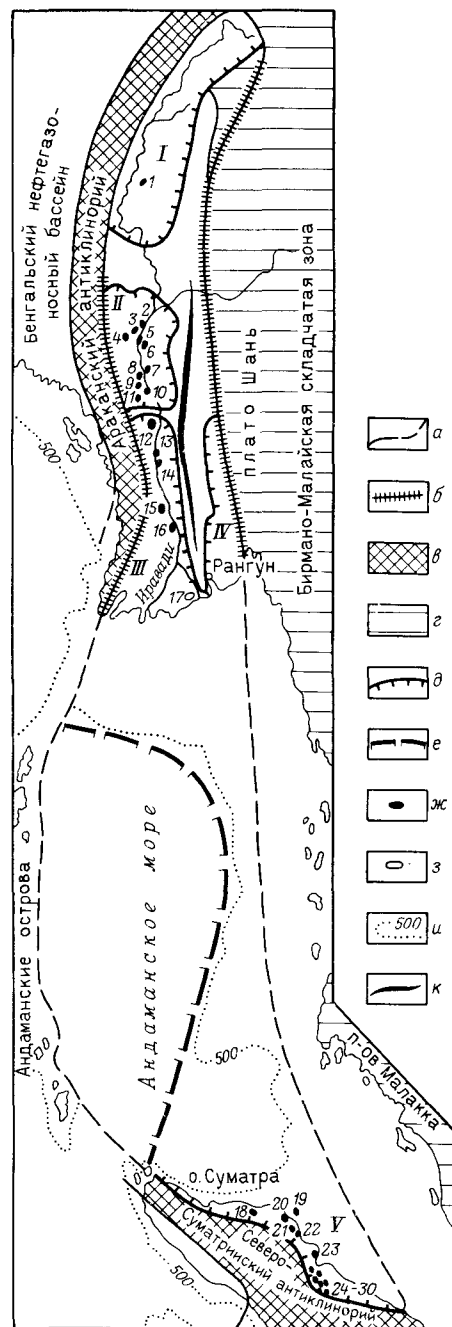
Месторождения: 1 — Индоу; 2 — Сейб; 3 — Енангян; 4 — Манн; 5 — Ланива; 6 — Чаук; 7 — Енангян; 8 — Минбу; 9 — Паланьян; 10 — Етхайя; 11 — Енанма; 12 — Пьяйя; 13 — Проме; 14 — Таунгитве; 15 — Мьянаунг; 16 — Хензада; 17 — Пайягон; 18 — Пасех; 19 — Иди; 20 — Джулу-Раджеу; 21 — Перлак; 22 — Джедонглонт; 23 — Рангау; 24 — 30 — Серанг-Джаджа, Тенанг, Телага-Санд, Дамар, Пулау-Панджанг, Пангкалан-Сусу, Джулу-Раджеу

и песчаников мощностью 600—1200 м, включающая палеоценовые породы. Для олигоценового отдела характерно развитие в кровле терригенной толщ прослоев известняков, а в подошве — засоленность и загипсованность пород.

Мощность отложений неогеновой системы превышает 6 км. В подошве миоценовых образований известны небольшие прослои известняков. Основная часть разреза (свыше 3 км) состоит из плиоценовых и верхнемиоценовых крупно- и грубозернистых отложений с косой слоистостью, а сверху — из эффузивов. Породы олигоцена, нижнего и среднего миоцена выделяются в нефтегазоносную серию Пегу.

Известные в Иравадийском синклинории месторождения нефти и газа (свыше 45) размещены преимущественно в прогибе Минбу, шесть нефтяных и два газовых месторождения (Швепьита, Пайягон) находятся в Дельтовом прогибе, три нефтяных — в Чиндвинском.

Месторождения приурочены



к асимметричным резко выраженным антиклиналям, нарушенным продольными и поперечными сбросами. В Дельтовом прогибе они связаны с более пологими брахиантиклиналями.

Залежи нефти пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. На некоторых месторождениях выделяется по несколько десятков нефтяных пластов. Так, на наиболее крупном нефтяном месторождении Енангьяунг (открыто в 1887 г.) известно 50 продуктивных пластов мощностью 3—46 м, заключенных в интервале глубин 200—1800 м; на месторождениях Чаук и Ланива — 35 пластов мощностью 3—15 м в интервале глубин 360—2500 м; на месторождении Енангьян (открыто в 1891 г.) — 35 нефтеносных пластов в интервале глубин 350—1150 м.

Во впадине Минбу нефтяные месторождения хорошо группируются в две антиклинальные зоны, расположенные преимущественно на правом берегу Иравади.

Начало добычи нефти в Мьянме относится к 1891 г.

Суматринская часть бассейна известна под названием впадины Аче. Большая ее часть располагается в субаквальной части Малакского пролива. На суше находится сравнительно узкая прибрежная часть, в пределах которой выявлено свыше 30 нефтяных и восемь газовых месторождений. Одно месторождение (Иди) находится в проливе вблизи берега.

Во впадине Аче разрез мощностью свыше 7 км начинается с эоценовых отложений с базальными конгломератами. Эоценовые, олигоценые и миоценовые образования сложены карбонатно-терригенными породами, для палеогеновых характерна угленосность, для миоценовых — развитие рифовых известняков. Мощность отложений палеогена 1500 м, миоцена — 4 км. Плиоценовый отдел представлен терригенными породами, в средней части угленосными и туфоносными. Мощность плиоценовых отложений 3500 м.

Впадина Аче имеет асимметричное строение. Ее крутое крыло прижато к Суматринскому антиклинорию, восточное пологое погружается под воды пролива. Выявленные месторождения расположены на крутом крыле впадины. Структуры их представлены сравнительно пологими антиклиналями, нарушенными сбросами и группирующимися в несколько сравнительно коротких антиклинальных зон нефтегазонакопления.

Продуктивны песчаники неогенового возраста на глубине от нескольких десятков метров (месторождение Перлак) до 3500 м (месторождение Иди). В продуктивной толще насчитывается от 10 до 14 (месторождение Рангау) нефтеносных пластов. В 1971 г. открыто конденсатно-газовое месторождение Арун с залежью в рифовом массиве миоцена на глубине 3170—3625 м. Запасы газа оценены в 386 млрд. м³.

Для месторождений Северной Суматры характерна малая плотность нефтей на небольшой глубине. Так, на месторождениях Перлак, Джедонгдонг, Рангау и других в интервале глубин 48—1000 м плотность нефти 0,75—0,78 г/см³.

Централносуматринский нефтегазоносный бассейн

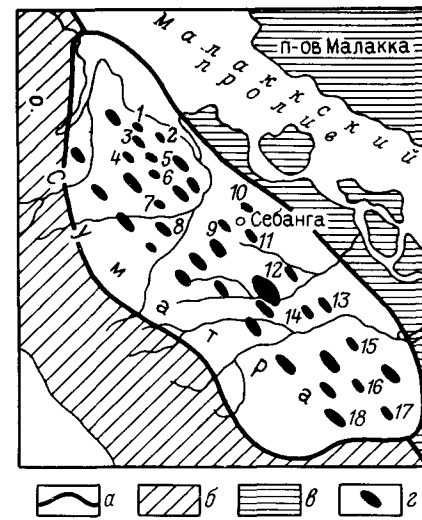
Централносуматринский НГБ (рис. 129) расположен в прогибе Индерагири-Рокан средней части о. Суматра. От юго-восточнее расположенного Южно-Суматринского НГБ прогиб отделен небольшим поперечным поднятием, приподнятая часть которого выражена хр. Сапулук. Ширина поднятия около 150 км. Значительная часть его поверхности покрыта молодыми эффузивными образованиями.

Централносуматринский бассейн характеризуется асимметричным строением: юго-западный его борт, примыкающий к молодому Барисанскому антиклинорию, крутой, северо-восточный, ограниченный областью развития мезозойской складчатости, пологий.

Мощность разреза кайнозойских отложений, выполняющих бассейн, более 5 км; он расчленяется (снизу вверх) на серию Пематанг, свиты Батураджа и Телиса и серию Палембанг. Отложения серии Пематанг мощностью около 1 км представлены терригенными угленосными породами эоценового и олигоценового отделов и нижней части нижнего миоцена. Они подстилаются дислоцированными сланцами мезозойского возраста. Свита Батураджа занимает верхнюю часть разреза нижнего миоцена и образована (сверху вниз) песчаниками, мергелями и рифогенными известняками. Последние отличаются нефтеносностью. Мощность свиты 300—600 м. Свита Телиса (средний миоцен), сложенная терригенными туфоносными породами мощностью до 2 км, также нефтеносная. Серия Палембанг охватывает отложения верхнего миоцена и плиоцена мощностью 1800 м, представлена вулканогенно-осадочными породами, угленосными вверху. Серия нефтеносна и газоносна в нижней части (Нижний Палембанг). Основная нефтеносность бассейна связана с отложениями свит Телиса и Батураджа.

Рис. 129. Централносуматринский НГБ:

а — границы бассейна; б — Барисанский антиклинорий; в — мезозойская складчатость; г — нефтяные месторождения.
Месторождения: 1 — Южный Балам; 2 — Банго; 3 — Менггала; 4 — Семунан; 5 — Пематанг; 6 — Бекасап; 7 — Пунгут; 8 — Котабатак; 9 — Себанга; 10 — Дури; 11 — Северная Себанга; 12 — Минас; 13 — Северное Пулаи; 14 — Южное Пулаи; 15 — Андан; 16 — Лирик; 17 — Саго; 18 — Молек



Кайнозойские отложения смяты в систему асимметричных складок с короткими антиклинальными частями. Начиная с 1938 г. в бассейне открыто 140 нефтяных и два газовых месторождения, в том числе одно из крупнейших по запасам нефти в Азии месторождение Минас (открыто в 1944 г.), начальные извлекаемые запасы нефти которого оцениваются в 990 млн. т. Залежи нефти месторождения заключены в песчаных свит Телиса и Батураджа на глубине 732—800 м.

Крупным является также месторождение Дури (запасы 275 млн. т) с залежами на глубине 183—1538 м.

Нефтяные месторождения связаны с асимметричными брахиантиклиналями, как правило рассеченными разрывами на блоки и хорошо группирующимися в антиклинальные зоны нефтегазоаккумуляции. Большая часть залежей нефти пластовые сводовые, нарушенные разрывами, иногда тектонически экранированные. Залежи нефти находятся на глубине 183—2500 м.

Южно-Суматринский нефтегазоносный бассейн

Южно-Суматринский НГБ заключен в прогибе Палембанг юго-восточного окончания о-ва Суматра (рис. 130). С юго-востока он ограничивается поперечным Лямпунгским поднятием, протягивающимся от о-ва Банка на юго-запад. В пределах поднятия мощность кайнозойских отложений сокращается до 300 м.

Разрез кайнозойских отложений бассейна близок к разрезу смежного Центральносуматринского НГБ. Отложения серии Палембанг (плиоцен — верхний миоцен) мощностью свыше 2 км сложены терригенными угленосными и туфоносными породами с редкими прослоями известняков и отделены от отложений свиты Телиса несогласием. Свита Телиса (средний миоцен) состоит из терригенно-карбонатных пород мощностью до 1 км, свита Батураджа (нижний миоцен) — из известняков и туфов мощностью 300 м. Ниже залегает толща, включающая низы нижнего миоцена и олигоцен и сложенная терригенно-карбонатными породами. Она перекрывает сильно дислоцированные породы мезозойского возраста.

Основная продуктивная толща бассейна — нижняя часть серии Палембанг с залежами нефти на глубине 40—1900 м и газа на глубине 1670—2440 м, а также свиты Телиса и Батураджа.

Первое нефтяное месторождение Кампонг-Миджак открыто в бассейне в 1896 г. В настоящее время в бассейне известно более 90 нефтяных и 10 газовых месторождений, приуроченных к асимметричным сравнительно крупным хорошо выраженным антиклиналям, осложненным на крутых крыльях взбросами. Большая часть месторождений группируется в *ареалы зон нефтегазоаккумуляции*: *Муараэним*, расположенное на юго-западе, *Пендапо-Бенакай* — в центральной части бассейна и *Джамби* — на северо-востоке бассейна. Для последнего ареала характерна выдержанность простираения антиклиналей и соответственно возможность выделения ряда антиклинальных зон нефтегазоаккумуляции;

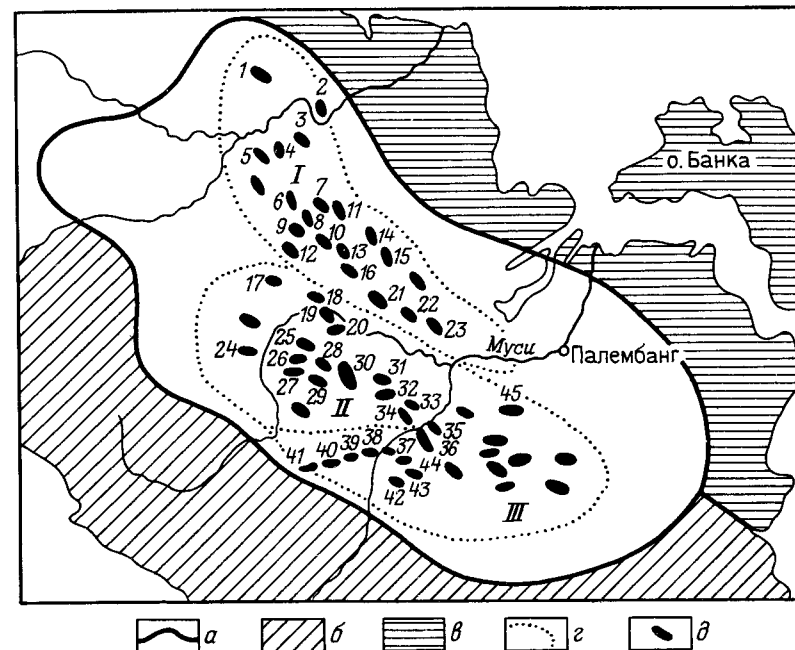


Рис. 130. Южно-Суматринский НГБ:

а — границы бассейна; *б* — Барисанский антиклинорий; *в* — мезозойская складчатость; *г* — ареалы зон нефтегазоаккумуляции; *д* — нефтяные месторождения. Ареалы зон нефтегазоаккумуляции: I — Джамби; II — Пендапо-Бенакай; III — Муараэним. Месторождения: 1 — Тубауби; 2 — Кенали-Асам; 3 — Темпино; 4 — Бенджубанг; 5 — Бетунг; 6 — Грисик; 7 — Западный Берау; 8 — Бентаджан; 9 — Керкай; 10 — Сераля-Лодан-Рант; 11 — Берау; 12 — Леко; 13 — Сампал-Ребонгаро; 14 — Калиберау; 15 — Кенаванг; 16 — Лилин; 17 — Субан-Бунг; 18 — Бабат; 19 — Мангунжаджа; 20 — Керанг-Рингин; 21 — Клуанг; 22 — Кебан; 23 — Таним; 24 — Село; 25 — Каджа; 26 — Крух; 27 — Булу; 28 — Джирак; 29 — Бенакат; 30 — Таланг-Акар-Пендо; 31 — Дерас; 32 — Ниру; 33 — Манис; 34 — Западный Лимау; 35 — Гунунг-Кемала; 36 — Лимау; 37 — Кампонг-Миджак; 38 — Каранган; 39 — Западный Прабумлих; 40 — Танджунг (Рамок); 41 — Лангу; 42 — Тахам; 43 — Субан-Джериги; 44 — Батукрас; 45 — Аба

в ареале зон нефтегазоаккумуляции Муараэним большая часть антиклиналей имеет субширотное простираение.

Наиболее крупное месторождение бассейна — Таланг-Акар-Пендо открытое еще в 1906 г. и имевшее начальные извлекаемые запасы нефти 81 млн. т. Большая часть залежей нефти находится на глубине, не превышающей 1 км.

Западно- и Восточно-Яванский нефтегазоносные бассейны

Оба бассейна расположены вдоль северного побережья о-ва Ява и в прилегающем шельфе Сунду. Южное обрамление его представлено Южно-Яванским антиклинорием, западное — Лямпунгским поперечным поднятием.

В средней части острова между городами Черибон и Семаранг располагается крупный Каримунджавский свод с мощностью осадочных

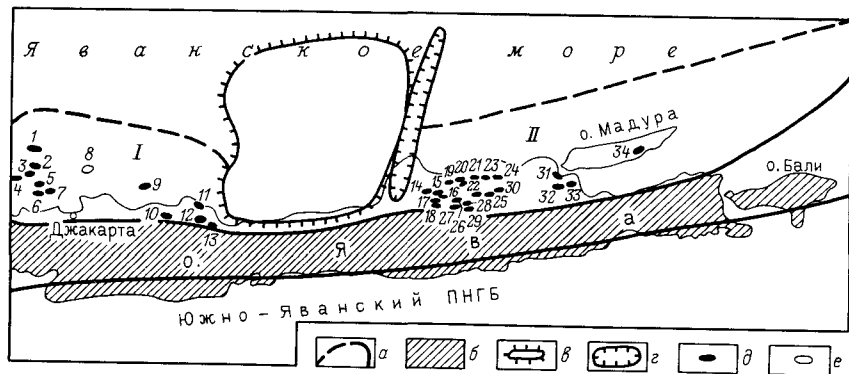


Рис. 131. Западно-Яванский (I) и Восточно-Яванский (II) НГБ:

а — границы бассейнов; б — Южно-Яванский антиклинорий; в — Каримунджавский свод; г — Восточно-Каримунджавский прогиб; месторождения: д — нефтяные, е — газовые. Месторождения: 1 — Джанти; 2 — Банувати; 3 — Зелда; 4 — Ивонна; 5 — Синта; 6 — Китту; 7 — Гита; 8 — Арджуна; 9 — «Е»; 10 — Синданг; 11 — Индраманджу; 12 — Джатибаранг; 13 — Тжиребон; 14 — Тжанди; 15 — Нганус; 16 — Нглобо, Сеаманги; 17 — Метес; 18 — Тунгул, Габус, Трембес; 19 — Нгионо; 20 — Плантунган; 21 — Бэнджубанг; 22 — Кавенган; 23 — Тавун; 24 — Гегунунг; 25 — Воноджари; 26 — Трембул; 27 — Лузи; 28 — Петак; 29 — Ледок; 30 — Кинданган; 31 — Секарконг, Метату; 32 — Лидих-Килдон; 33 — Кути-Крука; 34 — Кертеган

отложений не более 1 км. Свод близко подходит к антиклинорию, отделяясь от него узким прогибом. Западнее свода находится Западно-Яванский бассейн, восточнее — Восточно-Яванский (рис. 131).

Западный бассейн представляет собой грабен глубиной до 2 км, расположенный в теле складчатых мезозойских отложений. Грабен сложен эоценовыми терригенными и олигоценowymi и нижнемиоценовыми карбонатно-терригенными породами. Олигоценowe и нижнемиоценовые отложения выделяются в свиту Таланг-Акар. Выше залегает свита Батураджа (нижний миоцен) мощностью до 800 м, образованная терригенно-карбонатными породами с рифогенными известняками и угленосными пластами внизу. Отложения этой свиты образуют подошву впадины, перекрывающей грабен. Весь остальной разрез миоцена представлен карбонатно-терригенными породами мощностью до 2800 м, в средней части которых выделяется свита Бодженгманик мощностью около 800 м (рис. 132).

Отложения плиоценового отдела мощностью 2500 м состоят из терригенных пород, угленосных и туфоносных сверху, с редкими прослоями мелководных известняков. Нижний плиоцен и верхний миоцен объединяются в свиту Калибенг. Обращает на себя внимание большая мощность антропогенных отложений (до 850 м).

Восточно-Яванский бассейн представляет собой узкий дислоцированный прогиб, возможно, также грабен. С Каримунджавским сводом бассейн граничит через узкий прогиб северо-восточного простирания (возможно, расположенный на продолжении бассейна Барито). В восточном направлении бассейн расширяется и протягивается до меридиана о-ва Флорес, где мощность осадочных отложений сильно сокращает-

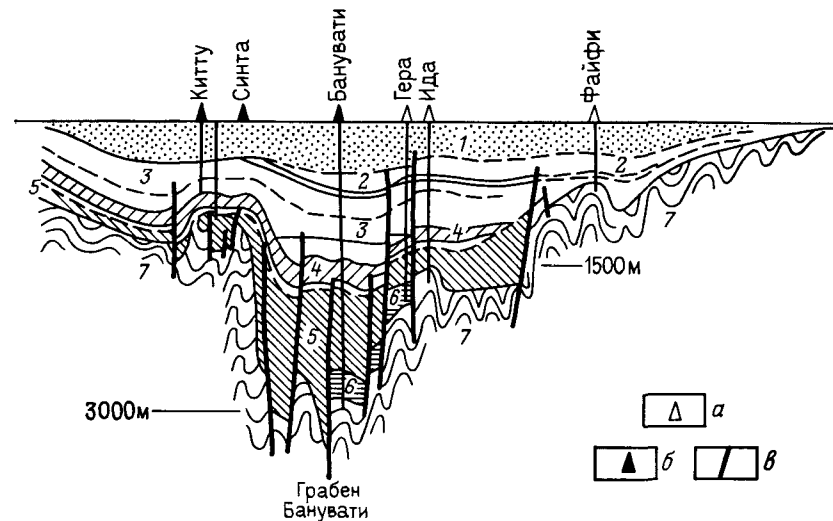


Рис. 132. Схематический поперечный разрез субаквальной части Западно-Яванского НГБ.

Скважины на месторождениях: а — газовых, б — нефтяных; в — разломы. Отложения: 1 — плиоценовые верхнемиоценовые; 2 — среднемиоценовые; 3 — средне- и нижнемиоценовые; 4 — нижнемиоценовые (свита Батураджа); 5 — нижнемиоценовые — олигоценowe (свита Таланг-Акар); 6 — олигоценowe (свита Таланг-Акар); 7 — складчатого мезозоя

ся. Разрез отложений, выполняющих Восточно-Яванский НГБ, близок к разрезу Западно-Яванского НГБ.

В обоих бассейнах выявлено свыше 155 нефтяных и газовых месторождений. Нефтегазоносны свиты Таланг-Акар, Батураджа, Бодженгманик и Калибенг. К песчанникам и туфопесчанникам свиты Таланг-Акар приурочены залежи нефти, заключенные в наиболее погруженной центральной части Западно-Яванского бассейна на глубине 2200—3300 м (месторождения Джанти, Банувати и др.), преимущественно в субаквальной его части. С неогеновыми отложениями (песчанниками и известняками) связана большая часть открытых в Западно-Яванском бассейне залежей нефти и газа, причем значительная часть находится на небольшой глубине — до 1500—2000 м.

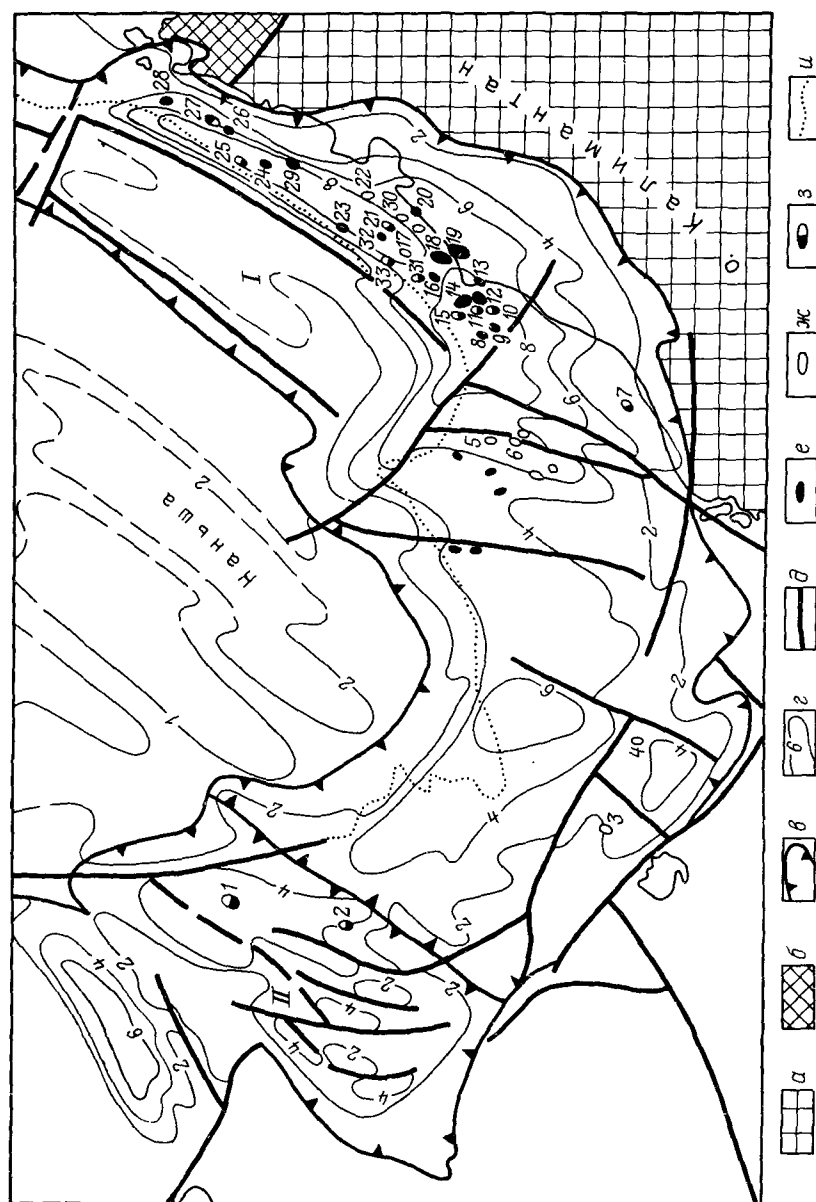
Наиболее крупное нефтяное месторождение Джатибаранг (запасы 90 млн. т) расположено в Западно-Яванском НГБ, там же расположены месторождения Синта, Китту, Арджуна с запасами более 20 млн. т.

Залежи месторождений находятся на глубине 700—3300 м.

§ 9. ПРИКАЛИМАНТАНСКАЯ СКЛАДЧАТАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Саравак-Палаванский нефтегазоносный бассейн

Саравак-Палаванский НГБ занимает узкую северо-западную предгорную окраину о-ва Калимантан и южную половину о-ва Палаван. На



северо-западе он ограничивается поднятием на месте погруженного под воду внутригеосинклинального массива Наньшанцюньдао (Наньша), на западе сочленяется с Меконгским НГБ (рис. 133).

Бассейн сложен весьма мощной толщей кайнозойских преимущественно терригенных отложений. В средней наиболее погруженной части бассейна, между массивом Наньша и о-вом Калимантан мощность только молодых отложений превышает 15 км, из которых на долю миоценовых образований приходится более 10 км. Вверху (от среднего миоцена и выше) разрез в периферийной (калимантанской) части сложен континентальными образованиями (дельтовые, эстуарные), внизу — морскими, причем в верхнем эоцене известны рифовые известняки.

В плиоцен-верхнемиоценовых отложениях выделяются четыре свиты (сверху вниз): Лумат, Лианг, Сериа и Мири, из которых три последние мощностью около 3500 м нефтегазоносные, с обильным развитием коллекторов. Остальная часть кайнозойских образований сложена терригенно-карбонатными породами с угленосными прослоями наверху (миоцен) и туфоносными породами внизу. В пределах развития выявленных месторождений мощность кайнозойских отложений не превышает 10 км.

Разломом Тинджар северо-западного простирания с амплитудой около 2 км бассейн делится на два блока: крупный северо-восточный (Бруней-Палаванский) приподнятый и западный опущенный. На последнем блоке разрез сокращен в мощности, причем на юге содержит много песчаных толщ, а на севере в нем появляются соленосные породы и известняки. От разлома Тинджар отходят на юг три разлома.

Кайнозойские отложения краевой калимантанской части бассейна дислоцированы в систему антиклиналей, обычно асимметричных, сильно нарушенных взбросами и сбросами с преобладанием северо-восточного простирания. В северо-западном направлении от о-ва Калимантан в сторону субаквальной части бассейна интенсивность складчатости уменьшается.

Нефтегазоносность бассейна установлена в 1910 г., в 1928 г. открыто нефтяное месторождение Сериа (Бруней) с начальными запасами нефти 259 млн. т. Нефтеносны отложения свит Лианг, Мири и Сериа на глубине 250—2700 м, содержащие 24 нефтенасыщенных пласта. Позднее на шельфе (напротив месторождения Сериа) было открыто (1962 г.) второе крупное месторождение бассейна — Юго-Западная Ампа (начальные запасы 147 млн. т) с залежами в отложениях свит Лианг и Сериа на глубине 2350—2718 м.

Рис. 133. Саравак-Палаванский (I) и Меконгский (II) НГБ:

а — кайнозойские горные сооружения Калимантана; б — современные геосинклинальные сооружения; в — границы бассейнов; г — изопакеты осадочных толщ, км; д — разломы; е — нефтяные, ж — газовые, з — нефтегазовые; и — граница шельфа. Месторождения: 1 — Миа-IX; 2 — Дна-IX; 3 — Паус; 4 — Лемиданг; 5 — Бинтулу; 6 — 13-3; 7 — Темана; 8 — Бокор; 9 — Бетти; 10 — Тукау; 11 — Бакау; 12 — Западный Лутонг; 13 — Мири; 14 — Барам; 15 — Барониа; 16 — Фарлей; 17 — Петрел; 18 — Юго-Западная Ампа; 19 — Сериа; 20 — Джерудонг; 21 — Чампион; 22 — Керая; 23 — Самаранг; 24 — Западный Эрб; 25 — Тембунго; 26 — Джезеф; 27 — Южный Фуриус; 28 — Бангау-1; 29 — Кетам; 30 — Данаи; 31 — Фулмар; 32 — Пеликан; 33 — Егрет

В калимантанской субаквальной части бассейна (северо-восточнее разлома Тинджар, впадина Барам) открыто более 20 месторождений, образующих крупный *Западно-Калимантанский ареал* с зонами нефтенакопления, ориентированными в северо-восточном направлении. Здесь известны крупные нефтяные месторождения Тембунго (с запасами 109 млн. т) и Самаранг.

Юго-западнее разлома Танджар выделяется второй ареал с зонами нефтегазонакопления, ориентированными в субмеридиональном направлении в соответствии с направлением развитых здесь разломов.

В северо-восточной (палаванской) части бассейна мощность олигоцен-миоценовых терригенно-карбонатных отложений сокращается до 5 км. Здесь открыто шесть небольших нефтяных и четыре газовых месторождения с залежами в рифовых известняках нижнего миоцена и одно конденсатногазовое месторождение с залежью в песчаниках олигоцена.

Всего в бассейне выявлено более 80 месторождений. Большая часть нефтяных месторождений многопластовые. Глубина залегания скоплений нефти и газа 90—3600 м, увеличивается в субаквальной части бассейна.

Калимантан-Сулавесский нефтегазоносный бассейн

Крупный (более 600 тыс. км²) Калимантан-Сулавесский НГБ включает юго-восточную окраину о-ва Калимантан, западное побережье о-ва Сулавеси в районе Лоранга и небольшой юго-западный край о-ва Минданао, обрамленный грядой молодых вулканов. Центральная его часть занята геосинклинальной котловиной моря Сулавеси и грабеном Макасарского пролива. Горное обрамление бассейна в пределах островов образовано раннекайнозойской (о-в Калимантан) и позднекайнозойской (о-в Сулавеси, п-ов Минахаса) складчатостью. Южная граница бассейна, отделяющая его от смежного Восточно-Яванского, скрыта под водами Яванского моря, где намечается резкое сокращение мощности кайнозойских отложений (рис. 134).

В структуре бассейна выделяются четыре впадины: Сулавеси (море), Таракан-Бунью (западная окраина моря Сулавеси), Баликпапан (Кутей) на востоке Макасарского пролива и Южно-Макасарская. Нефтегазоносность бассейна установлена во впадинах Таракан-Бунью и Баликпапан. Они сложены мощными (до 8 км) кайнозойскими преимущественно терригенными породами с большой ролью в их составе дельтовых лагунных и мелководно-морских отложений, а в миоцене — угленосных. Карбонатные отложения составляют заметную долю лишь в олигоценовой и эоценовой частях разреза.

Нефтегазоносны отложения среднего и нижнего миоцена (свиты Баликпапан и Полубанг мощностью соответственно 1200 и 500 м) и верхней части плиоцена, выделяемой как свита Таракан-Бунью (мощность свыше 1 км). Коллекторы всюду представлены песчаниками. Месторождения нефти и газа группируются в антиклинальные зоны

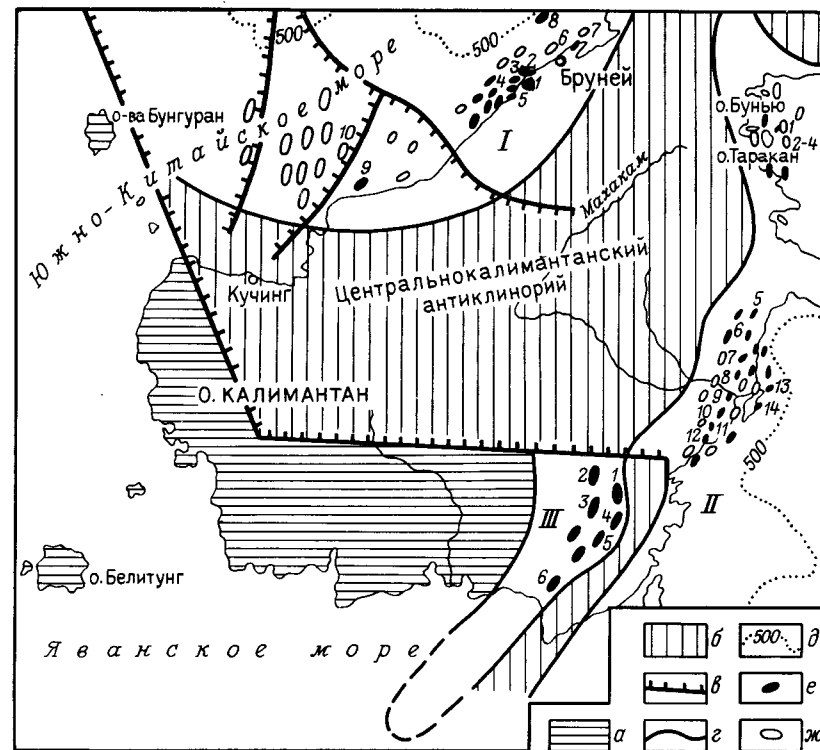


Рис. 134. Саравак-Палаванский (I), Калимантан-Сулавесский (II) и Барито (III) НГБ.

Складчатость: а — мезозойская, б — позднекайнозойская; а — разломы; г — границы бассейнов; д — изобаты, м; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые. Саравак-Палаванский НГБ — месторождения: 1 — Сериа; 2 — Юго-Западная Ампан; 3 — Барам; 4 — Западный Лутонг; 5 — Мири; 6 — Джерудонг; 7 — Керамая; 8 — Самаранг; 9 — Темана; 10 — Бинтулу. Калимантан-Сулавесский НГБ — месторождения: 1 — Бунью; 2 — 4 — Памузиан, Джуата, Сесанит; 5 — Сангата; 6 — Семсеран; 7 — Мумус; 8 — Пеларанг; 9 — Ангана-Муара; 10 — Санга-Санга; 11 — Самбоджа; 12 — Баликпапан; 13 — Аткаа; 14 — Сантан. НГБ Барито — месторождения: 1 — Танджунг-Байор; 2 — Диди; 3 — Камбитин; 4 — Южный Варукин; 5 — Тутупан; 6 — Мартапура.

нефтегазонакопления, образующие ареалы — крупный Баликпапанский и меньший — Таракан-Бунью.

В Баликпапанском ареале зон нефтегазонакопления известно свыше 50 месторождений нефти и газа, большая часть которых связана с двумя протяженными антиклиналями, простирающимися вдоль побережья о-ва Калимантан и прилегающей субаквальной территории. Нефтегазоносны песчаники свит Баликпапан и Полубанг на глубине 67—3200 м.

Для нефтеносных антиклиналей Баликпапанского ареала характерны крутые западные крылья, подсеченные взбросами, часто с ядрами, осложненными внедрением глинистых масс олигоценного возраста. Залежи нефти пластовые сводовые, нарушенные разрывами, иногда тек-

тонически экранированные. Наиболее крупное нефтяное месторождение Атка (запасы 52 млн. т) расположено в Макасарском проливе, в 104 км к северо-востоку от г. Баликлапан, в восточной антиклинальной зоне нефтегазоаккумуляции.

В ареале зон нефтегазоаккумуляции Таракан-Бунью выявлено 13 месторождений нефти, также приуроченных к двум антиклинальным зонам, но уже северо-западного простирания. В частности, на антиклинальной линии, пересекающей о-в Таракан, известно три нефтяных месторождения: Памузиан, Джуата и Сесанит. Структурные формы месторождений антиклинальных зон выражены сравнительно пологими брахиантиклиналями. Преимущественно пластовые сводовые залежи заключены в песчаниках свиты Таракан-Бунью на глубине 50—3200 м. Некоторые месторождения многопластовые (на месторождении Памузиан 15 нефтеносных пластов).

Всего в бассейне открыто 84 месторождения нефти и газа, из которых 31 находится в море. Газовых месторождений 9.

Нефтегазоносный бассейн Барито

Небольшой НГБ Барито, расположенный на крайнем юге о-ва Калимантан, относится к типу пограничных бассейнов. Его горное обрамление образовано хр. Мератус, вытянутым в северо-восточном направлении и сформировавшимся в позднекайнозойское время. Складчатый борт бассейна представлен круто наклоненными складками, подсеченными надвигами, платформенный борт образован полого залегающими маломощными кайнозойскими отложениями, выклинивающимися в западном направлении и подстилающимися дислоцированными мезозойскими породами (см. рис. 134).

Южная центриклиналь бассейна находится на шельфе Яванского моря и ограничивается поднятием, выраженным в системе островов Каримунджава — Белитунг — Банка.

Кайнозойские отложения, выполняющие бассейн, четко делятся на две толщи: терригенную неогенового возраста с угленосными отложениями миоцена и палеогеновую терригенно-карбонатную. Мощность палеогеновой толщи не превышает 1,5 км, неогеновой — свыше 2 км.

На складчатом борту бассейна выявлено свыше 10 нефтяных месторождений (Диди, Камбитин, Танджунг-Байор, Варукин и др.) с залежами в песчаниках эоценового возраста на глубине 800—2500 м. Месторождения группируются в зоны, характерные для складчатых бортов пограничных бассейнов.

§ 10. ВНУТРИГЕОСИНКЛИНАЛЬНАЯ ФИЛИППИНО-МОЛУККСКО-НОВОГВИНЕЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Нефтегазоносный бассейн Вогелкоп

НГБ Вогелкоп занимает территорию южной части одноименного п-ова Чендравасих, центральную часть п-ова Бомбарай, северную окраину о-ва Мисоол и расположенную между ними субкавальную территорию (рис. 135).

На северо-востоке и востоке бассейн обрамляется молодым антиклинорием Аргоени, на юге — небольшими горноскладчатыми сооружениями, опоясывающими с юго-запада п-ов Бомбарай и с юга о-в Мисоол. Возраст обрамляющей складчатости позднекайнозойский. На северо-западе бассейн обрзан глубинным разломом Соронг.

В строении бассейна принимают участие кайнозойские отложения, начинающиеся с эоценовых мощностью свыше 6 км. Весь разрез рас-

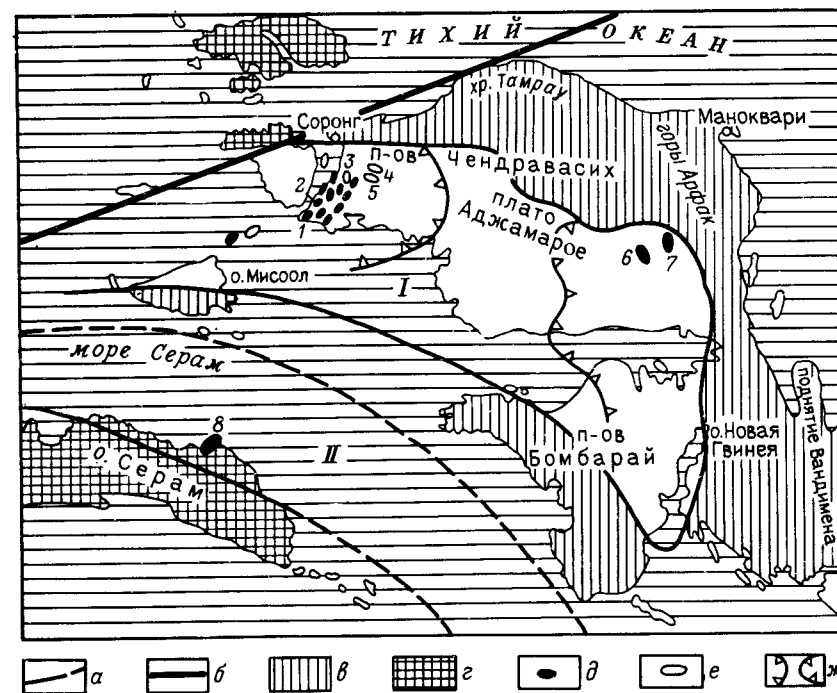


Рис. 135. НГБ Вогелкоп (I) и Серамский (II):

а — границы бассейнов; б — разломы; в — горные сооружения позднекайнозойского возраста; г — краевые поднятия современных геосинклиналей; месторождения: д — нефтяные, е — газовые; ж — поперечное поднятие. Месторождения: 1 — Валио; 2 — Касим; 3 — Джоя; 4 — Кламачук; 5 — Кламано; 6 — Могой; 7 — Васаин; 8 — Була

членяется на две различные по литологическому составу толщи: верхнюю — плиоценового возраста мощностью свыше 3,5 км, образованную угленосными терригенными породами, и нижнюю — миоцен-палеогеновую, сложенную терригенно-карбонатными породами мощностью около 2,5 км. Кровля верхнего миоцена осложнена рифовыми постройками, наиболее развитыми на западе бассейна. Высота отдельных рифовых массивов достигает 490 м.

Фундамент бассейна представлен метаморфизованными породами мезозойского возраста.

Обширным поперечным плоским поднятием Аджамарое, расположенным в средней части бассейна, последний разделяется на две впадины: западную — Салавати и восточную — Бинтоени.

Нефтегазоносность бассейна связана с рифогенными образованиями миоценового возраста. Последние опоясывают западный склон впадины Салавати на глубине 800—2000 м. Ниже по падению рифы замещаются глинами.

В бассейне выявлено свыше 25 нефтяных месторождений, из которых только два (Васиан и Могой) расположены во впадине Бинтоени, а остальные — на западе впадины Салавати.

§ 11. СКЛАДЧАТАЯ ВОСТОЧНОАЗИАТСКАЯ (ОСТРОВОДУЖНАЯ) НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ

Татарско-Япономорский нефтегазоносный бассейн

Татарско-Япономорский НГБ протягивается от Татарского пролива на севере через Японское море до о-ва Чеджудо на юге. Значительная часть его занята Япономорской геосинклинальной котловиной с корой океанического типа. В южной части котловины находятся поднятия Ямато и Уллындо с мощностью осадочных пород, не превышающей 1 км. Восточная наземная часть бассейна слагается краевыми частями складчатого борта бассейна; западная наземная часть его представляет собой горноскладчатое обрамление платформенного борта. Обрамление имеет гетерогенный состав. На севере это мезозойский окраинный вулканогенный пояс, на юге — древние северно- и южно-корея складчатые зоны, отделенные от бассейна разломами. Соответственно возраст фундамента платформы мезозойский на севере и палеозойский на юге.

Северная часть бассейна (рис. 136), занятая в значительной части водами Татарского пролива, представляет собой асимметричный грабен с крутым восточным бортом, сложенный кайнозойскими осадочными породами мощностью до 7 км.

Складчатый борт бассейна состоит из трех складчатых зон — синклинириев (с севера на юг): Иссикари-Сахалинского, Уэцу и Синдзи (рис. 137). Зоны расположены кулисообразно и разделены диагонально расположенными поднятиями.

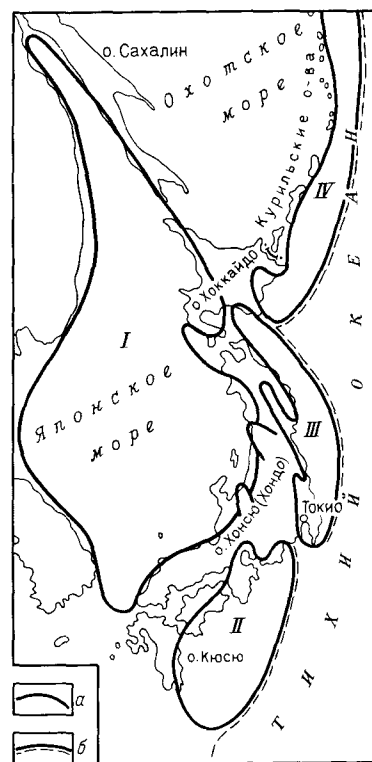


Рис. 136. Татарско-Япономорский НГБ (I), Преднансейский ПНГБ (II) и ВНГБ Восточного Хонсю (III) и Курильский (IV):

а — границы бассейнов; б — края бассейнов, открывающихся в глубоководные желоба

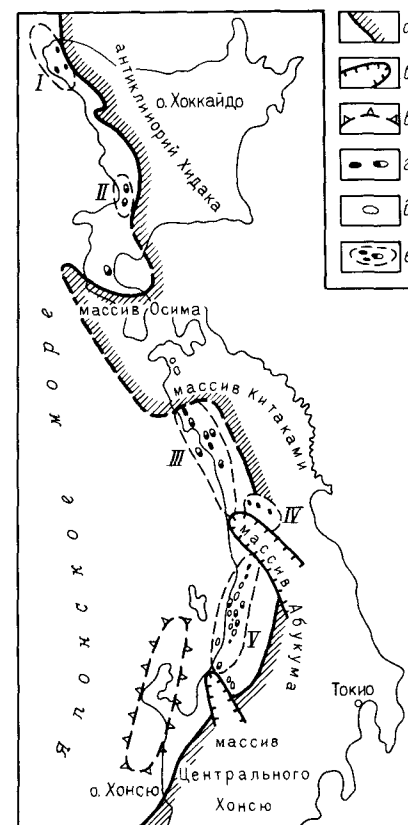


Рис. 137. Основные ареалы зон нефтегазоаккумуляции складчатого борта Татарско-Япономорского НГБ:

а — восточная граница бассейна; б — сбросы; в — поднятия Ното-Садо; месторождения; г — нефтяные и газонефтяные, д — газовые; е — ареалы зон нефтегазоаккумуляции: I — Вакканай-Менами, II — Иссикари, III — Акита, IV — Сикайдзан, V — Ниигата

Иссикари-Сахалинский синклиниорий протягивается вдоль западного побережья Сахалина и через среднюю часть о-ва Хоккайдо. На юге он разделен продольным поднятием Рисири-Монерон на две части, из которых западная, продолжающаяся на севере в Татарский грабен, имеет подошву кайнозойских отложений на глубине 6 км, а восточная с подошвой кайнозоя, погружающейся на юг до 8 км, продолжается в среднюю часть о-ва Хоккайдо. Здесь она выделяется под названием синклиниория Иссикари.

Синклиниорий Уэцу занимает прибрежную часть северной (меридиональной) половины о-ва Хонсю. В средней части он осложнен попереч-

ным выступом массива Абукума, который делит его на две части — Акита на севере и Ниигата на юге. На западе в субаквальной части синклиний Уэцу осложнен продольным поднятием Ното-Садо. Для рассматриваемого синклинория характерно выпадение из разреза отложений палеогеновой системы.

Синклиний Синдзи занимает северное побережье южной половины о-ва Хонсю, от п-ова Ното на юго-запад до широты о-ва Цусима.

Синклинии Иссикари-Сахалинский и Уэцу разделены поперечным массивом Осима-Китаками. Синклиний Уэцу отделен от синклинория Синдзи поперечным массивом Ното и поперечным разломом грабена Фоса-Магна, пересекающим о-в Хонсю.

Восточная граница складчатого борта имеет сложный извилистый контур, обусловленный диагональным простиранием поднятий, разделяющих элементы складчатого борта прогиба.

Складчатый борт бассейна сложен терригенными породами со значительной примесью вулканогенного материала, континентальными, угленосными и реже морскими отложениями неогеновой и палеогеновой систем с максимальной мощностью около 15 км на севере, в пределах сахалинской части Иссикари-Сахалинского синклинория. На юге в синклинии Иссикари мощность кайнозойских отложений сокращается до 6200 м, в синклинии Уэцу — вновь увеличивается, превышая 10 км. Большая по мощности часть кайнозоя приходится на породы миоценового возраста, для состава которых характерно сравнительно большое развитие аргиллитов. С возрастом в разрезе увеличивается роль вулканогенных пород. Миоценовые отложения залегают с размывом на палеогеновых. Мощность последних не превышает 4 км, они отличаются повышенной угленосностью.

Кайнозойские породы складчатого борта бассейна дислоцированы в узкие линейные асимметричные складки. Антиклинальные части их обычно имеют более крутые западные крылья, иногда нарушенные взбросами. В синклинии Иссикари антиклинали нарушены надвигами. Углы падения слоев не превышают 20° в плиоценовых отложениях и значительно увеличиваются в миоценовых. В субаквальной части бассейна углы падения слоев уменьшаются.

Нефтегазоносность бассейна установлена уже давно — первое месторождение нефти Арацу выявлено в 1870 г.

В Иссикари-Сахалинском синклинии нефтяные и газовые месторождения сосредоточены в двух небольших *ареалах зон нефтегазоаккумуляции*: *Вакканай-Менами*, расположенном на северо-востоке о-ва Хоккайдо, и *Иссикари* — в средней части западного побережья этого острова. В обоих ареалах известно свыше 30 нефтяных и более 10 газовых месторождений.

В синклинии Уэцу выделяются три *ареала зон нефтегазоаккумуляции*: крупные *Акита* и *Ниигата* и небольшой *Сокайдзан*. Ареал зон нефтегазоаккумуляции Акита насчитывает свыше 50 нефтяных и более 15 газовых месторождений. Юго-восточнее находится небольшой ареал зон нефтегазоаккумуляции Сокайдзан, прижатый к массиву Абукума.

Южнее ареала Акита, отделяясь от него массивом Абукума, располагается наиболее крупный ареал зон нефтегазоаккумуляции Ниигата, который содержит свыше 60 нефтяных и более 20 газовых месторождений.

Во всех ареалах нефтегазоносны песчаники плейстоцена, плиоцена, миоцена, а в ареале Иссикари — также отложения верхнего олигоцена и верхнего эоцена. Образования плейстоцена и плиоцена преимущественно газоносны, миоцена и палеогена — нефтеносны. Залежи нефти и газа в основном пластовые сводовые, тектонически и реже литологически экранированные; они находятся в интервале глубин 20—3100 м, чаще до 2000 м.

Запасы большей части нефтяных месторождений бассейна не превышают 5 млн. т, обычно менее 1 млн. т, а газа — несколько миллиардов кубометров. Наиболее крупное нефтяное месторождение Ябасе с запасами нефти 20 млн. т расположено в северной части ареала зон Акита. Структура месторождения представлена узкой антиклиналью длиной до 10 км с углами наклона крыльев от $25\text{--}30^\circ$ (восточное крыло) до $50\text{--}60^\circ$ (западное). С глубиной углы наклона увеличиваются. Структура нарушена рядом разрывов. На месторождении насчитывается 12 нефтяных пластов (сводовых залежей) в неогеновых отложениях в интервале глубин 20—2500 м.

Тайваньский нефтегазоносный бассейн

Тайваньский НГБ занимает краевую северо-западную часть одноименного острова, представляющую здесь складчатый борт пограничного бассейна. Платформенный борт его скрыт под водами Тайваньского пролива. Горное обрамление бассейна выражено антиклинорием Центрального хребта острова (рис. 138). Антиклинорий сложен метаморфическими породами палеозойского и мезозойского возраста. Фундамент бассейна образован слабометаморфизованными и дислоцированными породами палеогенового и мелового возраста.

Бассейн осложнен поперечным поднятием, расположенным на восточном продолжении о-вов Пэнхуледао. Поднятие делит бассейн на две впадины — северную, в которой мощность неогеновых отложений не превышает 5,5 км, и южную с мощностью этих отложений свыше 8 км. На месте поднятия их мощность сокращается до 2 км.

Неогеновые отложения бассейна представлены терригенными породами с явным преобладанием песчаных разностей. В северной впадине миоценовые образования прослоены большим количеством угольных пластов. Мощность миоценовых отложений 3 км, они являются основной нефтегазоносной толщей бассейна. Здесь выявлено шесть нефтяных и три газовых месторождения. Они группируются в три антиклинальные зоны нефтегазоаккумуляции. В южной впадине открыто четыре газовых месторождения с залежами, заключенными в песчаниках верхнего плиоцена.

Часть месторождений нефти и газа многопластовые. Так, на место-

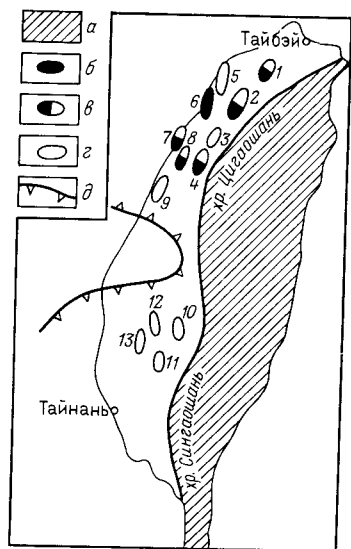


Рис. 138. Тайваньский НГБ:

а — Центральный Тайваньский хребет; месторождения: б — нефтяные, в — газонефтяные, г — газовые, д — поперечное поднятие. Месторождения: 1 — Шангзечиано; 2 — Чутунг; 3 — Янгхошан; 4 — Чиншун; 5 — Чингсоху; 6 — Чинтинг; 7 — Пайшатун; 8 — Чухуанкент; 9 — Тихченшан; 10 — Тунгзечиано; 11 — Чуточу; 12 — Лючжули; 13 — Нюшань

рождении Чутунг более пяти продуктивных пластов (700—4538 м), на месторождении Тихченшан выявлено четыре конденсатогазовые залежи на глубине 2651—2906 м.

Месторождения нефти и газа приурочены к узким с углами падения крыльев до 60° антиклиналям, наклоненным на запад, подсеженным взбросами.

Запасы нефти и газа всех месторождений за исключением месторождения Тихченшан (запасы газа 13 млрд. м³) небольшие.

Глава VIII

АВСТРАЛИЯ, ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ НОВОЙ ГВИНЕИ И НОВАЯ ЗЕЛАНДИЯ

§ 1. ТЕКТОНИЧЕСКОЕ И НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Западная и центральная части Австралии и смежные области шельфа представляют собой древнюю платформу (рис. 139).

Наиболее крупные выступы фундамента древней платформы — Западно-Австралийский и Северо-Австралийский щиты. Первый разделяется на две архейские глыбы: южную — Йорк-Калгурли и значительно меньшую по площади северную — Пилбара. Северо-Австралийский щит в значительной части покрыт осадочным чехлом из позднепротерозойских и раннепалеозойских отложений, выполняющих впадины типа синеклиз. Крайним южным элементом этого щита является архей-

ский массив Эранта. На юго-востоке платформы выделяются крупные массивы Масгрейв и Гоулер, сформированные метаморфическими породами архея.

Выступы фундамента разграничены или обрамлены погруженными элементами платформы. Во внутренней части платформы эти элементы выполнены в основном верхнепротерозойскими — палеозойскими толщами, а на окраине в них широко развиты или значительно преобладают отложения мезозоя и кайнозоя.

На севере платформа граничит с Новогвинейской зоной кайнозойской складчатости, на северо-западе — с современными геосинклинальными зонами.

Восточная часть континента находится в Восточно-Австралийском складчатом поясе, где с запада на восток обособляются области раннекаледонской, позднекаледонской и герцинской складчатости.

В зоне сочленения эпикаледонской платформы с герцинским складчатым горным сооружением расположена впадина Боуэн-Сурат. В герцинском складчатом поясе выделяется несколько внутренних прогибов.

На юге Австралийского континента и о-ве Тасмания выделяется крупный блок эпикаледонской платформы, центральная часть которого занята впадиной Марри, сложенной малоомощной толщей (до 1 км) пород нижнего мела и кайнозоя. На западе блока выделяется складчатая зона Аделаида, на стыке которой с докембрийской платформой образовались прогибы Пири-Торренс и Сент-Винсент. В средней части и по периферии блок осложнен несколькими грабенами (Отуэй, Ренмарк, Гипсленд, Басс).

Новая Зеландия расположена в области кайнозойской складчатости, занимая группу островов, главным образом крупные острова Северный и Южный. Юго-восточнее этих двух островов, включая и окраину первого из них, проходит современная геосинклинальная зона, а южнее и западнее находятся обширные подводные плато — соответственно Кемпбелл и Челленджер.

В средней части островов Северный и Южный проходит Центральный антиклинорий, сформированный метаморфическими и изверженными породами палеозоя и мезозоя. С юго-востока, запада и северо-запада к Центральному антиклинорию примыкает несколько крупных впадин, выполненных главным образом кайнозойскими отложениями. Эти впадины занимают узкие прибрежные полосы суши и распространяются, причем некоторые довольно значительно, в область шельфа. Внутри Центрального антиклинория выделяется ряд небольших межгорных впадин.

В пределах рассмотренной территории нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны объединяются в следующие нефтегазогеологические провинции.

Провинция предгорных и межгорных впадин герцинид Хантер-Боуэн охватывает зону сочленения Восточно-Австралийского складчатого пояса Хантер-Боуэн с эпикаледонской платформой, внутреннюю часть складчатого пояса Хантер-Боуэн и восточную подводную его часть.

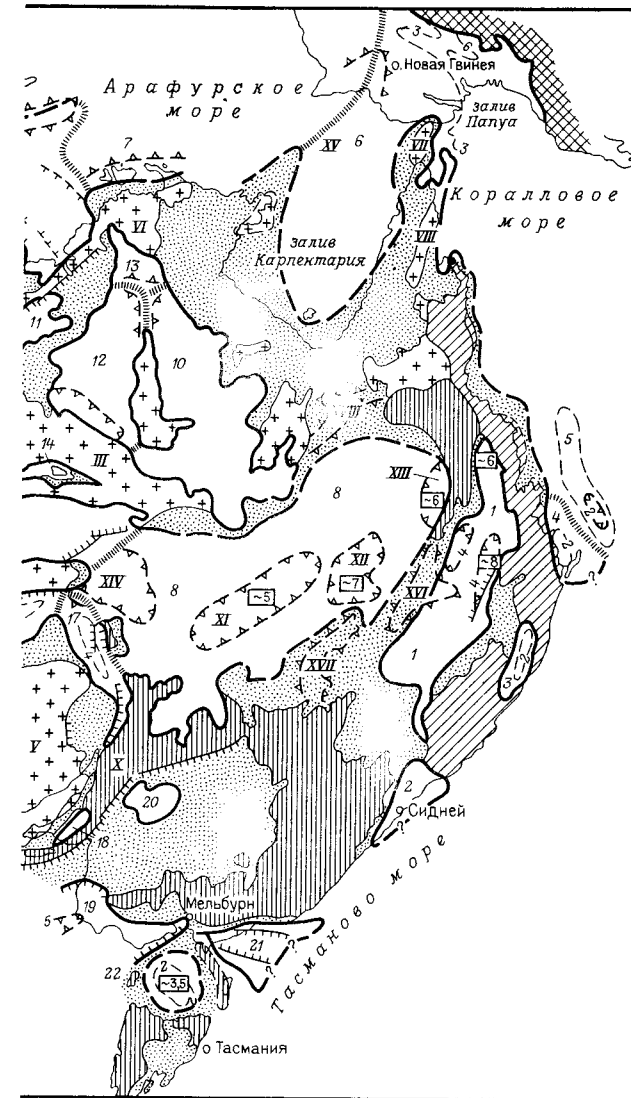
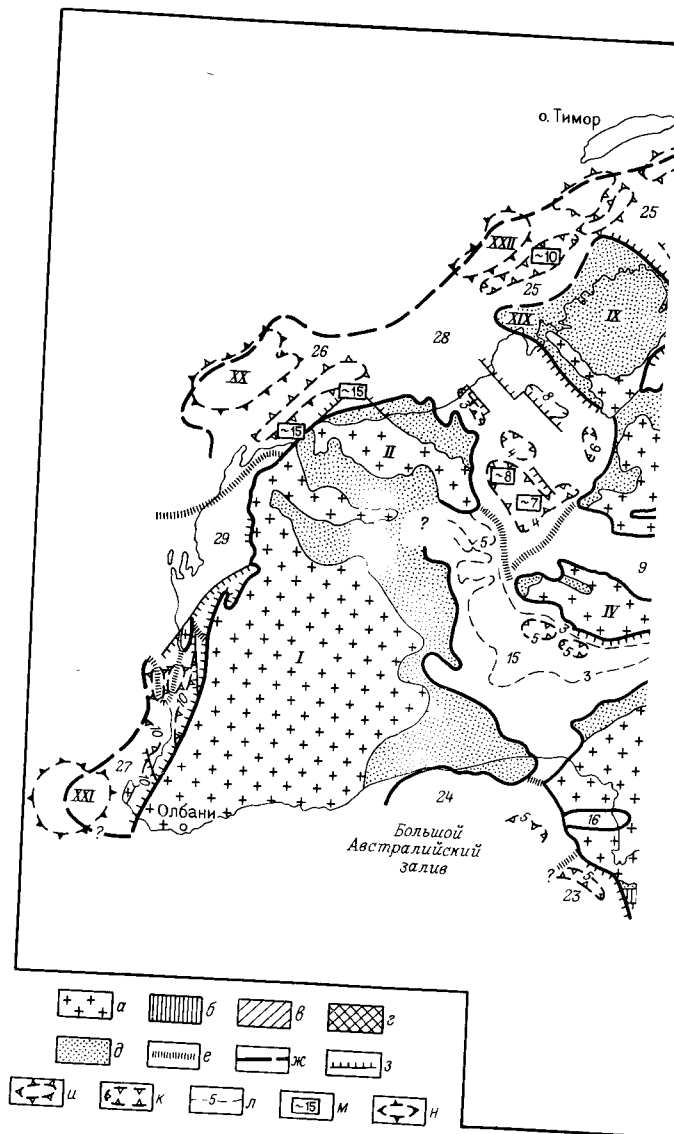


Рис. 139. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Австралии и восточной части Новой Гвинеи.

Складчатость: а — докембрийская, б — каледонская, в — герцинская, г — кайнозойская; д — аконсер-
вационная зона; границы бассейнов: е — со смежными бассейнами, ж — с внебассейновыми прост-
ранствами; з — разломы; и — поднятия; к — прогибы; л — изопакиты осадочного чехла, км; м —
структурные элементы, формирующие бассейны в данной его части, км; н — подводное плато.
Выступы фундамента: I — Йорк-Калгурли; II — блок Пидбара; массивы: III —
Эранта, IV — Масгрейв, V — Гоулер, VI — Пайн-Крик; своды: VII — Кейп-Йорк-Ориомо, VIII — Полу-
островной, IX — блок Кимберли; X — складчатая система Аделаида; прогибы: XI — Купер, XII —

Эйдавейл, XIII — Драммонд, XIV — Педирка; вали: XV — Вессел, XVI — Нибайн; поднятия: XVII —
Юло, XVIII — Юрока, XIX — Левек; подводные плато: XX — Эксмут, XXI — Натуралист, XXII — Скотт.
НГБ: I — Боуэн-Сурат, 6 — Карпентария-Папуа, 8 — Внутренний Восточно-Австралийский, 9 — Амади-
сс, 21 — Гилленд, 25 — Бонапарт-Галф-Броуз, 26 — Северный Карнарвон, 27 — Перт, ПНГБ, ВНГБ;
2 — Сидней, 3 — Кларенс-Мортон, 4 — Мэриборо, 5 — Кэприкорн, 7 — Арафурский, 10 — Джорджина,
11 — Орд, 12 — Уизо, 13 — Дейли-Ривер, 14 — Нэзия, 15 — Оффисер, 16 — Поляда, 17 — Пири-Тор-
ренс, 18 — Сент-Винсент, 19 — Отуэй, 20 — Ренмарк, 22 — Басс, 23 — Дантрон, 24 — Юкла, 28 —
Кэннинг, 29 — Южный Карнарвон.

В первой зоне находятся крупный (400 км×1400 км) латерально-гетерогенный бассейн Боуэн-Сурат и небольшой (150 км×400 км) возможно нефтегазоносный бассейн Сидней. При бурении в этом бассейне неоднократно отмечались небольшие притоки газа из триасовых отложений.

Внутри горного сооружения выделяется возможно нефтегазоносный бассейн Кларенс-Мортон, в приморской части — перспективный в нефтегазоносном отношении бассейн Мэриборо, в восточной подводной части которого присутствуют морские и континентальные терригенные породы среднеюрского — раннемелового возраста. Максимальная их мощность достигает примерно 5 км. В западной части бассейна Мэриборо выявлен целый ряд приразрывных асимметричных складок. В бассейне при бурении получены небольшие притоки газа.

В морской части околутрен возможно нефтегазоносный бассейн Кэприкорн.

В провинции северных краевых прогибов (Австралийско-Новогвинейская) находятся два латерально-гетерогенных бассейна: нефтегазоносный Карпентария-Папуа и перспективный в нефтегазоносном отношении Арафурский. В обоих бассейнах складчатые борты образованы кайнозойской складчатостью восточной части Новой Гвинеи, платформенные — склоном докембрийской платформы. В Арафурском бассейне максимальная мощность юрских, меловых и кайнозойских отложений оценивается примерно в 6 км.

Провинция докембрийской платформы и востока эпикаледонской платформы объединяет большую группу нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов. К первым относятся Внутренний Восточно-Австралийский и Амадиес. Внутренний Восточно-Австралийский НГБ — внутриплатформенный составной (грабены внизу, синеклиза наверху) содержит свыше 25 нефтяных и газовых месторождений.

Бассейн Амадиес расположен в средней части Австралии между щитами Масгрейв на юге и Эранта на севере, от которых он отделен разломами. Структура бассейна представляет собой инверсированный авлакоген. Бассейн выполнен мощной толщей карбонатно-терригенных, внизу соленосных пород верхнего протерозоя (мощность до 7,5 км), карбонатно-терригенных, также внизу (кембрий) соленосных пород палеозоя (мощность до 9 км) и относительно маломощных (570 м) карбонатно-терригенных пород кайнозоя. Осадочные породы бассейна смяты в складки, степень дислоцированности которых уменьшается в направлении от краевых его частей к средней части. В периферийных прогибах складки сильно пережаты, иногда опрокинуты и часто разорваны взбросами и надвигами. По мере удаления от прогибов в средней части бассейна развиты антиклинали, сначала крутые слабоасимметричные, а затем и сравнительно пологие, разделенные плоскими синклиналями. Некоторые складки осложнены соляным диапиризмом.

В северной части бассейна открыты два промышленных месторождения — в 1954 г. газонефтяное месторождение Марини и в 1965 г.

газовое месторождение Палм-Валли. Структуры обоих месторождений представлены симметричными крутыми антиклиналями северо-западного простирания. На месторождении Марини пять газовых залежей и одна нефтяная находятся в сводовой ловушке в песчаниках ордовика на глубине 900—1500 м. Запасы нефти оценены в 39 млн. т. Газовое месторождение Палм-Валли имеет аналогичное строение, газосодержащие также песчаники ордовика на глубине 1557—1735 м. Запасы газа 283 млрд. м³. Непромышленный приток углеводородного газа получен также из отложений верхнего протерозоя (интервал 1128—1170 м) в скважине, расположенной восточнее месторождения Палм-Валли (Оорамина).

В провинции известны возможно нефтегазоносные бассейны — сравнительно крупные Джорджина и Оффисер и небольшие Орд, Уизо, Дейли-Ривер, Нэлия, Польда (см. рис. 139), выполненные верхнепротерозойскими, палеозойскими, в меньшей степени мезозойским отложениями мощностью около 5 км. Нефтегазопоявления в бассейнах неизвестны.

Провинция эпикаледонской платформы юга Австралии включает один нефтегазоносный бассейн Гипсленд (составной), расположенный юго-восточнее Мельбурна, и не менее пяти потенциально и возможно нефтегазоносных. В их числе два латерально-гетерогенных пограничных бассейна — ВНГБ Пири-Торренс и ПНГБ Сент-Винсент, один — ПНГБ Отуэй, подобный НГБ Гипсленд, и два — ПНГБ Ренмарк и Басс — грабены. Бассейны выполнены верхнепротерозойскими и фанерозойскими отложениями мощностью от 3 до 10 км (бассейн Сент-Винсент). В ПНГБ Сент-Винсент, Отуэй и Басс в скважинах получены притоки нефти или газа.

В провинции южных периконтинентальных впадин выявлен потенциально нефтегазоносный бассейн Дантрун и возможно нефтегазоносный Юкла. Первый расположен на южном погружении докембрийского массива Гоулер, второй — на погружении массива Йорк-Калгурли в Большой Австралийский залив. На юге бассейны примыкают к Южно-Австралийской океанической плите. Сформированы они мезозойскими и кайнозойскими отложениями мощностью свыше 5 км.

Провинция северо-западных и западных периконтинентальных впадин протягивается от п-ова Арнемленд (островов Батерст и Мелвилл) вдоль окраины (пассивной) материка до юго-западной оконечности его — плато Натуралист. Слабо выраженными поперечными поднятиями вся провинция разделяется на несколько впадин, заключающих нефтегазоносные бассейны Бонапарт-Галф-Броуз, Северный Карнарвон и Перт, между которыми расположены потенциально нефтегазоносные бассейны Кэннинг на севере и Южный Карнарвон на юге. Все бассейны осложнены разрывами, погребенными грабенами или прогибами палеозойского заложения, несогласно перекрытыми кайнозойскими, меловыми и верхнеюрскими, иногда среднеюрскими, а в некоторых случаях (бассейн Перт) нижнетриасовыми отложениями.

Крупный по размерам (500 км×1000 км) бассейн Кэннинг образо-

ван мощной толщей протерозойских (мощность свыше 5 км), палеозойских (до 9 км) и мезозойских (до 5 км) пород. Для палеозойских отложений характерно присутствие в породах каменноугольного возраста каменной соли, с которой связано образование солянокупольных структур. При поисках нефти в бассейне в одной из скважин (Неда) получен незначительный приток нефти из песчаников нижнего карбона.

Бассейн Южный Карнарвон по составу и мощности слагающих его отложений и структурной расчлененности наиболее близок к бассейну Северный Карнарвон, однако нефтегазоносность его не установлена.

Все бассейны провинции на западе ограничиваются континентальным склоном на стыке с океанической плитой Индийского океана.

Новозеландская провинция включает Западно-Новозеландский нефтегазоносный бассейн и несколько возможно нефтегазоносных бассейнов, из которых в первую очередь следует отметить Восточный Прибрежный (Ист-Кост), Кентербюри, Мурчисон и Вайкато. Наиболее крупные из них Восточный Прибрежный и Кентербюри приурочены к крупным синклиналям в пределах области кайнозойской складчатости и современной геосинклинальной зоны. Оба бассейна образованы мощными интенсивно дислоцированными толщами верхнего мела — кайнозоя. К бассейнам такого же типа относится небольшой бассейн Мурчисон в северной части о-ва Южный. Структурно он выражен грабен-синклинорием, сформированным мощными (до 4 км) отложениями эоцена — миоцена. В этом бассейне при бурении скважины, заложенной на крутой, осложненной разрывами складке (Блэкуотер), было выявлено непромышленное скопление газа в миоценовых песчаниках. Возможно нефтегазоносный бассейн Вайкато (на севере о-ва Северный) приурочен к наложенной впадине синклинального строения, vyplненной слоями плиоцена — плейстоцена.

§ 2. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ПРЕДГОРНЫХ И МЕЖГОРНЫХ ВПАДИН ГЕРЦИНИД ХАНТЕР-БОУЭН

Нефтегазоносный бассейн Боуэн-Сурат

НГБ Боуэн-Сурат ограничен на западе меридионально простирающимися поднятием Юло и валом Нибайн эпикаледонской платформы, а на юге и северо-западе — выступами складчатого основания этой платформы (рис. 140). На протяжении большей части восточной границы бассейн обрамлен герцинской горноскладчатой системой Хантер-Боуэн. От находящихся восточнее и юго-восточнее возможно нефтегазоносных бассейнов Кларенс-Мортон и Сидней бассейн Боуэн-Сурат отделен пологими сводами, на которых значительно сокращается мощность осадочного чехла. Почти во всей остальной части бассейн ограничен аконсервационной зоной, узкой на востоке и заметно расширяющейся на юге и юго-западе.

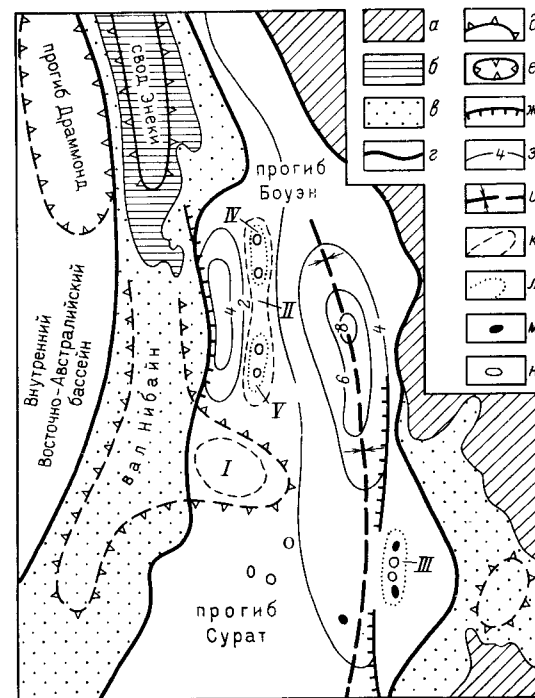


Рис. 140. НГБ Боуэн-Сурат:

а — герцинский складчатый пояс Хантер-Боуэн; б — выступ складчатого основания эпикаледонской платформы; в — аконсервационная зона; г — границы нефтегазоносных бассейнов; д — поднятия; е — прогибы; ж — разломы; з — изопхиты осадочного чехла, км; и — ось синклинали Маймоза; границы: к — ареалов зон нефтегазоаккумуляции, л — зон нефтегазоаккумуляции; месторождения: м — нефтяные и газонефтяные, н — газовые и конденсатные. Ареалы зон нефтегазоаккумуляции: I — Рома; II — Роллстон-Инджун. Зоны нефтегазоаккумуляции: III — Восточная; IV — Роллстон; V — Инджун.

Фундаментом бассейна Боуэн-Сурат служит метаморфический комплекс палеозоя (включая средний девон), прорванный интрузиями и перекрытый осадочными отложениями перми, триаса, юры, нижнего мела и кайнозоя. На северной периферии бассейна развиты породы пермского и триасового возраста. Над ними в центральной и южной частях залегают слои юры и мела. Кайнозойские отложения образуют маломощный прерывистый чехол, распространенный по всей площади бассейна.

В разрезе нижней и верхней перми выделяются три литолого-стратиграфических комплекса: 1) континентальные и вулканогенные образования — песчаники, аргиллиты с пластами угля, прослоями туфов и покровами лав; 2) морские и континентальные песчаники, аргиллиты и известняки с редкими пластами угля; 3) континентальные песчаники и глины с частыми прослоями углей. Мощность этих комплексов соответственно 2 и 2 км.

Отложения триасового возраста образованы речными или озерными песчаниками и аргиллитами, пестроцветными в нижней части, общей мощностью до 1300 м. Юрская система представлена, за редким исключением, континентальными песчаниками, алевролитами и глинами общей мощностью 1 км, в отдельных интервалах разреза содержатся прослои угля.

Выше залегает нижнемеловой песчано-глинистый комплекс преимущественно континентальных осадков мощностью до 400 м. Значительная верхняя часть пород нижнего мела и покрывающие ее грубообломочные отложения кайнозоя входят в аконсервационную зону.

Стратиграфический диапазон установленной нефтегазоносности довольно обширен — девон, пермь, триас, юра. Залежи газа открыты в породах перми и среднего триаса. Слои нижнего триаса нефтеносны. В нижнеюрских и девонских отложениях обнаружены как нефтяные, так и газовые залежи. Коллекторами в бассейне служат песчаники и алевролиты.

В бассейне открыто более 10 нефтяных и 30 газовых месторождений.

Бассейн Боуэн-Сурат по оси наиболее погруженной его части — прогиба (синклинали) Маймоза — разделяется на два борта. Восточный борт крутой, западный — значительно обширнее и очень пологий. Мощность осадочных отложений в прогибе Маймоза не менее 8 км.

Отложения перми — нижнего мела образуют два структурных этажа. На западном платформенном борту слои нижнего этажа (пермь — триас) слагают слабо наклоненную моноклинал, а на восточном складчатом борту они смяты в линейные складки и разбиты разрывами. Верхний этаж (юра — мел) несогласно залегает на нижнем и образует синклиналь, мощность которой постепенно возрастает в направлении к оси прогиба Маймоза.

Вдающееся внутрь бассейна восточное ответвление вала Нибайн называется местными геологами «шторой» Рома. Части бассейна, расположенные севернее и южнее этого элемента, обособляются в качестве прогибов Боуэн и Сурат.

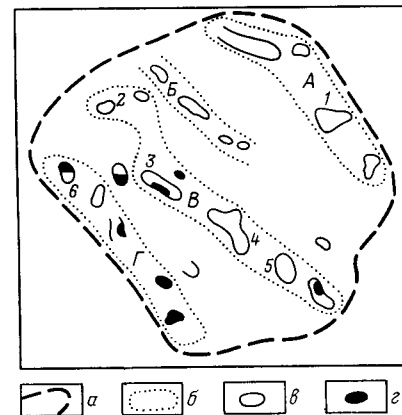
Ареал зон газонакопления Роллстон-Инджун в прогибе Боуэн объединяет зоны газонакопления на пологом валу Комет-Ридж, простирающемся с юга на север. Месторождения представлены платформенными брахантиклиналями с углами падения на крыльях, увеличивающимися с глубиной до 5—10°. Ловушки сводового типа или сводовые, частично выклинивающиеся, расположены на глубине около 500 м. Коллекторами служат маломощные пермские песчаники.

Ареал зон газонефтенакопления Рома приурочен к одноименному восточному ответвлению вала Нибайн. В ареале выявлено несколько десятков главным образом газовых месторождений. Все они заключены в зонах газонефтенакопления, выраженных очень пологими параллельными валами (рис. 141). Эти валы возникли в результате облекания поднятий фундамента или подвижек его блоков по разломам.

Все месторождения ареала приурочены к пологим брахантиклиналям с углами наклона крыльев обычно не свыше нескольких градусов.

Рис. 141. Ареал зон газонефте-накопления Рома.

Границы: а — ареала зон газонефте-накопления, б — зон газонефте-накопления; месторождения: в — газовые, г — неф-тяные. Зоны газонефте-накопления: А — Пайн-Ридж-Вольюмбилла; Б — Янала-Ламен; В — Рома-Тэрравонга; Г — Прингл-Даунс-Тринидад. Месторождения: 1 — Пикэнджини; 2 — Хоспитал-Хилл; 3 — Ричмонд; 4 — Бони-Крик; 5 — Тэрравонга; 6 — Прингл-Даунс



Основные нефтегазосодержащие отложения — нижнеюрские песчаники на глубине около 900 м. Небольшие залежи газа и нефти открыты также в песчаниках триаса и перми. В зависимости от степени распространения песчаных горизонтов-коллекторов на локальных поднятиях в последних присутствуют сводовые ловушки (например, на месторождении Бони-Крик), выклинивающиеся (месторождение Ричмонд и др.), а также ловушки переходных видов (например, на месторождениях Пикэнджини, Тэрравонга). Небольшая залежь газа выявлена на месторождении Прингл-Даунс в выступе складчатого основания, сложенном трещиноватыми метаморфическими породами девона, в линзовидной ловушке.

Восточная антиклинальная зона нефтегазонакопления расположена на складчатом борту. Здесь известно несколько нефтяных и конденсатногазовых месторождений, приуроченных к линейным антиклиналям с углами наклона крыльев до 20° и более. Нефтяные залежи заключены в песчаниках нижней юры на глубине 1500—1700 м. Скопление газоконденсата открыто в песчаном горизонте верхней перми на глубине примерно 3 км.

Все месторождения бассейна Боуэн-Сурат невелики.

В бассейне отчетливо выделяются верхний газоносный этаж (до глубины 500—600 м) и подстилающий его нефтегазоносный этаж (до 1100—1200 м). Ниже отмечаются нефтеносный этаж на глубине около 1500—1700 м и этаж конденсатногазовых залежей — глубже 3 км.

§ 3. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ СЕВЕРНЫХ КРАЕВЫХ ПРОГИБОВ (АВСТРАЛИЙСКО-НОВОГВИНЕЙСКАЯ)

Нефтегазоносный бассейн Карпентария-Папуа

НГБ Карпентария-Папуа находится в пределах территорий и акваторий двух стран: Австралийского Союза и Папуа-Новой Гвинеи. Он простирается от северо-восточной окраины Австралии через зал. Кар-

пентария и Торресов пролив в юго-восточную часть о-ва Новая Гвинея, распространяется на восток в зал. Папуа и под воды Кораллового моря.

В этом латерально-гетерогенном бассейне отчетливо выделяются два борта: один с «платформенным» и второй со «складчатым» онтогенезом нефти и газа. Первый соответствует южной большей части бассейна и располагается в основном на северо-восточном склоне докембрийской платформы, а его крайний юго-восточный элемент — на герцинском складчатом основании. Меридионально вытянутые выступы докембрийского фундамента (своды Кейп-Йорк-Ориомо и Полуостровной) разобщают в рассматриваемой части бассейна две ее области: Западную и Восточную (см. рис. 139). Западная область расположена главным образом под водами зал. Карпентария, Восточная — в Коралловом море. Резко извилистая в плане южная граница бассейна почти на всем протяжении отделяет его от аконсервационной зоны. Крайний юго-восточный отрезок этой границы проводится по изопаките 1000 м на подводном юго-восточном продолжении Предновогвинейского прогиба (в пределах уже глубоководной геосинклинальной котловины (впадина Лори) Кораллового моря).

Обширная аконсервационная зона, ограничивающая рассматриваемый бассейн с юга, выражена главным образом маломощным чехлом мезозойских пород, залегающих преимущественно на докембрийском фундаменте, а в небольшой юго-восточной части — на герцинском основании.

Внутренний борт бассейна выражен узкой полосой развития передовых антиклиналей на территории Новой Гвинеи и в зал. Папуа (рис. 142). Этот борт примыкает по крупным разрывам к зоне покровных складок, входящей в состав северо-восточного обрамления бассейна — молодого Новогвинейского антиклинория.

На северо-западе бассейн Карпентария-Папуа имеет общую границу с Арафурским ПНГБ. Эта граница следует под водами моря по погребенному валу Вессел и далее на юге Новой Гвинеи продолжается в субмеридиональном направлении по группе поднятий до Новогвинейского антиклинория.

На южном борту бассейна докембрийский фундамент перекрыт в основном меловыми, преимущественно морскими терригенными отложениями. Они подстилаются маломощными угленосными породами юрского возраста и покрыты также маломощными песчаниками и глинами кайнозоя. Общая мощность осадочного чехла в наиболее погруженной части платформенного борта 3—4 км. В полосе передовых складок Новой Гвинеи она возрастает до 6—7 км. Здесь развиты переслаивающиеся песчаники и аргиллиты юры — мела (около 3 км) и покрывающая их толща (до 4 км) преимущественно карбонатных отложений эоцена и миоцена и терригенных, часто угленосных слоев плиоцена.

На юго-восточной окраине бассейна мощность формирующих его отложений превышает 4 км.

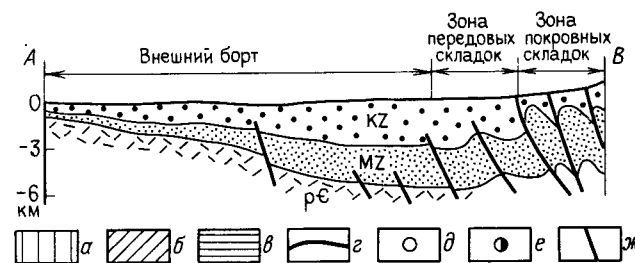
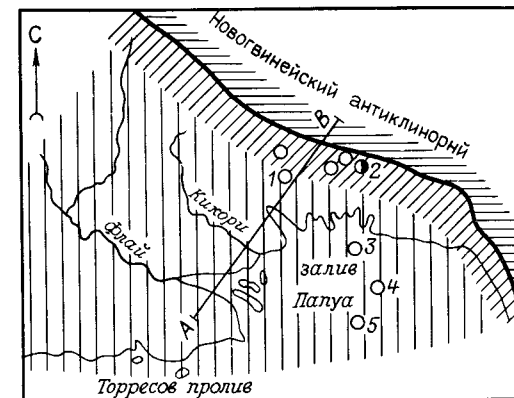


Рис. 142. Схема строения и разрез северной части НГБ Карпентария-Папуа: а — платформенный борт; б — складчатый борт; в — обрамление бассейна; г — границы бассейна; месторождения: д — газовые, е — нефтегазовые; ж — разрывные нарушения. Месторождения: 1 — Барикева; 2 — Пури; 3 — Юраму; 4 — Паска; 5 — Ямара

В бассейне Карпентария-Папуа месторождения (почти все газовые) открыты на территории о-ва Новая Гвинея и под водами зал. Папуа. По запасам месторождения относятся к категории средних или малых. Одно из новогвинейских месторождений (Барикева) расположено в глубокой части платформенного борта. Оно приурочено к сравнительно пологой складке и содержит газовые залежи в меловых песчаниках в сводовых ловушках. Остальные месторождения Новой Гвинеи связаны с антиклиналями, нарушенными разрывами в зоне передовых складок. Залежи заключены в песчаниках мела и известняках миоцена, главным образом в ловушках экранирования по поверхности разрыва, а также в сводовых. На одном из этих месторождений (Пури) помимо газа была получена нефть.

Газовые месторождения, открытые под водами зал. Папуа (Юраму, Паска, Ямара), расположены в глубокой краевой части платформенного борта бассейна. Они приурочены к миоценовым рифовым массивам и содержат залежи в биогенных выступах.

Всего в бассейне открыто восемь газовых и одно нефтяное месторождение.

§ 4. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ДОКЕМБРИЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ВОСТОКА ЭПИКАЛЕДОНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Внутренний Восточно-Австралийский нефтегазоносный бассейн

Внутренний Восточно-Австралийский НГБ — один из крупнейших в Австралии как по площади, так и по объему. Сложно построенная впадина, в которой он располагается, на севере ограничена поднятием Юрока, на северо-востоке и юге обрамлена областями каледонской складчатости. На востоке граница впадины проходит по валу Нибайн и поднятию Юло, на юго-западе и западе структурным ограничением ее служат платформенные поднятия, в большинстве своем не выраженные на земной поверхности и намечаемые по геофизическим данным. На северо-западе впадина обрамлена областями докембрийской складчатости, а между ними отделяется от впадины Джорджина группой погребенных поднятий фундамента (см. рис. 139).

Внутренний Восточно-Австралийский бассейн в основном ограничен различной по ширине аконсервационной зоной. На западе он имеет общую границу с НГБ Амадиес, а на юго-западе с возможно нефтегазоносным бассейном Пири-Торренс.

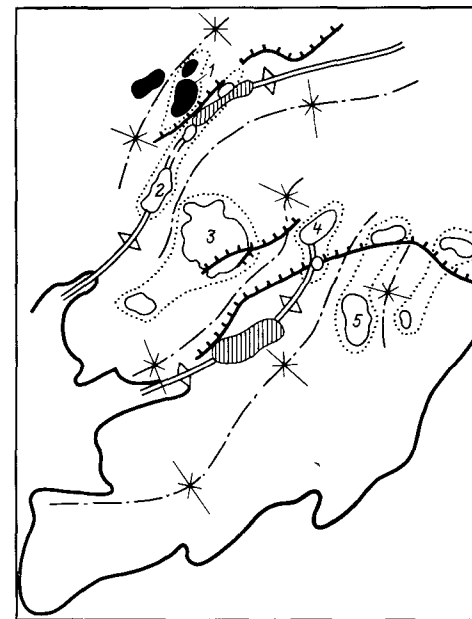
Докембрийский фундамент на западе бассейна сменяется в его центральных областях раннепалеозойским, а в восточных — среднепалеозойским.

Осадочный чехол бассейна разделяется на два структурных этажа. Верхний, развитый на всей площади бассейна, образован отложениями перми, мезозоя и кайнозоя. Кровельная грубообломочная часть этого этажа мощностью 200—500 м относится к аконсервационной зоне. Весь объем подстилающих ее отложений верхнего этажа представлен песчано-глинистыми континентальными фациями. Широко распространены, особенно в пермских слоях, угленосные отложения. Мощность этого этажа свыше 5 км. Слагающие его породы образуют обширную синеклизу, в которой выделяются различные по размерам поднятия и прогибы с углами падения слоев на крыльях, обычно не превышающими нескольких градусов.

Нижний структурный этаж отделен от верхнего региональным угловым несогласием и в различных частях бассейна характеризуется неодинаковым возрастным объемом. Образования нижнего этажа отмечаются в отдельных изолированных погребенных грабеновидных прогибах. Наиболее крупные и хорошо изученные грабены Купер, Эйдавейл и Драммонд находятся соответственно в юго-западной, восточной и северо-восточной частях бассейна. Слои, выполняющие эти прогибы, разбиты разрывами и характеризуются углами падения до 30—50°.

В прогибе Купер отложения нижнего этажа образованы красноцветным терригенным комплексом девона — нижнего карбона. Под этим комплексом, отделяясь от него поверхностью размыва, залегают слои

Рис. 143. Ареал зон газонефтенакопления Купер:
а — шарниры валов; б — оси прогибов, границы; в — зоны нефтегазоаккумуляции, г — распространения пермских отложений; месторождения: д — газовые, е — нефтяные; ж — участки размыва пермских отложений; з — сбросы.
Месторождения: 1 — Тирравара; 2 — Гиджелпа; 3 — Муумба; 4 — Далла; 5 — Тулахи



предположительно кембрийского — ордовикского возраста. В основном это морские терригенные и карбонатные породы, в меньшей степени — континентальные песчаники и аргиллиты. Мощность нижнего этажа в прогибе Купер примерно 3 км. В прогибе Драммонд нижний этаж представлен толщей (до 3 км) девонских — нижнекаменноугольных красноцветных песчаников и глин с прослоями вулканогенных пород. В прогибе Эйдавейл нижний этаж (около 6 км) выражен нижнедевонскими — нижнекаменноугольными морскими терригенными и карбонатными разностями, а также континентальными, иногда красноцветными отложениями. В разрезе среднего девона здесь присутствует толща эвапоритов (0,6 км). Еще несколько значительно менее изученных прогибов установлено на крайнем западе и юго-западе бассейна.

Максимальная мощность отложений, формирующих бассейн, достигает 8—8,5 км.

В бассейне выделяется крупный ареал зон газонефтенакопления в юго-западной части прогиба Купер.

Ареал Купер объединяет ряд зон газонефтенакопления, структурно представленных валообразными поднятиями в основном северо-восточного простирания (рис. 143). Эти зоны преимущественного газонакопления объединяют ряд месторождений, в том числе крупнейшие по запасам газа месторождения Муумба и Гиджелпа (более 130 млрд. м³ в каждом).

Все месторождения приурочены к пологим куполовидным поднятиям или брахиантиклиналям, иногда слабо нарушенным разрывами. Залежи заключены главным образом в сводовых, реже в выклинивающихся ловушках. Нефтегазоносные горизонты представлены в основном озерными, аллювиальными и дельтовыми песчаниками ранне- и позднепермского возраста. Наличие нефти установлено также в песчаниках юры. Залежи находятся на глубине 1800—2200 м.

Кроме месторождений в ареале зон нефтегазонакопления Купер в бассейне открыто среднее по запасам газовое месторождение Гилмор, приуроченное к локальному поднятию в прогибе Эйдавейл. Продуктивны среднедевонские песчаники. Притоки нефти получены из юрских песчаников в прогибе Педирка. Всего в бассейне выявлено шесть нефтяных и свыше 20 газовых месторождений.

§ 5. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ ЭПИКАЛЕДОНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ЮГА АВСТРАЛИИ

Нефтегазоносный бассейн Гипсленд

Основная часть НГБ Гипсленд находится под водами Тасманова моря. Лишь его северо-западная окраина расположена на побережье Австралии в штате Виктория. На севере и юго-западе бассейн обрамлен выступами складчатого основания эпикаледонской платформы. Юго-западный выступ — поднятие Басс — образует в плане неширокую полосу, простирающуюся от северо-западной оконечности о-ва Тасмания к мысу Вильсон на юго-западном побережье Австралии.

В плане бассейн разделяется на три крупных структурных элемента: два окраинных устойчивых — Северную и Южную «платформы» (по терминологии австралийских геологов) и заключенный между ними Центральный грабен (рис. 144).

Фундамент бассейна образован палеозойскими (девонскими) метаморфическими толщами. Отложения, формирующие бассейн, участвуют в строении двух структурных этажей. Нижний этаж развит только в Центральном грабене, ограниченном с юга, севера и запада крупными сбросами. Этаж представлен двумя литолого-стратиграфическими комплексами: нижнемеловым и верхнемеловым — эоценовым (толща Лэтроуб). Первый слогаается континентальными песчаниками и аргиллитами мощностью более 3 км, в составе второго (мощностью до 3 км) резко преобладают терригенные континентальные отложения. В разрезе присутствуют многочисленные пласты угля, прослой базальтов. Морские мелководные прибрежные фации образуют редкие относительно маломощные горизонты. Нижний этаж разбит сериями сбросов на блоки, ступенчато погружающиеся к средней части бассейна. У разрывов слой нижнего этажа образуют довольно крутые складки.

Верхний этаж залегает на размытой, неровной поверхности нижнего этажа и сформирован терригенно-карбонатными морскими отло-

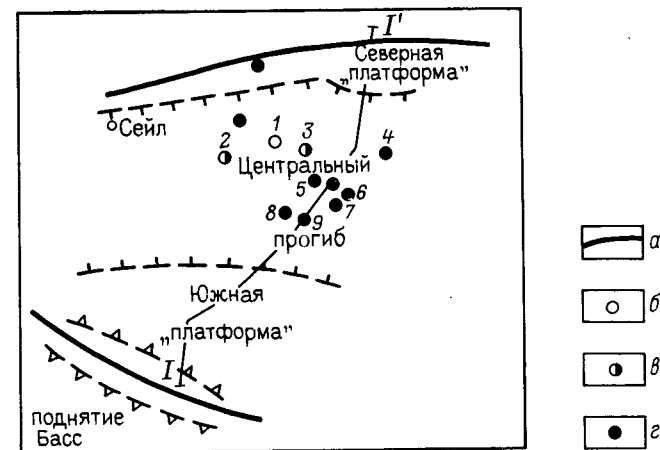


Рис. 144. Схема строения и разрез НГБ Гипсленд:

а — граница бассейна; месторождения: б — газовые, в — нефтегазовые, г — нефтяные. Месторождения: 1 — Снаппер; 2 — Барракута; 3 — Марлин; 4 — Флаундер; 5 — Фортезско; 6 — Халибут; 7 — Кобия и Макрель; 8 — Вест-Кингфиш; 9 — Кингфиш

жениями олигоцена — антропогена (2,2 км). Верхний этаж развит на всей площади бассейна и почти не затронут разрывами. Образующие его слои залегают в общем более полого, чем пласты нижнего этажа, с максимальной мощностью в средней части бассейна. Локальные поднятия в верхнем этаже являются отраженными складками или складками облекания выступов погребенной размытой поверхности нижнего этажа.

Общая мощность отложений, формирующих бассейн, возрастает от его границ к средней части, где она, видимо, превышает 8 км.

НГБ Гипсленд, структурно представленный синеклизой и подстилающим ее грабеном, относится к вертикально-составным бассейнам. В нем выявлено более 20 нефтяных и газовых месторождений. Одно очень небольшое месторождение Лейкс-Энтранс (нефтяное) расположено на Северной «платформе», остальные — в Центральном прогибе, где они в структурном отношении объединяются в две группы. Месторождения одной из них приурочены к брахиантиклиналям. Таковы,

например, месторождения нефтегазовое Барракута и газовое Снаппэр. Основные залежи месторождения этой группы заключены в песчаных породах эоцена под поверхностью несогласия с верхним структурным этажом в сводовых ловушках, осложненных разрывом. На месторождении Барракута ниже основной газовой залежи содержится еще нефтяная — также в песчаниках эоцена в сводовой ловушке.

Месторождения второй группы приурочены к погребенным возвышенностям палеорельефа. Основные залежи расположены непосредственно под поверхностью несогласия, разделяющей нижний и верхний структурные этажи. Ловушками служат эрозионные выступы, сформированные песчаными коллекторами эоцена, несогласно перекрытыми аргиллитами олигоценного возраста. К этой группе принадлежат наиболее значительные месторождения бассейна — крупнейшие нефтяное Кингфиш и нефтегазовое Марлин, а также крупное нефтяное Халибут.

Запасы месторождений Кингфиш и Халибут составляли соответственно 150 млн. и 70 млн. т нефти, запасы нефтегазового месторождения Марлин — 100 млрд. м³ газа и 27 млн. т нефти.

Глубина залежей нефти и газа 1000—2600 м.

§ 6. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРОВИНЦИЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНЫХ И ЗАПАДНЫХ ПЕРИКОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ВПАДИН

Нефтегазоносный бассейн Бонапарт-Галф-Броуз

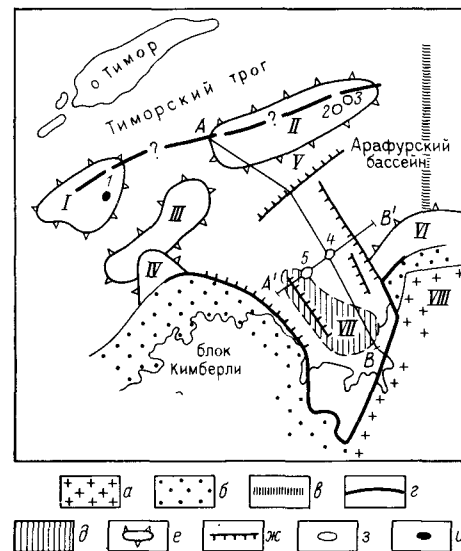
НГБ Бонапарт-Галф-Броуз в основном покрыт водами Тиморского моря. На суше находится лишь очень небольшая его юго-восточная окраина, на побережье зал. Жозеф-Бонапарт. В этой части бассейн ограничен протерозойскими складчатыми сооружениями. На северо-востоке и юго-западе он имеет общие подводные границы с бассейнами Арафурским и Кэннинг (рис. 145). В связи со слабой изученностью Тиморского шельфа эти границы проводятся условно. На северо-востоке предполагается подводное продолжение структурной террасы Батерст-Мелвилл (острова) на северо-запад через прилегающую группу банок и отмелей (Гудрич, Пэрри и др.), юго-западная граница намечается от выступа фундамента Левек (мыс) на северо-запад через поднятия Скотт-риф и Серингапатам-Риф Тиморского моря.

Северо-западная граница проводится в пределах континентального склона по внешним окраинам поднятий краевых плато шельфа Сахул, Эшмор-Сахул, Серингапатам-Риф. Северо-западнее находится Тиморский глубоководный желоб.

Бассейн отчетливо делится на две части: северо-восточную, или Бонапарт-Галф, заключенную между выступом древней платформы — блоком Кимберли и массивом Пайн-Крик (п-ов Арнемленд), и юго-западную, или Броуз, расположенную на северо-западном склоне блока

Рис. 145. НГБ Бонапарт-Галф-Броуз:

а — докембрийская складчатость; б — аконсервационная зона; границы бассейна: в — со смежными бассейнами, г — с внебассейновыми пространствами; д — область установленного распространения соляных куполов; е — поднятия; ж — основные разрывы; месторождения: з — газовые и газоконденсатные, и — нефтяные.
Структурные элементы. Поднятия: I — Эшмор-Сахул, II — Сахул, III — Норт-Ист-Лондондерри, IV — Лондондерри; V — грабен Малита; VI — структурная терраса Батерст-Мелвилл; VII — грабен Петрел; VIII — выступ фундамента Пайн-Крик.
Месторождения: 1 — Пуффин; 2 — Трубатур; 3 — Санрайз; 4 — Петрел; 5 — Терн



Кимберли. Для броузской части бассейна характерна большая мощность кайнозойских карбонатно-терригенных отложений (до 3 км), отсутствующих в северо-восточной части (Бонапарт-Галф). Мощность мезозойских и пермских терригенных пород в пределах юго-западной части бассейна около 8 км, в северо-восточной — не более 4500 м. Однако в последней установлены каменноугольные, девонские и силурийские карбонатно-терригенные отложения мощностью более 2300 м, заключающие в породах каменноугольного возраста рифогенные образования, а в силур-девонских — соляные толщи. Здесь же известны ордовикские и кембрийские карбонатно-терригенные отложения мощностью около 1200 м. В броузской части бассейна палеозойские отложения не изучены.

Для структуры всего бассейна характерно двухэтажное строение. Нижний этаж образован палеозойскими, триасовыми и среднеюрскими отложениями, заполняющими грабены. Верхний этаж сложен кайнозойскими (Броуз), меловыми и верхнеюрскими породами. В части бассейна Бонапарт-Галф известны два грабена — Петрел и Малита. Грабен Петрел вытянут в северо-западном направлении и состоит из серии блоков, ступенчато погружающихся по разрывам к центру грабена (рис. 146).

Северо-западным продолжением грабена Петрел служит узкий прогиб между возникшим в конце среднеюрского времени поднятиями Норт-Ист-Лондондерри и Сахул. В это же время образовался грабен Малита, протягивающийся в северо-восточном направлении между грабеном Петрел более древнего заложения и поднятием Сахул. В прогибе Петрел установлены многочисленные соляные диапиры.

В НГБ Бонапарт-Галф-Броуз открыты газовые месторождения Пет-

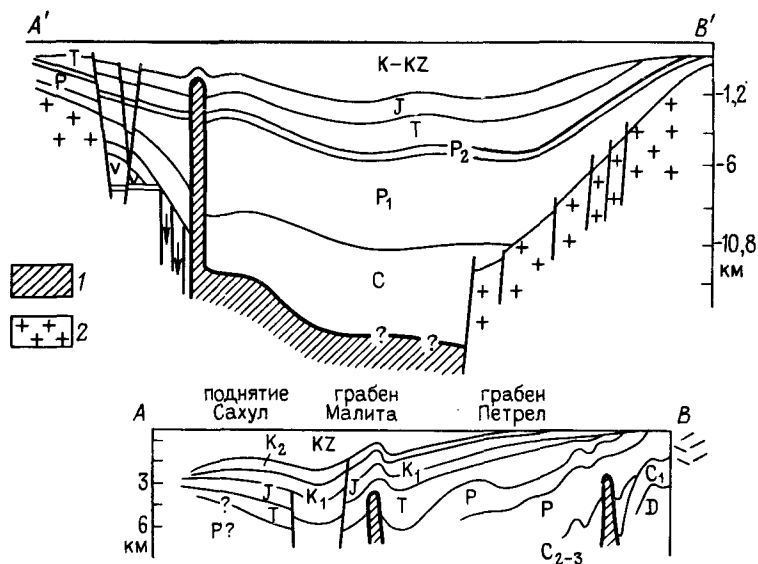


Рис. 146. Схематические геологические разрезы НГБ Бонапарт-Галф-Броуз (см. рис. 145).

1 — соль; 2 — фундамент

рел и Терн в грабене Петрел, газоконденсатные месторождения Трубадур и Санрайз на поднятии Сахул, нефтяное Пуффин на поднятии Эшмор-Сахул, газовое на поднятии Скотт-Риф. Все они приурочены к пологим брахиантиклиналям. На месторождениях Петрел и Терн продуктивны пермские песчаники, на месторождениях Пуффин и Трубадур — песчаники соответственно позднемелового и среднеюрского возраста, на месторождении Скотт-Риф песчаники юры и триаса.

Месторождение Скотт-Риф открыто в 1971 г. под современным рифовым сооружением, расположенным на пологом склоне плато Скотт-Риф на протяженном валу. Последний представляет собой структуру облекания, образованную отложениями верхней юры — кайнозоя и возникшую над узким ступенчатым горстом, формирование которого завершилось к началу позднеюрского времени. Месторождение включает крупные газовые залежи в осложненном разрывом выступе, а также в сводовых ловушках структуры облекания этого выступа. В нижней ловушке продуктивны песчаные и карбонатные породы верхнего триаса, а в расположенных выше ловушках — песчаники ранне-среднеюрского возраста. Все четыре залежи месторождения находятся в интервале глубин 4294—4387 м.

Нефтегазоносный бассейн Северный Карнарвон

НГБ Северный Карнарвон почти полностью располагается под водами Индийского океана и разделяется на ряд относительно подня-

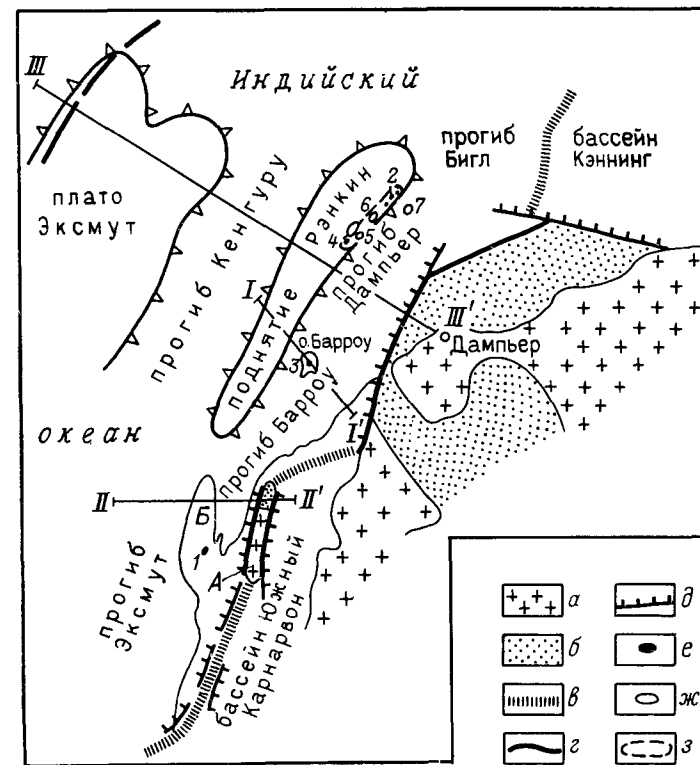


Рис. 147. НГБ Северный Карнарвон:

а — докембрийская складчатость; б — аконсервационная зона; границы бассейнов: в — со смежными бассейнами, г — с внебассейновыми пространствами; д — разломы; месторождения: е — нефтяные и газонефтяные, ж — газовые; з — зоны нефтегазоаккумуляции. Структурные элементы: А — горст Яри; Б — поднятие Кейп-Рэндж. Месторождения: 1 — Раф-Рэндж; 2 — Иглаук; 3 — Барроу; 4 — Ранкин; 5 — Гудвин; 6 — Норт-Рэнкин; 7 — Энджел

тых и погруженных элементов. В его юго-восточной части с юго-запада на северо-восток выделяются прогибы Эксмут, Барроу, Дампьер и Бигл с глубиной залегания фундамента в первых трех до 15 км. Эти прогибы разделены поперечными поднятиями с менее мощным осадочным чехлом. В северо-западном направлении от прогибов Барроу и Дампьер последовательно располагаются поднятия Ранкин, прогиб Кенгуру и плато Эксмут. Эти три элемента протягиваются параллельно друг другу с юго-запада на северо-восток (рис. 147). Поднятие Ранкин сформировано отложениями верхней юры — кайнозоя, несогласно перекрывающими сложный горст, образованный породами пермского — среднеюрского возраста (рис. 148).

На северо-востоке и юго-западе бассейн имеет общие границы с бассейнами Кэннинг и Южный Карнарвон. С первым граница проходит по подводному погребенному валообразному поднятию Норт-Терл.

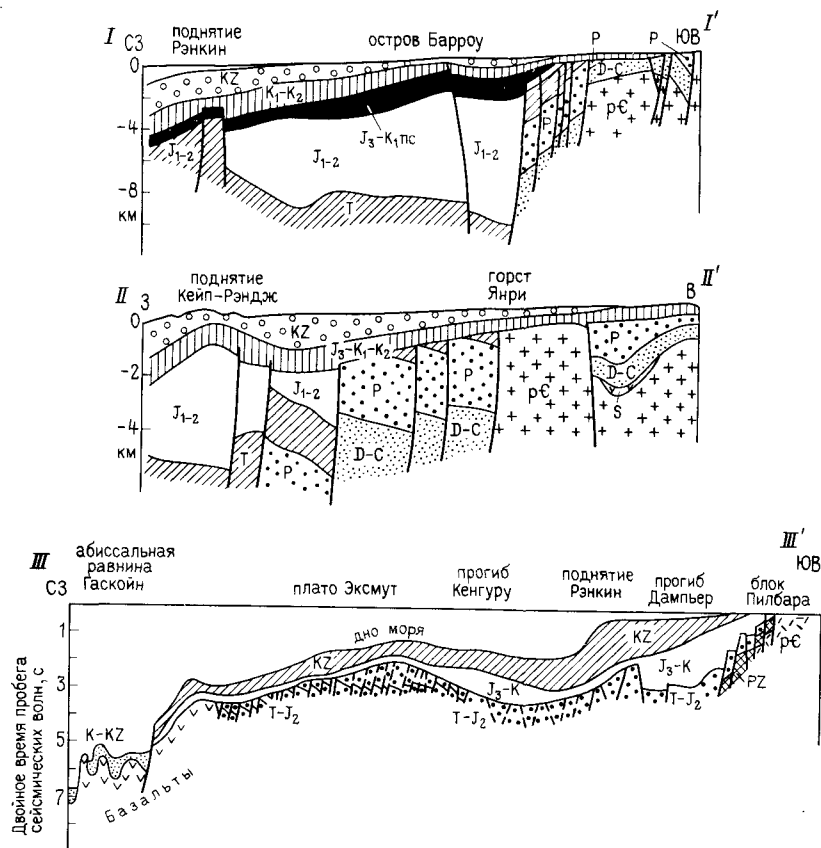


Рис. 148. Схематические поперечные геологические разрезы прогибов Барроу и Эксмут и временной сейсмогеологический разрез центральной части НГБ Северный Карнарвон (см. рис. 147).

Граница с бассейном Южный Карнарвон на севере идет по поперечному субширотному поднятию, затем, круто поворачивая на юго-юго-запад, по узкой зоне горстов, в северной части которой находится выступ фундамента Яри, и далее следует в широтном направлении под водами Индийского океана к плато Уоллаби. С юго-востока бассейн ограничен аконсервационной зоной, развитой на подводном продолжении архейской глыбы Пилбара. Северная и западная границы предположительно протягиваются от плато Эксмут по верхней части континентального склона.

НГБ Северный Карнарвон слагается мощной толщей фанерозоя. В максимально погруженной части бассейна (юг) общая ее мощность свыше 13 км, в том числе на долю карбонатно-терригенных отложений палеозойского возраста приходится свыше 8,5 км. В палеозойских по-

родах установлена большая мощность пермских (более 4 км) и нижне-палеозойских (2 км) терригенных образований. Мощность юрских угленосных терригенных пород 3,5 км при общей мощности отложений мезозоя более 4 км. В кайнозойских отложениях мощностью около 800 м миоцен-олигоценовые породы (400 м) образованы рифовыми известняками. На севере (прогиб Дампьер) резко увеличивается мощность кайнозойских (более 1500 м) и мезозойских (до 7800 м) отложений, но уменьшается мощность палеозойских пород (до 2 км).

Все охарактеризованные выше отложения отчетливо разделяются на два структурных этажа. Возрастной объем этих этажей устанавливается разными исследователями неодинаково. Одни относят к нижнему этажу породы палеозойского — юрского возраста, к верхнему — все более молодые отложения; другие включают верхнеюрские породы в состав верхнего этажа.

Нижний этаж в НГБ Северный Карнарвон разбит многочисленными разрывами на блоки, поднятые или погруженные относительно друг друга. Верхний этаж, за исключением отдельных участков, затронут разрывами незначительно. Слои этого этажа в общем залегают очень полого, местами образуя складки облекания поднятых блоков нижнего этажа и отраженные складки, возникшие вследствие подвижек этих блоков.

На юго-восточной окраине поднятия Рэнкин открыт ряд месторождений, приуроченных к погребенным горстам и структурам облекания этих горстов. Поверхность последних осложнена размывом. Эти месторождения составляют единую узкую зону нефтегазоаккумуляции Рэнкин, структурно выраженную системой горстов северо-восточного простирания.

Месторождения зоны Рэнкин заключают залежи в ловушках двух основных видов: в осложненных размывом выступях, возникших по ограничивающим их сбросам и приуроченных к погребенным поднятым блокам; в сводовых ловушках — в структурах облекания этих блоков. В ловушках первого вида содержатся наиболее крупные, в основном конденсатногазовые залежи в речных и дельтовых песчаниках верхнего триаса — нижней юры на глубине около 3 км. В сводовых ловушках, расположенных на глубине 2,4—2,5 км, коллекторами служат верхнеюрские песчаники, заключающие главным образом нефтяные залежи. В зоне Рэнкин выделяются крупнейшие конденсатногазовые месторождения Норт-Рэнкин и Гудвин (150 и 140 млрд. м³).

Аналогично месторождениям зоны Рэнкин построено крупное месторождение Энджел, расположенное в северо-восточной части бассейна в прогибе Дампьер, с залежью газоконденсата в верхнеюрских песчаниках.

В прогибе Барроу на одноименном острове открыто среднее по запасам газоконденсатнонефтяное месторождение Барроу. Оно представлено пологой платформенной брахантиклиналью, у которой наклон крыльев несколько возрастает с глубиной. Здесь разведаны нефтяные залежи в нижнемеловых и верхнеюрских песчаниках на глубине

до 2 км, конденсатногазовые — в песчаниках средней юры на глубине около 3,5 км, а еще глубже — одна (или несколько) газовых залежей в песчаных горизонтах среднеюрского возраста. Все залежи находятся в сводовых ловушках.

На поднятии Кейп-Рэндж обнаружено нефтяное месторождение Раф-Рэндж, приуроченное к приазрывной складке. Залежь в нижне-меловых песчаниках оказалась очень незначительной.

В НГБ Северный Карнарвон отчетливо выделяются этажи: газонефтеносный до глубин 2—2,5 км; преимущественно с залежами газоконденсата на глубине 3—3,5 км; нижний газоносный, первые залежи которого выявлены на месторождении Барроу. В бассейне разведаны крупные запасы газа и газоконденсата. Наряду с бассейном Бонапарт-Галф-Броуз он относится к наиболее перспективным для поисков нефти и газа в Австралии.

Нефтегазоносный бассейн Перт

НГБ Перт занимает узкую западную окраину на юге Австралийского континента и распространяется в пределы смежной области шельфа. Он приурочен к платформе с архейским фундаментом. Бассейн разбит сбросами меридионального и субмеридионального простирания на блоки. Над участками сочленения блоков фундамента в осадочном чехле развиты приазрывные, иногда крутые складки.

Бассейн Перт на востоке отделяется от архейского Западно-Австралийского щита (блока Йорк-Калгурли) разломом Дарлинг. Граница с бассейном Южный Карнарвон проходит по валу Тертл-Доув на юго-востоке, далее, круто изменяя направление на северное, — по оси поднятого блока Бигл-Ридж к выступу фундамента Нортхэмптон, а затем следует в восток-юго-восточном направлении по погруженному продолжению этого выступа (рис. 149). Западная граница бассейна предположительно проводится в пределах плато Натуралист и севернее — по верхней части континентального склона.

В разрезе бассейна выделяются два крупных комплекса — кайнозойско-мезозойский с максимальной мощностью 5700 м и палеозойский мощностью до 5600 м, разделенные резким угловым несогласием. Верхний комплекс преимущественно терригенный с прослоями известняков в антропогене и верхнем мелу и угленосными пластами в нижней юре. Кайнозойские отложения (мощность свыше 1100 м) отделены от меловых (1870 м) перерывом. Нижний комплекс сложен породами пермского, силурийского и ордовикского возраста. Нижнепалеозойские отложения состоят из песчаников, алевролитов и конгломератов мощностью до 3 км. Пермская система образована в основном терригенными породами с редкими прослоями известняков, угленосных и гипсоносных пластов в нижнем отделе.

На востоке бассейна обособляются прогибы — на севере протяженный узкий Дэндараган и на юге — меньших размеров Банбюри. Небольшой вал Гарвей ограничивает на западе впадину Вламинг.

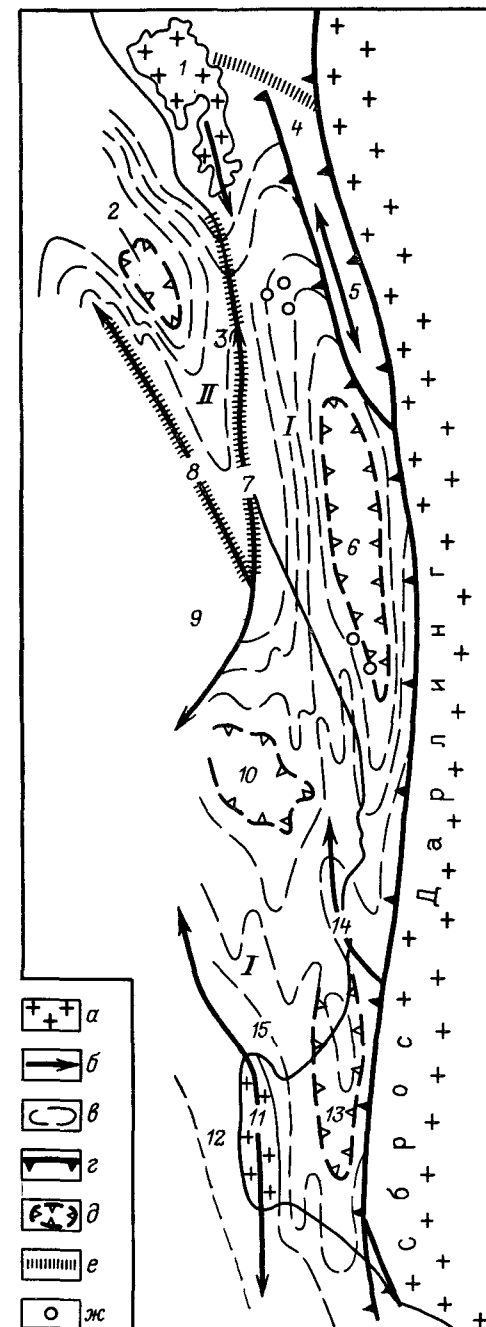
Рис. 149. НГБ Перт (I) и южная часть ВНГБ Южный Карнарвон (II):

а — выступы кристаллического фундамента; б — шарниры выступов фундамента; в — условные изогипсы поверхности фундамента; г — сбросы; д — прогибы; е — границы бассейнов; ж — газовые месторождения. Структурные элементы: 1 — блок Нортхэмптон; 2 — прогиб Эбролхос; 3 — структурное седло Донгара; 4 — сброс Урэлла; 5 — поднятие Муллинджара; 6 — прогиб Дэндараган; 7 — блок Бигл-Ридж; 8 — вал Тертл-Доув; 9 — блок о-ва Эдвард; 10 — впадина Вламинг; 11 — блок Лювинг; 12 — структурный шельф Яллинган; 13 — прогиб Банбюри; 14 — вал Гарвей; 15 — структурный шельф Уосс

Большинство открытых месторождений бассейна располагаются на западном борту прогиба Дэндараган. Это месторождения преимущественно пологих брахантиклиналей, рассеченных разрывами. Таково, в частности, строение среднего по запасам газового месторождения Донгара, наиболее значительного в бассейне.

Все выявленные месторождения с залежами в песчаниках нижней перми, нижнего триаса и юры заключены в сводовых ловушках, разбитых на блоки. Основным газоносным горизонтом служат базальные песчаники триаса. На месторождении Мондарра залежь газа заключена в песчаном баре нижнего триаса.

Всего в бассейне выявлено два нефтяных и восемь газовых месторождений с глубиной залежей до 4100 м.



Западно-Новозеландский нефтегазоносный бассейн

В Западно-Новозеландском НГБ заключены практически все выявленные к настоящему времени сравнительно небольшие запасы нефти и газа Новой Зеландии.

В формировании бассейна участвуют отложения верхнего мела — плейстоцена. Разрез верхнего мела — неогена складывается песчаниками, аргиллитами, алевролитами и редкими карбонатными прослоями. В толщах палеогена и неогена отмечаются многочисленные угольные пласты. Плейстоцен представлен чередующимися пачками песчаников и глин. Меловые породы характеризуются прерывистым распространением.

Фундамент восточной окраины бассейна складывается метаморфическими прорванными интрузиями породами триасового — юрского возраста. На плато Челленджер фундамент бассейна допозднемеловой, предположительно палеозойский.

В резко преобладающей подводной части бассейна границы его проводятся в известной степени условно. Обрамлением бассейна на востоке служит Новозеландская складчатая зона, на юго-западе — плато Челленджер.

Развитые в бассейне осадочные отложения на крайнем юго-востоке и северо-востоке смяты в линейные складки, осложненные разрывами, в остальной его части дислоцированы значительно слабее.

Наиболее изучена центральная, широтная, область бассейна, где с запада на восток выделяются плато Челленджер, сложно построенный грабен Таранак и прогиб Вангануи. В первом из них мощность верхнемелового — антропогенового (главным образом миоценового) осадочного чехла возрастает на юго-восток до 5 км. Мелководные отложения верхнего мела отмечаются в изолированных грабенах, возникших по сбросам, проникающим в разрез палеогена.

В сложном грабене Таранак мощность осадочных пород верхнемелового — эоценового и миоценового — антропогенового возраста увеличивается в восточном направлении до 8 км, главным образом за счет отложений миоценового комплекса.

Грабен Таранак отделен от плато Челленджер зоной сбросов Кейп-Эгмонт, а от прогиба Вангануи — узким протяженным горстом Патеа-Тонгапоруту. Западная граница последнего выражена зоной сбросов Таранак. На плато Челленджер и в грабене Таранак слои осадочного чехла характеризуются в общем пологим моноклинальным залеганием, осложненным иногда крутыми приразломными и надразломными складками субмеридионального простирания. Прогиб Вангануи представляет собой впадину синклинального строения с пологими бортами, нарушенными сбросами, у которых сформировались приразрывные складки.

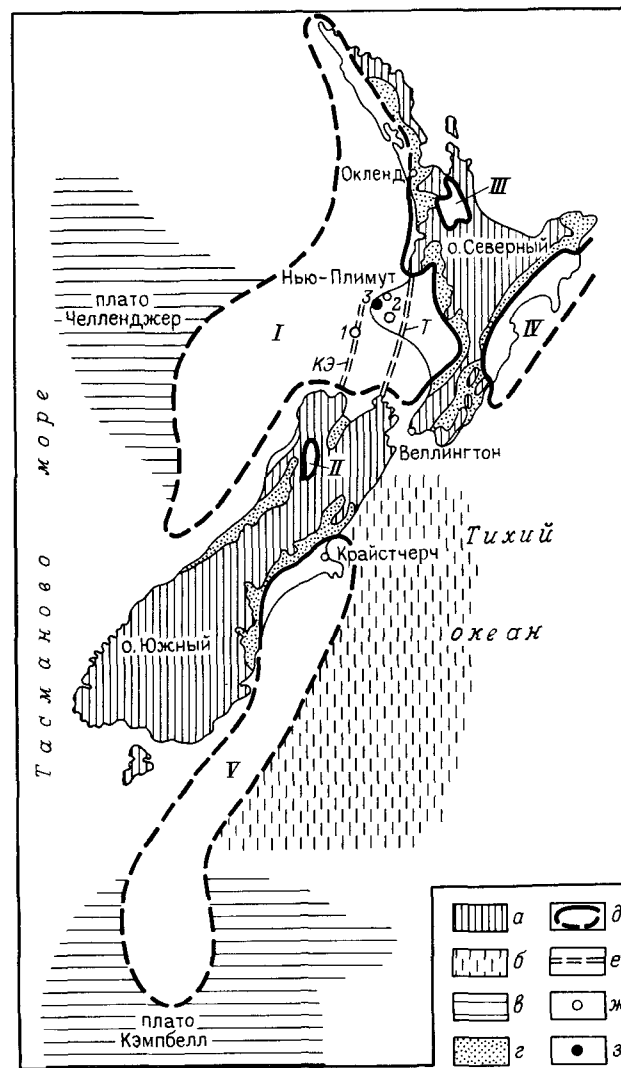


Рис. 150. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов Новой Зеландии:
а — кайнозойская складчатость; б — современная геосинклинальная зона; в — подводные плато; г — аконсервационная зона; д — границы бассейнов; е — зоны сбросов (КЭ — Кейп-Эгмонт, Т — Таранак); месторождения: ж — конденсатногазовые, з — газонефтяные.
I — Западно-Новозеландский НГБ; ВНГБ; II — Мурчисон, III — Вайкато, IV — Восточный Прибрежный (Ист-Кост), V — Кентербюри.
Месторождения: 1 — Мауи; 2 — Капуни; 3 — Мотуроа

Мощность осадочного чехла — олигоценовые, миоценовые (главным образом) и маломощные плиоценовые отложения — достигает 5 км.

Западно-Новозеландский НГБ относится к типу простых латерально-гетерогенных бассейнов (рис. 150). Месторождения открыты в

центральной части бассейна. Два конденсатногазовых месторождения приурочены к крутым приразрывным складкам: среднее по запасам месторождение Капуни располагается в грабене Таранаки у разрыва Манаиа, крупнейшее месторождение Мауи находится под водами Тасманова моря в зоне сбросов Кейп-Эгмонт. Оба месторождения содержат залежи в сводовых ловушках. На месторождении Мауи продуктивны два песчаных горизонта эоцена на глубине 2,9—3,5 км, а на месторождении Капуни — песчаники эоцена и олигоцена в интервале 3,1—3,7 км.

Добыча нефти и газа в бассейне ведется с 1865 г., когда около г. Нью-Плимут по поверхностным выходам нефти было открыто газонефтяное месторождение Мотуроа, приуроченное к куполовидному поднятию, заключающему сводовые ловушки. Продуктивные горизонты — песчаники миоцена — залегают на глубине 20—700 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в мире выявлено более 200 нефтегазоносных бассейнов. По мере расширения фронта поисковых работ количество таких бассейнов будет возрастать за счет обнаружения промышленных скоплений нефти и газа в бассейнах, которые пока оцениваются в качестве потенциально или возможно нефтегазоносных и составляют не менее 250. Соответственно общее количество новых месторождений должно превысить количество уже открытых. Однако открытые месторождения позволяют установить основные закономерности их пространственного размещения, так как вряд ли в новых бассейнах возможны принципиально иные условия распространения нефтегазоносности.

Основное свойство нефтегазоносности осадочной оболочки Земли — ее неоднородность (гетерогенность) на различных уровнях. Эта неоднородность проявляется в разнообразии типов бассейнов, зон нефтегазонакопления, месторождений, залежей, типов коллекторов, фазовых состояний скоплений углеводородов и распределения запасов, что делает весьма трудным создание единой модели нефтегазоносного бассейна, а также в целом нефтегазоносности осадочной оболочки Земли. Однако статистический анализ позволяет выделить некоторые закономерности в размещении нефтегазоносных бассейнов и месторождений, имеющие теоретический и практический интерес.

1. Распределение нефтегазоносных бассейнов в пределах платформ, эпиплатформенных орогенов и элементов бассейнов с платформенным режимом развития контролируется мощностью осадочных отложений, а в эпигеосинклинальных областях — прежде всего степенью метаморфизма пород и насыщенностью их интрузиями.

2. В пределах отдельных материков размещение бассейнов различных генетических типов определяется соотношением площадей раз-

вития платформенных областей (плит), рифтовых зон, континентальных склонов, складчато-глыбовых сооружений разного происхождения. Наибольшая плотность размещения бассейнов свойственна платформенным областям, периконтинентальным впадинам и эпиплатформенным орогенам, наименьшая — эпигеосинклинальным складчатым областям.

3. Размещение месторождений нефти и газа определяется плотностью размещения структур, прежде всего локальных поднятий, и их способностью группироваться в структурные зоны. Наибольшая плотность размещения антиклинальных структур и их группирование в зоны свойственны внутригеосинклинальным синклиориям, краевым частям складчатых областей, активным окраинам материков, а также грабенам и пассивным окраинам материков. Наименьшая плотность размещения антиклинальных структур месторождений характерна для пологих элементарных синеклиз (Парижский, Мичиганский бассейны), в которых обычно развиты скрытые структуры литологического ограничения типа погребенных баров, русел рек, заливов, зон выклинивания, а также рифов.

4. В бассейнах платформенных областей максимальная плотность размещения структур месторождений характерна для структурно расчлененных синеклиз, т. е. осложненных впадинами, поднятиями (Пермский, Алжиро-Ливийский бассейны), а также флексурами, с которыми связываются зоны-тренды (бассейн Мексиканского залива).

5. В бассейнах платформенных областей и элементах бассейнов с платформенным режимом развития месторождения известны лишь примерно в 1/3 имеющихся локальных структур, в бассейнах синклиориев и складчатых бортов пограничных бассейнов месторождения открыты в более чем половине известных антиклиналей.

6. Складчатые борта пограничных бассейнов и синклиориев являются местом развития преимущественно нефтяных месторождений (на больших глубинах — конденсатногазовых), платформенные склоны пограничных бассейнов — преимущественно газовых месторождений, если склоны не сильно нарушены разрывами, которые обуславливают преимущественное развитие тектонически экранированных ловушек (бассейн Ориноко). Для последних не характерны газовые залежи.

7. Межбассейновые поднятия являются местом преимущественного развития газовых месторождений.

8. Разломы платформенных областей, пересекающие в целом бассейны, являются местом концентрации локальных поднятий (приразломных). Однако, как правило, месторождения нефти при этом имеют небольшие запасы часто при большом стратиграфическом (или по мощности) объеме нефтегазоносности. Большие запасы нефти сконцентрированы обычно в структурах, расположенных между разломами.

9. В вертикальном распределении скоплений нефти и газа в бассейнах с большой мощностью отложений наблюдается смена сверху вниз скоплений: газовые — нефтяные (газонефтяные, нефтегазовые) — конденсатногазовые — чисто газовые, если в разрезе нет соляных толщ общеконтинентального распространения. Последние обуславливают раз-

витие в подсолевых отложениях конденсатногазовых и газовых скоплений, а в надсолевых — обычно нефтяных.

10. Основные запасы нефти зарубежных стран (свыше 80%) сосредоточены в шести бассейнах: Персидского залива (платформенный склон), Мексиканского залива, Восточноприсредиземноморском, Алжиро-Ливийском, Гвинейского залива, Маракайбском, т. е. в бассейнах с платформенным онтогенезом нефти.

Из общего числа выявленных за рубежом нефтяных и газовых месторождений (45 112) основные запасы нефти (70%) сконцентрированы в 300 месторождениях с запасами нефти в каждом от 30 млн. до 10 млрд. т, а газа (80%) — в 130 месторождениях с запасами от 30 млрд. до 8 трлн. м³. Большая часть таких месторождений нефти и газа находится в перечисленных выше бассейнах.

11. Максимальное количество нефти (пластовые запасы), обнаруженное в месторождении, составляет 30 млрд. т (месторождение Гхавар), в то время как запасы перерожденной нефти (битумы) измеряются сотнями миллиардов тонн (месторождения Атабаска, Ориноко). Максимальные запасы газа в месторождении составляют 8 трлн. м³.

В перечень основных закономерностей не включены такие параметры, определяющие размещение месторождений, как время образования структурных форм месторождений, объем пород, слагающих бассейны, скорость накопления осадков, соотношение коллекторских и нефтематеринских толщ, степень превращенности рассеянного органического вещества в объеме пород бассейна и другие генетические показатели, анализ которых не входил в задачу учебника.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Теоретические основы нефтегеологического районирования материков. Типы НГБ и нефтегазогеологических провинций. Классификация НГБ.

2. Ареалы зон и зоны нефтегазонакопления различных типов НГБ.

3. Типы нефтегазогеологических провинций и НГБ Северной Америки.

4. Типы нефтегазогеологических провинций и НГБ Южной Америки.

5. Типы нефтегазогеологических провинций и НГБ Африки.

6. Типы нефтегазогеологических провинций и НГБ зарубежной Азии.

7. Типы нефтегазогеологических провинций и НГБ Австралии.

8. Особенности геологического строения и нефтегазоносность НГБ синеклиз Северной Америки.

9. Особенности строения и нефтегазоносность пограничных НГБ Северной Америки.

10. Особенности строения и нефтегазоносность пограничных НГБ Южной Америки.

11. Особенности строения и нефтегазоносность пограничных НГБ зарубежной Европы.

12. Особенности строения и нефтегазоносность пограничных НГБ Африки, Южной Азии и Австралии.

13. Особенности строения и нефтегазоносность периконтинентальных НГБ Северной и Южной Америки.

14. Особенности строения и нефтегазоносность НГБ Африки и Южной Азии.

15. Особенности строения и нефтегазоносность НГБ срединных массивов Южной Америки и зарубежной Европы.

16. Особенности строения и нефтегазоносность НГБ внутриматериковых грабенов зарубежной Европы и Африки.

17. Особенности строения и нефтегазоносность вертикально-гетерогенных НГБ Северной Америки, Южной Америки и зарубежной Европы.

18. Особенности строения и нефтегазоносность НГБ синклинориев Северной Америки.

19. Особенности строения и нефтегазоносность НГБ синклинориев Юго-Восточной Азии и Океании.

20. Особенности строения и нефтегазоносность НГБ эпиматерикового орогена Скалистых гор США.

21. Особенности строения и нефтегазоносность НГБ Центральной Азии.

22. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Западного Внутреннего НГБ США.

23. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Пермского НГБ.

24. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Преаппалачского НГБ.

25. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Западно-Канадского НГБ.

26. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений НГБ Мексиканского залива.

27. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений НГБ Свердруп.

28. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Оринокского НГБ.

29. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений НГБ Маракайбо.

30. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Центральнопреаппалачского НГБ.

31. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Алжиро-Ливийского НГБ.

32. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Восточно-Присредиземноморского НГБ.

33. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений НГБ Гвинейского залива.

34. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Кванза-Камерунского НГБ.

35. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений НГБ Персидского залива.

36. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Северо-Китайского (Бохайвань-Кайфынского) НГБ.

37. Основы геологического строения и закономерности размещения месторождений Калимантан-Сулавесского НГБ.

38. НГБ с месторождениями солянокупольных структур.

39. НГБ с месторождениями рифовых массивов.

40. Крупнейшие и гигантские месторождения нефти и газа: распространение, структурные формы и возраст продуктивных толщ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Высоцкий И. В., Оленин В. Б., Высоцкий В. И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран.— М.: Недра, 1981.

2. *Нефтегазоносные бассейны социалистических стран Европы и республики Кубы.*— М.: Изд. Секретариата СЭВ, 1981.

3. *Несмеянов Д. В., Высоцкий В. И.* Месторождения нефти и газа развивающихся стран.— М.: Изд. УДН, 1988.

4. *Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран.* В 2-х кн.— М.: Недра, 1976.

5. *Бакиров А. А., Варенцев М. И., Бакиров Э. А.* Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран.— М.: Недра, 1971.

6. *Бека К., Высоцкий И.* Геология нефти и газа.— М.: Недра, 1976.

7. *Буриштар М. С., Львов М. С.* География и геология нефти и газа СССР и зарубежных стран.— М.: Недра, 1979.

8. *Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник.*— М.: Недра, 1983.

9. *Нефтегазоносность Мирового океана.*— М.: Изд. Секретариата СЭВ, 1984.

УКАЗАТЕЛЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ, ПОТЕНЦИАЛЬНО И ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ (М)

Абкайк м 301
Агульяс (Южно-Капский) 263
Аденского залива 295
Адерклаа м 251
Адриатический 240
Аквитанский 226
Алжиро-Ливийский 268
Альтиплано-Пуно 128
Амаднес 370
Анклешвар м 337
Арагонский 175
Арафурский 370
Ассамский 342
Атабаска м 64
Атрато 128
Аюнский 260

Баия 158
Байкой-Цинтя м 210
Балтимор-Блейк 31
Барбадос-Тобаго 124
Барикева м 377
Баринас-Апуре 138
Барито 360
Барроу м 387
Басс 371
Белани м 283
Бенгальский 344
Бетел 30
Бигхорн 73
Бланко-Месаверде м 86
Блэк-Меса-Кейпаровиц 28
Богота 128
Боливар м 148
Большой Бурган м 302
Бомбей-Хай м 337
Бонапарт-Галф-Броуз 382
Бонайре-Карьяко 33
Бристольский 30
Боуэн-Сурат 372
Бури м 267

Валенсийский 202
Вайкато 372
Вогелкоп 361
Вентура-Санта-Барбара 92
Венский 247
Верхнеамазонский 140

Верхненильский 256, 259
Виктория 259
Внутренний Восточно-Австралийский 378
Волластон 27
Восточно-Атласский 256, 258
Восточно-Африканский 262
Восточно-Канадский 27
Восточно-Китайский (Желтоморский) 310
Восточно-Норвежскоморский 173
Восточный Прибрежный 372
Восточно-Присредиземноморский 275
Восточно-Яванский 353, 354

Гаити-Пуэрториканский 33
Гвинейского залива 283
Гемпширский 174
Гилмор м 380
Гипсленд 380
Грейт-Валли 96
Грин-Ривер 77
Гронинген м 189
Гуанси-Гуйчжоу 311
Гудао м 331
Гудзонова залива 27
Гавар м 301
Гуаякильский 151

Даммам м 301
Дантун 371
Дацин м 323
Дейли-Ривер 371
Денвер 70
Деште-Кевир 294
Джебель-Берга м 272
Джибисса м 302
Джири м 260
Джорджина 371
Джунгарский 318
Дзунбаинский 306
Дигбой м 343
Долины р. Св. Лаврентия 27
Дунтиху 311

Жэньцю м 332

Западно-Английский (Ливерпульский) 173

Западный Внутренний 39
Западно-Канадский 59
Западно-Марокканский (Дуккала-Сусский) 260
Западно-Новозеландский 390
Западно-Тельский 256, 258
Западно-Шетландско-Северо-Минчский 171, 173
Западно-Черноморский 175
Западно-Яванский 353, 354
Зарзайтин м 274

Игл-Плейн 29
Иллинойский 37, 38
Ил-Ривер 30
Индо-Ланкийский 313
Интизар «А» м 280
Инфантас м 156
Иравадийско-Андаманский 348
Ирианский 317
Ист-Тексас м 118
Кагаянский 317
Калахари 259
Калимантан-Сулавесский 358
Калифорнийского залива 30
Камбейский 335
Кампус 169
Карамай м 320
Кармополис м 168
Карпентария-Папуа 375
Кастильский 172
Карру 263
Кванза-Камерунский 286
Кейти м 119
Кельтский (Бристольский) 174
Кентербюри 372
Кирикири м 135
Киркук м 304
Кешула м 260
Кларенс-Мортон 370
Конго 259
Копер-Ривер 30
Корат-Тонлесапский 316
Кохат-Потварский 341
Красного моря 259
Крейзи-Бул-Маунтинс 65
Каука-Патия 128
Кук-Инлет (зал. Кука) 88
Куфра 259
Кэнинг 371

Лак м 228
Ла-Пас м 148
Ла-Риоха 129
Ла-Сира м 156
Лебу-Араука 129
Леоне-Либерийский 261
Лионский 172, 174
Лонг 30

Лонг-Бич м 92
Лос-Анджелес 89
Лофонтенский 171, 173
Лузитанский 172

Магелланова пролива 164
Маджунга 262
Маккензи 29
Маккензи-Бофорта 102
Малосса м 242
Маражо-Баррейриньяс 131
Макаэгуа 128
Мали-Нигерский 259
Маракайбский 146
Мараньяо 129
Матцен м 251
Межатласский 258
Меконгский 316
Марини м 370
Мексиканского залива 107
Мендоса 129, 156
Менамский 316
Ментавайский 316
Мерен м 286
Минас м 352
Минхэ 308
Мичиганский 33
Мозамбикский 262
Мобуто-Сесе-Секо 259
Морондава 262
Моря Баффина 27
Мурзук 259
Мурчисонский 372
Мэриборо 370

Намибийский 261
Неукен 160
Нижнемагдаленский 149
Нижнеиндский 338
Новошотландский 107
Норт-Мидл-Парк 29
Нортон 30
Ньяса 259
Нэлия 371

Окан м 286
Окованго 259
Орд 371
Ордосский (Шаньсийский) 327
Ориноцкий 132
Осорно 128
Отуэй 371
Оффисер 371

Палм-Валли м 371
Пампанга 317
Парадокс 84
Паранский 129
Парижский 196

Патагонский (Сан-Хорхе) 162
Панхэндл-Хьюготон м 43
Паннонский 233
Пелотас 131
Паудер-Ривер 67
Пембина м 62
Пермский 46
Перт 388
Пинар-Пиносский 32
Персидского залива 296
Пири-Торренс 371
Пири-Элсмир 31
Прадхо-Бей м 101
Предальпийский 223
Преаппалачский 55
Предкарпатско-Балканский 203
Преднансейский 317
Преднанышаньский 308
Прибрежно-Колумбийский 33
Прибрежно-Гвианский 131
Предрифско-Гвадалквивирский 175, 264
Прилабрадорский 27
Польда 371
Ратон 28
Регган 259
Рейнский 197
Ренмарк 371
Рио-Колорадо 131
Рио-Саладо 129
Родесса м 118
Ронский 172, 174
Руква 259

Салавери-Писко 128
Санта-Мария 95
Сантус 131
Сан-Хуан 86
Саравак-Палаванский 355
Сарир м 279
Свердруп 105
Сеара-Потигуар 166
Себу-Калимантанский 316
Северной Продольной долины 129
Северный Карнарвон 384
Северо-Аляскинский 99
Северо-Китайский (Бохайвань-Кайфын-ский) 329
Северо-Мальвинасский 131
Северо-Предкарпатский 219
Сейшельских островов 263
Сенегальский 261
Сент-Винсент 371
Сент-Элиас 30
Серамский 317
Середже м 294
Сержипи-Алагоас 167
Сериа м 357
Сиамский 347

Сиди-Рхалем м 260
Сидней 370
Сипио м 36
Скотт-Риф м 384
Солт-Крик м 69
Сонома-Оринда-Ливермор 30
Среднеамазонский 129
Среднеиндский 338
Среднемагдаленский 154
Суи м 340
Сунляо 320
Суэцкого залива 281
Сяньфань-(Суньфын) 310
Сычуаньский 332

Тайваньский 365
Такула м 293
Такуту 129
Тамцакско-Хайларский (Хинган-Мон-гольский) 306
Танганька 259
Таримский 323
Татарско-Япономорский 362
Таудени 259
Тиморский 316
Тиндуф 259
Титас м 346
Трансильванский 230
Тунисско-Сицилийский 265
Турфанский 306
Тушандзы м 319
Тюрингский 201

Уизо 371
Уиллистонский 51
Уилмингтон м 91
Уинд-Ривер 75
Уинта-Пайсенс 81
Укаяли-Маморе 142
Умм-Шайф 300
Унгава 27
Урхо 320

Фанг 316
Фахуд 300
Фессалийский 176
Фокс 27
Фрейзер 29
Фусиньский 310

Ханна-Ларами 80
Ханойский 311
Хасси-Месауд м 273
Хасси-Рмель м 272
Хаф-Мун-Салинас-Кайама 96
Хенгирен м 295
Хуан-де-Фука 30

Цайдамский 325
Центральноатласский 258
Центральноевропейский 176
Центральнокарпатский 244
Центральнопредандийский 144
Центральносуматринский 351

Чадский 256
Чжаошуйский 309
Чингу м 319
Чиконтелек м 122

Шабва 295
Шари 255
Шенли м 331
Шиюгоу м 335
Штокштадт м 200

Эгейский 175
Эльбурс м 294
Эмерод м 293
Эспириту-Санту 168

Южно-Мальвинасский 131
Южно-Кубинский 33
Южно-Суматринский 352
Южно-Тельский 256
Южно-Яванский 316
Южный Карнарвон 372
Юкла 371
Юкон-Плейн 30
Юта-Невадийский 29

Ябасе м 365
Яньху м 327
Яэрся м 309

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	3
Глава I. Нефтегеологическое районирование. И. В. Высоцкий	5
§ 1. Региональное районирование.....	6
§ 2. Зональное районирование.....	22
§ 3. Локальное районирование.....	23
Глава II. Северная и Центральная Америка	
§ 1. Тектоническое и нефтегеологическое районирование. В. Б. Оленин, И. В. Высоцкий.....	24
§ 2. Нефтегазогеологическая провинция плиты Мидленда и Великих Равнин. В. Б. Оленин.....	33
Мичиганский нефтегазоносный бассейн.....	33
Иллинойский нефтегазоносный бассейн.....	37
Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн.....	39
Пермский нефтегазоносный бассейн.....	46
Уиллистонский нефтегазоносный бассейн.....	51
§ 3. Аппалачская нефтегазогеологическая провинция предгорных и межгорных впадин. В. Б. Оленин.....	55
Предаппалачский нефтегазоносный бассейн.....	55
§ 4. Нефтегазогеологическая провинция западных краевых прогибов докембрийской платформы.....	59
Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн. В. Б. Оленин.....	59
Нефтегазоносный бассейн Крейзи-Бул-Маунтинс. И. В. Высоцкий.....	65
Нефтегазоносный бассейн Паудер-Ривер. И. В. Высоцкий.....	67
Нефтегазоносный бассейн Денвер. И. В. Высоцкий.....	70
§ 5. Нефтегазогеологическая провинция орогена Скалистых гор США. И. В. Высоцкий.....	73
Нефтегазоносный бассейн Бигхорн.....	73
Нефтегазоносный бассейн Уинд-Ривер.....	75
Нефтегазоносный бассейн Грин-Ривер.....	77
Нефтегазоносные бассейны Ханна-Ларами и Норт-Парк.....	80
Нефтегазоносный бассейн Уинта-Пайсенс.....	81
Нефтегазоносный бассейн Парадокс.....	84
Нефтегазоносный бассейн Сан-Хуан.....	86
§ 6. Краевая Притихоокеанская нефтегазогеологическая провинция. В. Б. Оленин.....	88
Нефтегазоносный бассейн Кук-Инлет (зал. Кука).....	88
Нефтегазоносный бассейн Лос-Анджелес.....	89
Нефтегазоносный бассейн Вентура-Санта-Барбара.....	92
Нефтегазоносный бассейн Санта-Мария.....	95
Нефтегазоносный бассейн Хаф-Мун-Салинас-Кайама.....	96
Нефтегазоносный бассейн Грейт-Валли.....	96
§ 7. Арктическая нефтегазогеологическая провинция.....	99
Северо-Аляскинский нефтегазоносный бассейн. И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин.....	99
Нефтегазоносный бассейн Маккензи-Бофорта. И. В. Высоцкий.....	102
Нефтегазоносный бассейн Свердруп. И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин.....	105
§ 8. Приатлантическая нефтегазогеологическая провинция.....	107
Новошотландский нефтегазоносный бассейн. В. Б. Оленин.....	107

Нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива. В. Б. Оленин, И. В. Высоцкий.....	107
§ 9. Антильско-Карибская нефтегазогеологическая провинция. И. В. Высоцкий.....	124
Нефтегазоносный бассейн Барбадос-Тобаго.....	124
Глава III. Южная Америка. И. В. Высоцкий	125
§ 1. Тектоническое и нефтегеологическое районирование.....	125
§ 2. Нефтегазогеологическая провинция краевых прогибов Бразильской платформы.....	132
Ориноцкий нефтегазоносный бассейн.....	132
Нефтегазоносный бассейн Баринас-Апуре.....	138
Верхнеамазонский нефтегазоносный бассейн.....	140
Нефтегазоносный бассейн Укаяли-Маморе.....	142
Центральнопредандийский нефтегазоносный бассейн.....	144
§ 3. Нефтегазогеологическая провинция андийских межгорных впадин. Маракайбский нефтегазоносный бассейн.....	146
Нижнемагдаленский (Картахенский) нефтегазоносный бассейн.....	149
Гуаякильский нефтегазоносный бассейн.....	151
Среднемагдаленский нефтегазоносный бассейн.....	154
§ 4. Нефтегазогеологическая провинция эпиплатформенного орогена Серра-Пампа Бразильской платформы.....	156
Нефтегазоносный бассейн Мендоса.....	156
§ 5. Нефтегазогеологическая провинция Бразильской платформы.....	158
Нефтегазоносный бассейн Баия.....	158
§ 6. Нефтегазогеологическая провинция Пампо-Патагонской плиты.....	160
Нефтегазоносный бассейн Неукен.....	160
Патагонский (Сан-Хорхе) нефтегазоносный бассейн.....	162
Нефтегазоносный бассейн Магелланова пролива.....	164
§ 7. Нефтегазогеологическая провинция восточных периконтинентальных прогибов Южной Америки.....	166
Нефтегазоносный бассейн Сеара-Потигуар.....	166
Нефтегазоносный бассейн Сержили-Алагоас.....	167
Нефтегазоносный бассейн Эспириту-Санту.....	168
Нефтегазоносный бассейн Кампус.....	169
Глава IV. Зарубежная Европа. И. В. Высоцкий	171
§ 1. Тектоническое и нефтегеологическое районирование.....	171
§ 2. Нефтегазогеологическая провинция Среднеевропейской и Восточно-Европейской докембрийских платформ.....	176
Центральноевропейский нефтегазоносный бассейн.....	176
§ 3. Нефтегазогеологическая провинция Западно-Европейской молодой платформы.....	196
Парижский нефтегазоносный бассейн.....	196
Рейнский нефтегазоносный бассейн.....	197
Тюрингский нефтегазоносный бассейн.....	201
Валенсийский нефтегазоносный бассейн.....	202
§ 4. Нефтегазогеологическая провинция предгорных прогибов альпийских горноскладчатых сооружений Южной Европы.....	203
Предкарпатско-Балканский нефтегазоносный бассейн.....	203
Северо-Предкарпатский нефтегазоносный бассейн.....	219
Предальпийский нефтегазоносный бассейн.....	223
Аквитанский нефтегазоносный бассейн.....	226
§ 5. Нефтегазогеологическая провинция межгорных впадин альпийской складчатости Южной Европы и Средиземноморья.....	230
Трансильванский газоносный бассейн.....	230
Паннонский нефтегазоносный бассейн.....	233
Адриатический нефтегазоносный бассейн.....	240
Центральнокарпатский нефтегазоносный бассейн.....	244
	403

Венский нефтегазоносный бассейн.....	247
Глава V. Африка. В. И. Высоцкий.....	252
§ 1. Тектоническое и нефтегеологическое районирование.....	252
§ 2. Тельско-Атласская нефтегазогеологическая провинция.....	264
Предрифско-Гвадалквивирский нефтегазоносный бассейн.....	264
Тунисско-Сицилийский нефтегазоносный бассейн.....	265
§ 3. Нефтегазогеологическая провинция докембрийской платформы.....	268
Алжиро-Ливийский нефтегазоносный бассейн.....	268
Восточно-Присредиземноморский нефтегазоносный бассейн.....	275
§ 4. Нефтегазогеологическая провинция рифтовой системы эпиплатформенного орогена Восточной Африки.....	281
Нефтегазоносный бассейн Суэцкого залива.....	281
§ 5. Нефтегазогеологическая провинция западных периконтинентальных прогибов Африканской платформы.....	283
Нефтегазоносный бассейн Гвинейского залива.....	283
Кванза-Камерунский нефтегазоносный бассейн.....	286
Глава VI. Ближний и Средний Восток. В. Б. Оленин, И. В. Высоцкий.....	294
§ 1. Тектоническое и нефтегеологическое районирование.....	294
Нефтегазоносный бассейн Персидского залива.....	296
Глава VII. Центральная, Восточная, Южная, Юго-Восточная Азия и Океания. И. В. Высоцкий.....	306
§ 1. Тектоническое и нефтегеологическое районирование.....	306
§ 2. Джунгарско-Гоби-Дунбейская нефтегазогеологическая провинция.....	318
Джунгарский нефтегазоносный бассейн.....	318
Нефтегазоносный бассейн Сунляо.....	320
§ 3. Китайско-Корейская нефтегазогеологическая провинция.....	323
Таримский нефтегазоносный бассейн.....	323
Цайдамский нефтегазоносный бассейн.....	325
Ордосский (Шаньсийский) нефтегазоносный бассейн.....	327
Северо-Китайский (Бохайвань-Кайфынский) нефтегазоносный бассейн.....	329
§ 4. Южно-Китайская нефтегазогеологическая провинция.....	332
Сычуаньский нефтегазоносный бассейн.....	332
§ 5. Нефтегазогеологическая провинция Индостанской платформы.....	335
Камбейский нефтегазоносный бассейн.....	335
§ 6. Нефтегазогеологическая провинция краевых прогибов Индостанской платформы.....	338
Нижнеиндский и Среднеиндский нефтегазоносные бассейны.....	338
Кохат-Потварский нефтегазоносный бассейн.....	341
Ассамский нефтегазоносный бассейн.....	342
Бенгальский нефтегазоносный бассейн.....	344
§ 7. Малайская мезозойская складчатая нефтегазогеологическая провинция.....	347
Сиамский нефтегазоносный бассейн.....	347
§ 8. Складчатая Иравадийско-Зондская (островодужная) нефтегазогеологическая провинция.....	348
Иравадийско-Андаманский нефтегазоносный бассейн.....	348
Центральносуматринский нефтегазоносный бассейн.....	351
Южно-Суматринский нефтегазоносный бассейн.....	352
Западно- и Восточно-Яванский нефтегазоносные бассейны.....	353
§ 9. Прикалитмантанская складчатая нефтегазогеологическая провинция.....	355
Саравак-Палаванский нефтегазоносный бассейн.....	355
Калитмантан-Сулавесский нефтегазоносный бассейн.....	358
Нефтегазоносный бассейн Барито.....	360
§ 10. Внутригеосинклинальная Филиппино-Молуккско-Новогвинейская нефтегазогеологическая провинция.....	361
Нефтегазоносный бассейн Вогелкоп.....	361

§ 11. Складчатая Восточноазиатская (островодужная) нефтегазогеологическая провинция.....	362
Татарско-Япономорский нефтегазоносный бассейн.....	362
Тайваньский нефтегазоносный бассейн.....	365
Глава VIII. Австралия, восточная часть Новой Гвинеи и Новая Зеландия. В. Б. Оленин.....	366
§ 1. Тектоническое и нефтегеологическое районирование.....	366
§ 2. Нефтегазогеологическая провинция предгорных и межгорных впадин герцинид Хантер-Боуэн.....	372
Нефтегазоносный бассейн Боуэн-Сурат.....	372
§ 3. Нефтегазогеологическая провинция северных краевых прогибов (Австралийско-Новогвинейская).....	375
Нефтегазоносный бассейн Карпентария-Папуа.....	375
§ 4. Нефтегазогеологическая провинция докембрийской платформы и востока эпикаледонской платформы.....	378
Внутренний Восточно-Австралийский нефтегазоносный бассейн.....	378
§ 5. Нефтегазогеологическая провинция эпикаледонской платформы юга Австралии.....	380
Нефтегазоносный бассейн Гипсленд.....	380
§ 6. Нефтегазогеологическая провинция северо-западных и западных периконтинентальных впадин.....	382
Нефтегазоносный бассейн Бонапарт-Галф-Броуз.....	382
Нефтегазоносный бассейн Северный Кариарвон.....	384
Нефтегазоносный бассейн Перт.....	388
§ 7. Новозеландская нефтегазогеологическая провинция.....	390
Западно-Новозеландский нефтегазоносный бассейн.....	390
Закключение. И. В. Высоцкий.....	392
Контрольные вопросы.....	394
Список литературы.....	397
Указатель нефтегазоносных, потенциально и возможно нефтегазоносных бассейнов и месторождений.....	398