

Н. Ю. УСПЕНСКАЯ, Н. Н. ТАУСОН

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ
ПРОВИНЦИИ
И ОБЛАСТИ
ЗАРУБЕЖНЫХ
СТРАН



1987

Н. Ю. УСПЕНСКАЯ, Н. Н. ТАУСОН

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

Допущено

*Министерством высшего и среднего
специального образования СССР
в качестве учебника для студентов вузов,
обучающихся по специальности
«Геология и разведка нефтяных
и газовых месторождений»*



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва, 1972



467

Успенская Н. Ю., Таусон Н. Н.
Нефтегазоносные провинции и области
зарубежных стран. М., «Недра», 1972.
296 с.

Книга составлена согласно программе курса «Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран», который читается студентам-геологам в высших учебных заведениях и на факультетах нефтегеологического профиля. В ней приведено районирование нефтегазоносных территорий на современной геотектонической основе, соответственно которому выделены и рассмотрены нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран Европы и Азии, Африки, Австралии, Северной и Южной Америки. Установлены основные закономерности распределения в их пределах скоплений нефти и газа и их типы.

Книга предназначена в качестве учебника для студентов вузов нефтяного профиля. Она может быть полезна студентам геологической и геофизической специальностей университетов и геологоразведочных вузов, а также представляет интерес для широкого круга геологов и геофизиков, работающих в области поисков и разведки нефти и газа.

Таблиц 23, иллюстраций 139, список литературы — 25 назв.

Рецензенты:

1. Кафедра «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» АзИНефтехим им. М. Азизбекова.
2. Член-корреспондент АН СССР, профессор МГУ В. Е. Хаин.



ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	5	<i>Глава 6. Горные сооружения Атласа</i>	104
Основные принципы районирования нефтегазоносных территорий	7	§ 19. Провинции внутренних впадин Тельско-Рифского пояса альпид и Большого Атласа	104
Часть первая.		Часть третья.	
ЕВРОПА		АЗИЯ	
<i>Н. Ю. Успенская</i>		<i>Н. Ю. Успенская и Н. Н. Таусон</i>	
<i>Глава 1. Основные черты геологического строения и распределение нефтегазоносных провинций</i>	15	Раздел I. Аравийская плита и альпийская складчатая система Юго-Западной Азии (Ближний и Средний Восток)	106
<i>Глава 2. Эпипалеозойская платформа и платформенные склоны передовых прогибов альпийской системы</i>	22	<i>Глава 7. Основные черты геологического строения и распределение нефтегазоносных провинций</i>	106
§ 1. Североморско-Германская провинция	22	<i>Глава 8. Аравийская плита</i>	111
§ 2. Провинции палеозойских грабеновых впадин	35	§ 20. Аравийская провинция	111
§ 3. Провинция мезо-кайнозойских (рейнских) грабеновых впадин	36	<i>Глава 9. Область альпийской складчатости Юго-Западной Азии</i>	118
§ 4. Парижская провинция	40	§ 21. Ирано-Иракская провинция	118
§ 5. Аквитанская провинция	41	§ 22. Провинции межгорных и прибрежных впадин альпийской системы	123
§ 6. Баскская провинция	43	Раздел II. Индостанская платформа и альпийская складчатая система Южной и Восточной Азии	124
§ 7. Провинции передовых прогибов альпийской складчатой системы	44	<i>Глава 10. Основные черты геологического строения и распределение нефтегазоносных провинций</i>	124
§ 8. Мизийская провинция	49	<i>Глава 11. Индостанская платформа</i>	127
§ 9. Сицилийская провинция	55	§ 23. Провинция Камбейской перикоеанической впадины	127
<i>Глава 3. Альпийские складчатые сооружения</i>	57	§ 24. Индская провинция	128
§ 10. Восточно-Карпатская провинция	57	§ 25. Ассамская провинция	131
§ 11. Центральнокарпатская провинция	62	<i>Глава 12. Область альпийской складчатости Южной и Восточной Азии</i>	132
§ 12. Венско-Моравская провинция	62	§ 26. Восточно-Бенгальская провинция	132
§ 13. Паннонско-Трансильванская провинция	67	§ 27. Ирравадийская провинция	133
§ 14. Адриатическая провинция	75	§ 28. Индонезийская провинция	134
Часть вторая.		§ 29. Провинция кайнозойских прибрежных и внутренних впадин Японской тектонической системы	140
АФРИКА		Раздел III. Китайская платформа, Дунбейская эпипалеозойская платформа и подвижной пояс Центральной Азии	142
<i>Н. Ю. Успенская и Н. Н. Таусон</i>		<i>Глава 13. Основные черты геологического строения и распределение нефтегазоносных провинций</i>	142
<i>Глава 4. Основные черты геологического строения и распределение нефтегазоносных провинций</i>	79		
<i>Глава 5. Африканская платформа</i>	84		
§ 15. Сахарская провинция	84		
§ 16. Провинция перикоеанической впадины Сирта	92		
§ 17. Провинция перикоеанических впадин Западной Африки	96		
§ 18. Провинция грабеновых впадин Восточно-Африканской системы разломов	100		

Глава 14. Китайская платформа . . .	146	§ 46. Арктическая провинция . . .	228
§ 30. Ордосская провинция . . .	146	§ 47. Провинция залива Святого Лаврентия	232
§ 31. Сычуаньская провинция . . .	146		
Глава 15. Дунбейская эпипалеозойская платформа	148	Глава 21. Эпиplatformенные орогенические области Скалистых гор	233
§ 32. Провинция Сунляо	148	§ 48. Провинция Южных и Центральных Скалистых гор	233
Глава 16. Подвижной пояс Центральной Азии	149	§ 49. Провинция Северных Скалистых гор	241
§ 33. Монголо-Забайкальская провинция Монголо-Охотского складчатого пояса	149	Глава 22. Кайнозойская складчатость Кордильер	241
§ 34. Провинции неотектонических впадин эпиplatformенной орогенической области Центральной Азии	150	§ 50. Калифорнийская провинция	241
		§ 51. Провинция Южной Аляски	247
		§ 52. Антильско-Карибская провинция внутренних и прибрежных впадин Кордильер	249
Часть четвертая.			
АВСТРАЛИЯ И ОКЕАНИЯ		Часть шестая.	
<i>Н. Ю. Успенская и Н. Н. Таусон</i>		ЮЖНАЯ АМЕРИКА <i>Н. Ю. Успенская и Н. Н. Таусон</i>	
Глава 17. Основные черты геологического строения и распределение нефтегазоносных провинций Австралии	155	Глава 23. Основные черты геологического строения и распределение нефтегазоносных провинций	251
§ 35. Провинция Австралии	157	Глава 24. Южно-Американская платформа и платформенный склон передового прогиба андийской системы	256
§ 36. Провинция Океании	160	§ 53. Амазонская провинция и другие перспективные внутриplatformенные впадины	256
Часть пятая.		§ 54. Провинция перикоеанических впадин Атлантического побережья Южной Америки	257
СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА		§ 55. Оринокская провинция	259
<i>Н. Ю. Успенская</i>		§ 56. Верхнеамазонская провинция	263
Глава 18. Основные черты геологического строения и распределение нефтегазоносных провинций	161	Глава 25. Патагонская платформа	267
Глава 19. Северо-Американская платформа и передовые прогибы палеозойской складчатой системы	170	§ 57. Боливийско-Аргентинская провинция	267
§ 37. Западно-Канадская провинция	170	§ 58. Патагонская провинция	269
§ 38. Провинция Мидконтинента	180	Глава 26. Мезо-кайнозойские складчатые сооружения подвижного пояса Анд	274
§ 39. Западная внутренняя провинция	182	§ 59. Венесуэльско-Тринидадская провинция	274
§ 40. Вичитская провинция	187	§ 60. Маракайбская провинция	278
§ 41. Пермская провинция	191	§ 61. Магдаленская провинция	283
§ 42. Восточная внутренняя провинция	197	§ 62. Титикакская провинция	286
§ 43. Провинций передовых прогибов палеозойской складчатости	205	§ 63. Притихоокеанская провинция	287
Глава 20. Эпипалеозойские платформы Северной Америки и палеозойский складчатый пояс	209	Заключение	290
§ 44. Провинция впадины Мексиканского залива	209	Список литературы	294
§ 45. Приатлантическая провинция	228		

ПРЕДИСЛОВИЕ

Впервые учебник «Мировые нефтяные месторождения» в нашей стране был написан акад. И. М. Губкиным и С. П. Киселевым в 1934 г. В 1965 г. вышла книга коллектива авторов под редакцией И. О. Брода и И. В. Высоцкого «Нефтегазоносные бассейны земного шара», которая, хотя и не являлась учебником, отчасти выполняла эту функцию. Только в 1971 г. вышел в свет учебник А. А. Бакиров, М. И. Варенцова и Э. А. Бакирова «Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран», составленный с большой детальностью.

Настоящий краткий учебник написан соответственно программе курса, утвержденной Министерством высшего и среднего специального образования СССР. В нем изложены основные принципы районирования нефтегазоносных территорий и приведены краткие классификации зон нефтегазонакопления, месторождений и залежей нефти и газа. Отдельные части учебника посвящены описанию нефтегазоносных провинций по континентам и содержат статистические данные по добыче, запасам нефти и газа и их распределению по стратиграфическому разрезу. Внутри частей в самостоятельные главы выделены провинции древних и молодых платформ и обрамляющих их подвижных поясов. Только для Азии ввиду огромных размеров и гетерогенности этого континента в самостоятельные разделы выделены ее Юго-Западная, Южная, Юго-Восточная и Центральная части. Основной целью авторы считали выявление геотектонической природы нефтегазоносных провинций, для чего в ряде случаев были составлены оригинальные тектонические схемы крупных регионов и даже континентов. Заключительная глава посвящена актуальному вопросу выявления критериев месторождений-гигантов и сверхгигантов, с которыми связаны основные ресурсы нефти и газа, и условий их формирования.

Часть первая (Европа), пятая (Северная Америка) и шестая (Южная Америка) написаны Н. Ю. Успенской. В составлении второй (Африка), третьей (Азия) и четвертой (Австралия и Океания) частей, кроме Н. Ю. Успенской, принимала участие Н. Н. Таусон.

Программой курса не предусмотрено изложение экономики нефтедобывающей промышленности мира, поэтому в учебнике приведены лишь основные данные по этому вопросу.

В 1970 г. мировая добыча нефти составила 2334 млн. т, из которых на США, Венесуэлу, Иран, Саудовскую Аравию, Ливию, Кувейт, Ирак и Канаду приходится 1977 млн. т, т. е. 80%. Мировая добыча газа в 1970 г. превысила 1 трлн. м³, из которых в зарубежных странах получено около 850 млрд. м³. Главными импортерами нефти являются страны Западной Европы, которые ввозят 90% потребляемой нефти, и Япония. США также импортируют почти четверть потребляемой ими нефти. Главными экспортёрами газа являются Канада, США, Нидерланды. Запасы нефти зарубежных стран на 1 января 1970 г. составили более 65 млрд. т, а запасы газа около 35 трлн. м³. Мировая учтенная добыча нефти к 1970 г. составила около 30 млрд. т — 30% мировых ресурсов.

Нефтяные компании США, Японии и стран Западной Европы затрачивают ежегодно 7,25 млрд. долларов на поиски новых месторождений. При этом громадное внимание уделяется освоению акваторий, что считается самым перспективным направлением для поисков нефти; поэтому более чем в 80 странах проводятся поиски почти во всех шельфовых зонах, окаймляющих континенты. Наиболее успешно освоение акваторий ведется в Мексиканском заливе, заливе Кука на Аляске, в Гвинейском и Персидском заливах, в Северном море и в Бассовом проливе Австралии. Добыча нефти на шельфах составила в 1971 г. 18% мировой добычи. Разведанные запасы нефти шельфовых зон составляют не менее 25% всех разведанных запасов мира.

Начиная с середины 60-х годов поиски нефти ведутся многочисленными компаниями в Юго-Восточной Азии в пределах огромной шельфовой дуги, протягивающейся от Бирмы до Японии и включающей акваторию Индонезийского архипелага, Сиамский залив и Южно-Китайское море. С этими районами связывают наибольшие перспективы, и в ближайшее время здесь следует ожидать крупнейших открытий.

Авторы выражают глубокую благодарность члену-корреспонденту АН СССР В. Е. Хаину за его конструктивные замечания и искреннюю признательность редакторам Т. А. Дементьевой и Н. Н. Кузьминой, а также всем лицам, способствующим оформлению данной работы.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЙОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Выявлению закономерностей распространения нефтегазоносности в земной коре посвящены многочисленные работы русских, советских и зарубежных ученых. В основном они касались изучения и классификации месторождений и залежей нефти и газа. Некоторые закономерные связи скоплений этих полезных ископаемых с крупными геоструктурными элементами впервые были намечены в трудах Л. Делоне, Е. Дж. Вудрофа и Е. Р. Лиллея (1913—1923 гг.), которые ввели термин «нефтегазоносная провинция», а позже В. А. Вер-Вибе (1930) и И. М. Губкина (1937). Общие классификации нефтегазоносных провинций сформулированы Н. Ю. Успенской (1946, 1962, 1967), И. О. Бродом и Н. А. Еременко (1950), А. Перродоном (1961), А. А. Бакировым (1964, 1968, 1971). Однако содержание указанного термина в трудах упомянутых авторов неодинаково. Параллельно для обозначения крупных территорий нефтегазонакопления введен термин «нефтегазоносный бассейн», который также трактуется по-разному. Классификация седиментационных бассейнов дана Л. Дж. Уиксом (1952), нефтегазоносных — И. О. Бродом (1953, 1965), В. Е. Хаиным (1954) и Г. Д. Клемме (1970 *, 1971). Г. Д. Клемме отождествляет нефтегазоносный бассейн с геологической провинцией. Его классификация ближе всего к классификации Н. Ю. Успенской.

Как видно, вопрос о принципах районирования весьма спорен. В настоящем учебнике изложены взгляды на этот вопрос Н. Ю. Успенской.

Нефтегазоносная провинция — крупная область прогибания, связанная с определенным регионально-структурным элементом (внутриплатформенная, окраинная, межгорная впадина и т. д.) и характеризующаяся определенными чертами строения и геологической истории, а также общими нефтегазоносными комплексами, с которыми связаны месторождения нефти и газа.

Все нефтегазоносные провинции приурочены к региональным тектоническим депрессиям различного типа и происхождения, длительное прогибание которых являлось благоприятным фоном для региональной миграции

* В монографии М. Т. Хэлбаути и др. (M. T. Halbouty et al., 1970).

углеводородов и обуславливало общую ее направленность. Эти депрессии обычно имеют сложное строение и включают несколько более мелких впадин и прогибов, разделенных сводовыми поднятиями.

В классификации нефтегазоносных провинций мы выделяем две основные группы: а) платформенных областей; б) подвижных поясов (геосинклинальных и орогенических) (табл. 1).

Внутри крупных групп нефтегазоносных провинций выделяются отдельные подгруппы и типы провинций, которые соответствуют региональным структурно-тектоническим элементам более низкого порядка. Эти структурно-тектонические элементы устанавливаются достаточно надежно с помощью геологических и геофизических методов. Поэтому районирование нефтегазоносных территорий по такому принципу практически вполне осуществимо.

Провинции платформенных областей. По возрасту фундамента платформы подразделяются на древние и молодые (эпибайкальские, эпикаледонские, эпигерцинские). На молодых платформах структура осадочного чехла в большей степени наследует структуру фундамента, чем на древних.

Среди древних платформ различают устойчивые и подвижные (Хаин, 1964). Типичными устойчивыми платформами являются Русская и Северо-Американская, отчасти Австралийская. К подвижным платформам относится Китайская.

Восточно-Сибирская, Африканская, Индостанская и Южно-Американская древние платформы занимают промежуточное положение между устойчивыми и подвижными платформами. Разломы, разбивающие их фундамент, затрагивают осадочный чехол, они отличаются повышенной сейсмичностью и эффузивной магматической деятельностью, для которой характерны трапные формации.

Различие в тектонике и истории развития между устойчивыми и подвижными платформами значительно больше, чем между платформами с разновозрастным фундаментом. Поэтому в качестве одного из критериев классификации платформенных провинций принят не возраст платформ, а степень их устойчивости. Платформы промежуточного характера рассматриваются вместе с устойчивыми.

Внутриплатформенные впадины характеризуются преимущественно унаследованным развитием, относительной стабильностью и сравнительно небольшой мощностью осадочного чехла. Внутренние грабенные впадины имеют ступенчатое строение и часто возникают в результате раздробления сводовых поднятий. Для них характерно резкое изменение мощности и фаций. Наиболее богатыми являются провинции, связанные со склонами платформ, окраинными впадинами и перикратонными прогибами. На склоны платформ часто наложены платформенные крылья передовых прогибов, от которых они иногда отделены структурной ступенью (краевым валом), отвечающим глубинному разлому. При шовном сочленении платформы и геосинклинальной области осадочная толща, выполняющая перикратонные прогибы, в своей краевой части в некоторых случаях подвергается раздроблению, сопровождающемуся сильным смятием слоев вплоть до образования надвигов. В основном это имеет место там, где перикратонный прогиб вдаётся выступом внутрь геосинклинальной области (Боливийско-Аргентинская провинция, область предгорий Скалистых гор в Западной Канаде).

Узловые синеклизы приурочены к месту схождения перикратонных прогибов двух склонов платформ (к месту пересечения двух геосинклинальных систем). Они характеризуются сильной раздробленностью фундамента и

Таблица 1

Типы нефтегазоносных провинций (по Н. Ю. Успенской)

Группа	Подгруппа	Тип	Примеры зарубежных провинций
Провинции платформенных областей (древних и молодых платформ)	Центральные (внутренние) части устойчивых платформ	Внутриплатформенные впадины	Парижская, Восточная внутренняя (США), Восточно-Австралийская, Амазонская
		Внутренние грабенные впадины	Рейнская, Восточно-Африканской системы разломов, Сунляо, Амаденс
	Склоны устойчивых платформ	Окраинные впадины и перикратонные прогибы	Аквитанская, Мизийская, Сахарская, Аравийская, Индская, Ассамская, Восточно-Австралийская, Западно-Канадская, Западная внутренняя (США), Пермская, Арктическая, Оринокская, Верхне-амазонская, Боливийско-Аргентинская, Патагонская
		Глубокопогруженные (узловые) впадины	Североморско - Германская, впадины Мексиканского залива
		Платформенные крылья передовых прогибов	Предальпийская, Предкарпатская, Преаппалачская, Предуачитская,
		Периокеанические грабенные впадины	Западной Африки, Сирта, Камбейская, Бассова пролива, Австралийского побережья Индийского океана, Атлантического побережья Бразилии
Впадины подвижных древних платформ и внутриплатформенных подвижных зон	Те же типы, что и для устойчивых платформ	Ордосская, Сычуаньская, Вичитская	

Продолжение табл. 1

Группа	Подгруппа	Тип	Примеры зарубежных провинций
Провинции подвижных поясов (геосинклинальных и орогенических)	Периферические части геосинклинальных складчатых систем	Передовая складчатость и геосинклинальные крылья передовых прогибов	Восточно-Карпатская, Ирано-Иракская, Восточно-Бенгальская, Венесуэльско-Тринидадская
		Внутренних и окраинных котловинных морей, наложенных на альпийские орогенные пояса	Адриатическая, Антильско-Карибская
	Межгорные и внутренние впадины геосинклинальных складчатых систем	Наложённые внутренние впадины срединных массивов	Паннонско - Трансильванская, Маракаибская, Кумская
		Наложённые внутренние грабеновые впадины в мегантиклинориях	Венско-Моравская, Ирравдийская, Индонезийская, Магдаленская
		Остаточные прогибы мегантиклинориев	Центральнокарпатская
		Прибрежные впадины	Японская, Таранахи, Папуа, Калифорнийская, Южной Аляски
	Межгорные и внутренние впадины орогенических областей (постгеосинклинальных и эпиплатформенных)		Центральноазиатская, Монголо-Забайкальская, Южных и Центральных Скалистых гор, Большого Атласа

аномально резким его погружением, которое сопровождается сокращением мощности или почти полной переработкой «гранитного» слоя и подъемом поверхности верхней мантии.

Узловые впадины представляют наземные, часто прибрежные равнины, если погружение их полностью компенсировано. В противном случае их центральной части соответствуют глубоководные бассейны (Мексиканский залив).

Периокеанические впадины возникают на границе щитов, платформ и молодых океанов в результате обрушения по разломам. Они ориентированы как

параллельно береговой линии, так и перпендикулярно к ней. По современным представлениям (Клемме, 1971, и др.) эти структуры связаны с раздроблением краевых частей континентов в процессе их дрейфа.

В самостоятельную подгруппу выделены впадины подвижных древних платформ и внутриплатформенных подвижных зон. Внутри этой подгруппы можно различать те же типы провинций, что и среди устойчивых платформ.

Подвижные платформы (например, Китайская) отличаются особенно широким развитием глубинных разломов, складчато-блоковой структурой, высокой сейсмичностью и сильным развитием магматизма (траппы и интрузии), а также значительной мощностью осадочного чехла с преобладанием в его составе мощных континентальных красноватых или угленосных формаций.

Отдельные зоны устойчивых платформ представляют реликты позднепротерозойских трогов (интракратонных геосинклиналей), которые продолжали развиваться в течение фанерозоя и в конце палеозоя возобновились как авлакоген (Хаин, 1970). Эти черты сближают их с подвижными платформами (вичитская система).

Провинции подвижных поясов. Подвижные пояса характеризуются горным рельефом и включают геосинклинальные и орогенические области. В геосинклинальных областях благоприятные условия аккумуляции углеводородов и образования их скоплений имеются в их периферических частях, межгорных и внутренних впадинах, которые выделены в самостоятельные подгруппы провинций.

К впадинам внутренних и окраинных котловинных морей, наложенных на альпийские орогенные пояса, принадлежат Южно-Каспийская, Черноморская, Адриатическая, Антильско-Карибская. Они характеризуются сокращением мощности коры субокеанического типа и некомпенсированным осадконакоплением в своей центральной части. Основные перспективы их связаны с акваториями.

Некоторые внутренние котловинные моря (Южно-Каспийское, Адриатическое) образуются в пределах геосинклинальных систем, там, где последние срединными массивами подразделяются на поперечные прогибы.

Внутри геосинклинальных складчатых областей образуются межгорные и внутренние впадины, которые могут иметь унаследованный или новообразованный характер. На основании тектонических особенностей развития выделяются следующие типы впадин: наложенные грабенные впадины (внутренние); наложенные впадины срединных массивов (межгорные); остаточные прогибы в мегантиклинориях. Кроме того, следует выделить в качестве самостоятельного типа прибрежные впадины, которые образовались как внутренние, но в настоящее время расположены на побережье вследствие обрушения в море части складчатой страны.

Орогенические области подразделяются на эпиплатформенные и постгеосинклинальные (рекуррентные) орогены. Эпиплатформенные орогены представляют вовлеченные в новейшее неоген-четвертичное горообразование докембрийские и эпипалеозойские платформы. Мощность коры в них заметно увеличена по сравнению с нормальной материковой. Постгеосинклинальные рекуррентные (возвратные, сквозные) орогены испытали орогенную активизацию не только в неогене, но и в раннемезозойское время.

К разного типа впадинам орогенических областей приурочены нефтегазонасыщенные провинции.

Внутри нефтегазонасыщенных провинций целесообразно выделять нефтегазонасыщенные субпровинции, области и районы.

Выделение субпровинций несколько условно. В первую очередь оно диктуется территориальной разобщенностью в настоящее время отдельных крупных частей провинции при общности их развития в определенные эпохи (Восточная внутренняя провинция США, Западно-Канадская). В условиях горного рельефа система наложенных межгорных и внутренних впадин, расположенных в пределах общего крупного структурного элемента (геосинклинальной, орогенической области) и имеющих сходную историю развития и структурную характеристику, может рассматриваться в качестве общей нефтегазонасыщенной провинции (Калифорнийская, Индонезийская, Южных и Центральных Скалистых гор, Центральноазиатская), а отдельные впадины — в качестве ее субпровинций.

Нефтегазонасыщенная область (Успенская, 1962, 1967) рассматривается как часть нефтегазонасыщенной провинции (субпровинции), представляющая крупный структурно-тектонический элемент с определенными структурными и литофациальными особенностями, которые влияют на распространение зон нефтегазонакопления и характер месторождений нефти и газа (например, Нижнесаксонская нефтегазонасыщенная область Североморско-Германской провинции). Если провинция имеет простое строение и структурно мало дифференцирована, то отсутствуют критерии для выделения внутри нее нефтегазонасыщенных областей. Это может иметь место и при недостаточной изученности глубинного строения провинции, поэтому при районировании ведущая роль должна остаться за нефтегазонасыщенной провинцией.

В пределах провинций, субпровинций и областей по территориальному и структурному признаку выделяются нефтегазонасыщенные районы. Под нефтегазонасыщенным (нефтеносным) районом понимается часть нефтегазонасыщенной области (провинции, субпровинции), связанная со структурным элементом подчиненного значения, объединяющим группу или несколько групп месторождений, сходных по стратиграфическому положению нефтегазонасыщенных комплексов и условиям залегания нефти и газа (например, район Эмсланда Нижнесаксонской нефтегазонасыщенной области).

Некоторые нефтегазонасыщенные провинции можно объединить в группы, подчиненные крупным структурным элементам: складчатой системе, разновозрастной платформе или ее части, характеризующейся самостоятельными особенностями развития например, группа провинций Мидконтинента Северо-Американской платформы).

Крупнейшими элементами нефтегеологического районирования являются пояса нефтегазонакопления и территории нефтегазонакопления древних платформ (Успенская, 1962, 1967). Пояса нефтегазонакопления объединяют провинции, возникшие в пределах альпийских и палеозойских складчатых поясов. Альпийский пояс нефтегазонакопления выделяется очень отчетливо на всем своем протяжении. Он характеризуется горным рельефом, складчатой структурой и нефтегазонасыщенностью мезо-кайнозойских отложений и включает две ветви: Средиземноморскую (широтную) и Тихоокеанскую. Палеозойский пояс нефтегазонакопления выражен не так определенно. Кроме палеозойских складчатых систем он включает возникшие на их основе эпипалеозойские платформы и орогенические области (например, провинции Западно-Европейской, Скифско-Туранской, Западно-Сибирской платформ; провинции орогенической области Центральной Азии). Поэтому рельеф палеозойского пояса очень разнообразен. Нефтегазонасыщенные в его пределах мезо-кайнозойские и в меньшей степени верхнепалеозойские отложения. Пояс включает три ветви, преимущественно широтные: Американско-

Евразийскую, Гондванскую (Австрало-Южноамериканскую) и Арктическую (в Северной Америке).

Все зарубежные нефтегазоносные провинции в учебнике рассматриваются по континентам, которым они принадлежат. Нередко одна провинция охватывает части соседних стран.

Выделение типов месторождений и связанных с ними залежей нефти и газа, характеризующих отдельные нефтегазоносные провинции и области, произведено в учебнике согласно следующим классификациям. Месторождения классифицируются (Успенская, 1966, 1967, 1969) по генетическому признаку — происхождению и характеру геологического элемента (структурного, литологического или стратиграфического), который контролирует образование ловушек, вмещающих залежи. Согласно этому выделяются типы месторождений (табл. 2).

Т а б л и ц а 2

Типы месторождений нефти и газа

Группа	Подгруппа	Вид.	
		в платформенных областях	в подвижных поясах
Структурно-тектонические	Антиклинальные	Платформенные локальные поднятия: возрожденные (в том числе, связанные с погребенными выступами древних пород); Инверсионные Соляные купола Магматогенные поднятия	Линейные антиклинали Брахиформные складки Складки, осложненные диапиризмом в пределах нефтеносной толщи Горст-антиклинали Магматогенные поднятия
	Приразломные	Присбросовые (в том числе блоковые) Зоны тектонической трещиноватости	Присбросовые (в том числе блоковые) Принадвиговые Зоны тектонической трещиноватости
Комбинированные		Моноклинали с литологическим выклиниванием коллекторов Моноклинали с несогласным перекрытием коллекторов	
Атектонические (седиментационно-денудационные)	Седиментационные	Рифовые массивы Алевро-песчаные линзы и биостромы	Алевро-песчаные линзы и биостромы
	Диagenетические	Зоны подземного растворения и доломитизации Зоны диагенетической и эпигенетической трещиноватости Складки уплотнения	
	Денудационные	Останцы древнего эрозионного рельефа	

Основные типы
залежей нефти и газа

Тип ловушки / Тип резервуара	Структурный		Стратиграфический		Литологический		
	Сводовый	Тектонически-экранированный	Структурно-стратиграфический	Останцево-стратиграфический	Структурно-литологический	Фацциально-литологический	Литологически замкнутый
Пластовый							
Пластово-массивный							
Массивный							
Литологически замкнутый							

По извлекаемым запасам нефти и газа (по теплотворному эквиваленту) все наиболее крупные месторождения подразделены нами на крупнейшие (70—200 млн. т нефти и 100—250 млрд. м³ газа), гиганты (200—800 млн. т нефти и 250—1000 млрд. м³ газа) и сверхгиганты (800 млн. т и более нефти и 1 трлн. м³ и более газа)*.

Месторождения объединяются в зоны нефтегазонакопления (Успенская, 1950, 1952, 1962, 1967, 1969). Под зоной нефтегазонакопления мы понимаем группу (линейного или площадного распространения) однотипных месторождений нефти и газа, которые характеризуются закономерной связью с определенными структурными, палеоструктурными или палеогеографическими элементами, общностью нефтегазоносных свит и сходством условий формирования месторождений.

В основу классификации залежей (Успенская, 1955, 1967, 1969) положены те факторы, которые оказывают преобладающее и непосредственное влияние на генезис (способ образования) ловушки. Дальнейшее подразделение залежей обусловлено учетом формы ловушки. В качестве сопутствующего признака принимается тип природного резервуара: пластовый, пластово-массивный (переходный), массивный, литологически замкнутый (табл. 3).

Все типы залежей (кроме литологически замкнутых) встречаются в резервуарах как пластовых, так и массивных, а также в резервуарах переходного между ними характера (пластово-массивных).

* Данные по запасам и добыче месторождений приведены согласно книге М. Т. Хэлбаути и др., 1970.

ЕВРОПА

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО
СТРОЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

Европа имеет весьма сложное тектоническое строение. Эта территория образовалась путем спаивания нескольких разновозрастных складчатых поясов, ограничивающих с запада Русскую плиту. Северный пояс каледонид протягивается через Скандинавию, Шотландию, северо-западную часть Англии, Ирландию, а также предположительно через Данию, северную часть ФРГ, ГДР и Польши. К югу от него, занимая площадь юго-восточной Англии, Франции, Испании, Бельгии и южную часть ФРГ и ГДР, проходит более широкий пояс герцинид, протягиваясь на востоке под Карпатами и далее в Добруджу. Юг Европы занимает молодая зона альпийской складчатости, которая сохранилась в виде мощных горных цепей (Пиренеи, Альпы, Апеннины, Динариды, Карпаты и Балканы) (рис. 1).

Западно-Европейская эпипалеозойская платформа. Палеозойский складчатый пояс в настоящее время представляет Западно-Европейскую эпипалеозойскую платформу, большая часть которой имеет герцинский складчатый фундамент (эпигерцинская платформа). Платформенный чехол здесь начинается с отложений верхней перми и триаса. Складчатый фундамент отделен от чехла континентально-лимническим комплексом молассовых и угленосных красноцветных образований, местами вулканогенных, которые на эпигерцинской платформе включают вестфальский и стефанский ярусы среднего и верхнего карбона (силезий) * и нижнюю пермь (ротлигендс или мертвый красный лежень). Эти отложения метаморфизованы и дислоцированы значительно слабей пород фундамента с преобладанием разрывной тектоники. Местами они имеют покровное распространение, а местами заполняют грабеновые впадины (Саарско-Зальская), где мощность их резко увеличивается

* По стратиграфической схеме, принятой в Западной Европе, намюрский ярус отнесен к верхнему карбону.

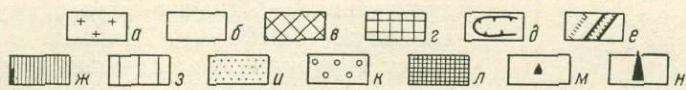
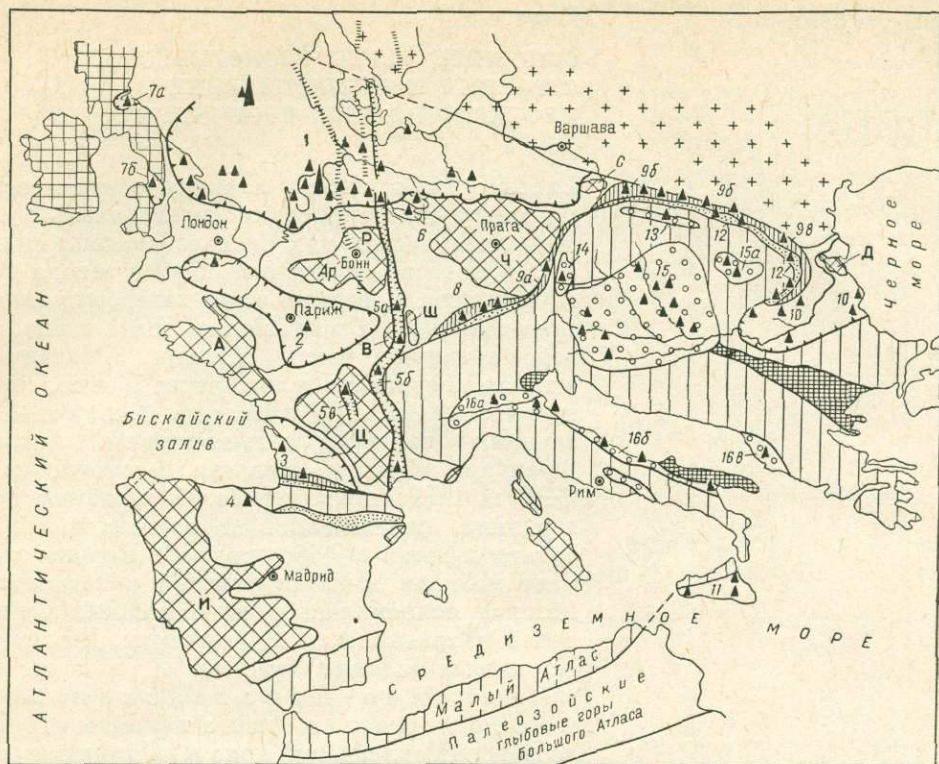


Рис. 1. Схема тектонического строения Европы и распространение нефтегазоносных провинций.

а — древняя Русская платформа; *б* — мезо-кайнозойский чехол эпипалеозойской платформы; *в* — выходы на поверхность герцинского складчатого основания (массивы: *А* — Армориканский, *Ц* — Центральный, *И* — Иберийский, *Р* — Рейнский, *Ар* — Арденнский, *В* — Вогезы, *Ш* — Шварцвальд, *Ч* — Чешский, Судеты и Силезские горы, *С* — Свентокшиские горы, *Д* — Добруджа); *г* — область каледонской складчатости; *д* — платформенные впадины; *е* — грабены и разломы Средиземноморско-Мьезенской зоны; *ж* — платформенные крылья передовых прогибов и прилегающая часть склона платформы; *з* — область альпийской складчатости; *и* — зоны передовой складчатости и геосинклинальные крылья передовых прогибов; *к* — внутренние и межгорные впадины; *л* — срединные массивы области альпийской складчатости; *м* — группы месторождений и отдельные месторождения нефти и газа; *н* — месторождения-гиганты.

Провинции Западно-Европейской платформы. 1 — Североморско-Германская; 2 — Парижская; 3 — Аквитанская; 4 — Баскская; мезо-кайнозойских грабеновых впадин, области: 5*а* — Рейнская, 5*б* — Ронско-Бресская, 5*в* — Лимапская; 6 — пермо-триасовых грабеновых впадин, верхнепалеозойских грабеновых впадин, области: 7*а* — Шотландская, 7*б* — Западно-Английская; 8 — Предальпийская; Предкарпатская, области: 9*а* — Моравская, 9*б* — Малопольско-Украинская, 9*в* — Серетская; 10 — Мизийская; 11 — Сицилийская.

Провинции альпийской складчатой зоны. 12 — Восточно-Карпатская; 13 — Центральнокарпатская; 14 — Венско-Моравская; 15 — Паннонско-Транильванская; 15*а* — Транильванская субпровинция; Адриатическая; Итальянская субпровинция, области: 16*а* — Паданская, 16*б* — Приадритическо-Браданская; 16*в* — Албанская субпровинция.

до 4–8 км и более. По формационному характеру, условиям распространения и тектонике они аналогичны пермо-триасовым отложениям Скифско-Туранской платформы и должны быть отнесены к промежуточному комплексу эпигерцинской платформы. В пределах эпикаледонской платформы, достоверно установленной на северо-западе Англии, в Шотландии и Ирландии, где склад-

чатый фундамент сложен породами силура и кембрия, к промежуточному комплексу относятся верхняя часть континентальных красноцветных образований девона (олдред) и отложения карбона, частично угленосные, характеризующиеся блоковой тектоникой. Настоящий платформенный чехол здесь начинается с нижнепермских отложений. Такие же соотношения, по-видимому, имеют место на севере ГДР, Польши и Дании, где предполагается каледонский возраст фундамента.

Отличительной чертой Западно-Европейской эпипалеозойской платформы, особенно эпигерцинской ее части, является весьма высокая подвижность, которая обусловила ее мозаичное строение. Под влиянием тектонических напряжений альпийского цикла эта платформа, начиная с мезозоя, была разбита системой разломов на ряд крупных глыб, испытавших вертикальные перемещения большой амплитуды. Разломы имеют преимущественно два направления: субширотное — западно-северо-западное (герцинское) и субмеридиональное — северо-северо-восточное (рейнское) и нарушают не только фундамент, но и платформенный чехол. В результате образовались горстовые поднятия горных массивов (Гарц, Вогезы, Шварцвальд) и крупные субмеридиональные грабены с излиянием изверженных пород (Средиземноморско-Мьезенская зона грабенов). Особенно сложное строение имеет северная часть эпипалеозойской платформы, где в области сочленения ее по глубинному разлому с древней Русской платформой на раздробленном на крупные глыбы разновозрастном фундаменте в конце палеозоя возникла крупная наложенная Североморско-Германская синеклиза. Начиная с юрского времени в герцинском складчатом фундаменте, более внутренней части платформы, возникли очень пологие своды, синеклизы и впадины, где накапливались мезо-кайнозойские осадки платформенного характера (Парижская внутриплатформенная синеклиза и окраинная Аквитанская синеклиза). Синеклизы и впадины разделяют отдельные поднятые массивы палеозойских и более древних пород частично горстового происхождения, выступающие на поверхность. Выделяются следующие массивы: Армориканский; Центральный Французский, Рейнский с Арденнами; Верхнерейнский, включающий Вогезы и Шварцвальд; Гарц и его палеозойские предгорья; Чешский (Богемский) массив, включая Судеты и Силезские горы; Свентокшиские горы; Иберийский.

Центральный массив, Вогезы, южная часть Шварцвальда и Чешский массив сложены древними гнейсами с гранитными интрузиями и представляют срединные массивы древней (байкальской) консолидации внутри области герцинской складчатости или сильно переработанные обломки древней дорифейской платформы.

Вторая молодая платформа — Мизийская плита, заключенная между Балканами и Карпатами, является продолжением Скифской плиты. Выступ палеозойского фундамента этой плиты имеется в Добрудже.

Герцинская складчатая зона на севере окаймлена передовым прогибом (выполненным угленосными отложениями верхнего карбона очень большой мощности), который протягивается почти в широтном направлении от Нидерландов через ФРГ и ГДР до юго-западной Польши. Южная граница Североморско-Германской впадины в ГДР и Польше почти под прямым углом срезает простираение этой зоны.

Платформенный чехол Западно-Европейской платформы характеризуется тектоникой саксонского типа, при которой разрывные дислокации и пологие платформенные поднятия следуют главным образом основным линиям простираения и разломам палеозойского складчатого фундамента.



Альпийский складчатый пояс. Альпийский складчатый пояс образовался на месте геосинклинали Альп и Карпат и включает внутренние и межгорные впадины и передовые прогибы. Он наиболее полно развит на востоке Европы и резко затухает в ее западной части. В строении пояса принимают участие: 1) выступы основания, сложенные палеозоем и докембрием и выведенные на поверхность в осевых частях антиклинорий и в срединных массивах; 2) геосинклиналиальный комплекс, который формировался начиная с триаса до верхнего эоцена — нижнего миоцена включительно, представленный обычно карбонатно-глинистыми отложениями триаса, юры и нижнего мела и флишевыми формациями верхнего мела — олигоцена; местами флишем представлены верхняя юра и нижний мел; в триасе — средней юре часто развиты вулканогенные формации; 3) молассовый комплекс, включающий неоген (отчасти верхний олигоцен и антропоген), заполняющий передовые прогибы, внутренние и межгорные впадины.

В альпийском складчатом поясе выделяется ряд крупных мегантиклинорий, сложенных геосинклиналиальным комплексом, нарушенным сложной складчатостью и надвигами. В ядрах мегантиклинорий обычно выступают породы основания, разбитые на блоки. Во внутренней зоне пояса, характеризующейся широким развитием вулканизма, распространены крупные срединные массивы древних пород (Родопский, Паинонский), над которыми местами возникли межгорные впадины.

Границы основных структурных элементов альпийского пояса определяются глубинными разломами.

С севера и юга альпийский пояс обрамляется передовыми (краевыми) прогибами, наложенными на окраины соседних платформ и заполненными мощными молассовыми накоплениями палеоген-неогенового возраста. Зона молассы на геосинклиналиальных склонах прогибов характеризуется напряженной тектоникой, выражающейся опрокинутыми разорванными и надвинутыми складками, осложненными при наличии соленосных отложений (Предкарпатье) диапировыми прорывами. Платформенный склон прогибов представляет пологую моноклинал, осложненную сбросами и местами приразломными поднятиями.

В западной части альпийского складчатого пояса выделяются две ветви: Пиренейская и Бетско-Телльская (вместе с Балеарскими островами и Рифско-Телльской складчатой системой Малого Атласа в Африке). Продолжение этих ветвей к востоку скрыто водами Средиземного моря. Предполагается продолжение складчатой зоны Малого Атласа в Северную Сицилию и далее в Апеннины.

Пиренейский мегантиклинорий, в ядре которого широко обнажается палеозойское основание, не имеет связей с Альпами. По-видимому, он образовался в изолированной геосинклиналиальной впадине, возникшей на палеозойской платформе одновременно с альпийским тектогенезом. С севера мегантиклинорий окаймлен Предпиренейским передовым прогибом, а с юга — прогибом Эбро.

Начиная с Альп, альпийский складчатый пояс представляет единую зону, которая протягивается далее в Азию, вплоть до Гималаев. Мегантиклинорий Альп наиболее сложно построен. В центре его имеются крупные выступы основания, а в краевых частях — сложная складчатость геосинклиналиального комплекса; характерно широкое развитие шарьяжей. К северу от мегантиклинория протягивается Предальпийский передовой прогиб, а с юга он ограничен палеозойским выступом Адриатического массива и Паданской впадиной. К западу от Альп находится Ронская зона Средиземноморско-Мьезенского грабена. Апеннинское складчатое сооружение почти под прямым углом подходит к Аль-

пам. В своей южной части оно отличается значительно более простым строением, чем Альпы, и сложено в основном породами верхнего мела — палеогена, разбитыми сбросами и надвигами, с узкими впадинами, выполненными неогеном.

Восточным продолжением Альп является дугообразно изогнутый мегантиклинорий Карпат. Он отделяется Предкарпатским передовым прогибом от палеозойских структур Чешского массива и Южной Польши и от северо-восточной части Мизийской плиты.

Внешняя зона Западных и Восточных Карпат сложена преимущественно флишем, образующим чешуйчатые структуры, крупные надвиги и шарьяжи. От внутренней зоны она отделена глубинным разломом. Во внутренней зоне распространены выступы основания. Комплекс древнего основания наиболее широко развит в Южных Карпатах, сочленяющихся с Балканским (Старопланинским) мегантиклинорием. Внутри Карпатской дуги находятся крупная Паннонская и меньшая Трансильванская межгорные впадины, залеженные на Паннонском срединном массиве. На юге Паннонская впадина ограничивается Динарским мегантиклинорием. От Балканского мегантиклинория Динариды отделяются Родопским срединным массивом, а от Апеннинской складчатой зоны — древним Адриатическим массивом, большая часть которого скрыта под водами Адриатического моря.

В пределах эпипалеозойской платформы и платформенного склона передового прогиба выделяются следующие нефтегазоносные провинции с промышленной нефтегазоносностью: Североморско-Германская провинция, связанная с узловой синеклизой; провинции верхнепалеозойских межгорных впадин каледонид, пермо-триасовых (герцинских) и мезо-кайнозойских (рейнских) грабеновых впадин; Парижская провинция, связанная с внутриплатформенной синеклизой; Аквитанская, Мизийская и Баскская провинции — с окраинными синеклизами; Предальпийская и Предкарпатская провинции, приуроченные к платформенным крыльям одноименных передовых прогибов, и Сицилийская провинция окраинной впадины эпипалеозойской платформы.

К альпийскому складчатому поясу относятся следующие провинции: Восточно-Карпатская, связанная с геосинклинальным склоном передового прогиба Восточных Карпат, Паннонско-Трансильванская провинция межгорных впадин, Венско-Моравская и Карпатская провинции внутренних впадин Карпат и Адриатическая провинция внутренней котловины Адриатического моря. Наибольшее промышленное значение имеют Североморско-Германская, Восточно-Карпатская и Мизийская провинции.

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности отдельных провинций показан в табл. 4.

Всего по зарубежной Европе годовая добыча нефти в 1970 г. составила 36,34 млн. т, а газа 107,3 млрд. м³ (табл. 5), тогда как импорт нефти (в основном из Алжира и стран Среднего Востока) превысил 500 млн. м³ нефти и 590 млрд. м³ газа. Первое место по добыче нефти в 1970 г. принадлежит Румынии (13,25 млн. т), второе занимает ФРГ (7,53 млн. т), затем следуют Югославия (2,8 млн. т), Австрия (2,8 млн. т) и Франция (2,35 млн. т). По добыче газа на первое место выдвинулись Нидерланды (30 млрд. м³) за счет Groningena, затем следуют Румыния (26,5 млрд. м³), Италия (12,4 млрд. м³) и ФРГ (12,8 млрд. м³). Динамика запасов нефти и газа приведена в таблице 6.

Таблица 4

Стратиграфическое распределение нефтегазоносности в Европе

Нефтегазоносная провинция и область	C ₁	C ₂	P ₁	P ₂	T	J	Cr	Pg	N
Эпипалеозойские платформы									
Североморско - Германская	—	Г* Н	Г*	Г Н	Г* Н	Н*	Н*	—	—
Межгорных впадин каледонид	Г Н	—	—	—	Н	—	—	—	—
Пермо-триасовых грабеновых впадин	—	—	—	Г Н	—	—	—	—	—
Мезо-кайнозойских грабеновых впадин	—	—	—	—	Н	Н	—	Н*	Г
Парижская	—	—	—	—	—	Г* Н	Г	—	—
Аквитанская	—	—	—	—	—	—	Г* Н	—	—
Баскская	—	—	—	—	—	Н	Н	—	—
Предальпийская	—	—	—	—	—	Г	Н	Г* Н	Г
Предкарпатская	—	—	—	—	—	Г Н	Г Н	—	Г* Н
Мизийская	—	—	—	—	Г* Н	Н	Н	Г	Г* Н
Сицилийская	—	—	—	—	Н	—	—	—	—
Альпийский складчатый пояс									
Восточно-Карпатская	—	—	—	—	—	—	Н	Н*	Г* Н
Центрально-Карпатская	—	—	—	—	—	—	Н	Н	—
Венско-Моравская	—	—	—	—	Г* Н	Г Н	Г	Г* Н	Г* Н
Пацонско-Трансильванская	—	—	—	—	Н	—	Н*	Г Н	Г* Н
Адриатическая	—	—	—	—	—	—	Г	—	Г* Н

Примечание Здесь и в других аналогичных таблицах: Н — нефть; Г — газ; звездочка (*) — основные нефтегазоносные комплексы.

Таблица 5

Добыча нефти и газа по странам Европы

Страна	Нефть, млн. т		Газ, млрд. м ³	
	1960 г.	1970 г.*	1960 г.	1970 г.*
Румыния	11,500	13,250	9,802	26,5
ФРГ	5,500	7,530	0,448	12,8
Югославия	0,944	2,800	0,053	1,2**
Австрия	2,400	2,800	1,469	1,8
Франция	2,000	2,350	2,846	7,0
Нидерланды	1,900	1,930	0,330	30,0
Венгрия	1,917	1,700	0,341	3,6
Италия	2,000	1,400	6,447	12,4
Албания	0,921	1,200	—	—
Польша	0,194	0,500	0,541	—
Болгария	0,200	0,320	—	—
Чехословакия	0,140	0,210	1,294	—
Испания	—	0,200	—	—
Англия	0,090	0,080	0,001	12,0
ГДР	0,090	0,070	0,026	—
Всего	29,796	36,340	23,598	107,3

* По социалистическим странам Европы (без СССР) добыча нефти дана на 1969 г., а газа — на 1968 и ** на 1969 гг.

Таблица 6

Разведанные запасы нефти и газа по капиталистическим странам Европы

Страна	Нефть, млн. т		Газ, млрд. м ³
	1960 г.	1970 г.	1970 г.
Австрия	35,8	26,0	12,0
Англия	0,8	1,4	1019,0
Италия	41,2	33,0	142,0
Испания	—	1,2	—
Нидерланды	26,5	38,0	2349,0
Норвегия	—	137,4	85,0
Франция	26,3	17,0	204,0
ФРГ	69,3	81,0	337,0
Всего	199,9	335,0	4148,0

Примечание. В этой и последующих статистических таблицах приведены данные из журналов «Petroleum Press Service, Monthly Bulletin of Statistics», «Oil and Gas Journal», «World Oil», «Экономика, организация и управление в газовой промышленности», реферативный сборник ВНИИЭГазпрома и др.

ЭПИПАЛЕОЗОЙСКАЯ ПЛАТФОРМА И ПЛАТФОРМЕННЫЕ СКЛОНЫ ПЕРЕДОВЫХ ПРОГИБОВ АЛЬПИЙСКОЙ СИСТЕМЫ

§ 1. Североморско-Германская провинция

Североморско-Германская провинция приурочена к обширной и глубокой платформенной синеклизе, расположенной на северной окраине эпипалеозойской платформы в пределах Северного моря, Нидерландов, ФРГ, ГДР и Польши. На севере она охватывает территорию Дании, а на западе восточную часть Англии. Южным ограничением синеклизы являются палеозойские поднятые массивы — Брабантский, Рейнский, Гарц и Чешский и их склоны (Судеты), а северной границей — докембрийские породы Балтийского щита и его склоны. На востоке синеклиза по крупному тектоническому шву граничит с Русской плитой (рис. 2).

Стратиграфия и распределение нефтеносности. Складчатый фундамент синеклизы разновозрастной. В ее южной части в полосе широтного простирания (Восточно-Нидерландский и Нижнесаксонский прогибы, юго-восточная часть ГДР и Предсудетская моноклинали) доказана погребенная герцинская складчатость, возникшая в передовом прогибе герцинид. Возраст фундамента более северной территории точно не установлен. Некоторые исследователи считают его раннедокембрийским или байкальским, другие предполагают здесь каледонский фундамент, допуская наличие среди каледонид обширного среднего массива, сложенного древними породами. Каледонские дислокации установлены бурением в широкой полосе к западу от линии Тейссера — Торнквиста, но предполагается, что они возникли здесь внутри крупного авлакогена.

Платформенный чехол соответственно начинается с отложений разного возраста. Девонские отложения платформенного типа вскрыты скважинами в Северном море (Срединное поднятие). Нижний карбон карбонатно-терригенного состава мощностью более 800 м известен на о. Рюген. На юге в Предсудетской моноклинали эти отложения сильно дислоцированы и входят в состав фундамента. Вестфальский и стефанский ярусы верхнего карбона (силезий) распространены почти повсеместно. В эпигерцинской части синеклизы силезий представлен складчатой угленосной толщей (до 3000 м) и вместе с нижней пермью входит в состав фундамента. В северной части платформы с более древним фундаментом, где силезий принадлежит к платформенному чехлу, мощность и дислоцированность его уменьшаются. Здесь эти отложения представлены по большей части карбонатно-терригенными породами в платформенных фациях (до 500—1000 м). Песчаники силезия промышленно нефтегазоносны в Восточной Англии и в эпигерцинской части впадины.

Нижнепермские континентальные красноцветные преимущественно песчаные отложения в прослоях вулканогенных пород (ротлигендс) широко распространены на площади почти всей синеклизы. Мощность их очень изменчива от сотен метров до 1800—2500 м. Нижний ротлигендс представлен грубообломочными и эффузивными породами, выполняющими неровности палеорельефа. В верхнем ротлигендсе в самой северной части ФРГ развиты мощные соленосные осадки. Высокая газоносность песчаников нижнего ротлигендса установлена в Северном море, Нидерландах и ФРГ. В восточных районах провинции кол-

лекторские свойства ротлигендса ухудшаются вследствие засоления песчаников. Газоносный комплекс ротлигендса имеет хорошую региональную покрывку соленосных отложений цехштейна. Газ, кроме метана, часто содержит значительную примесь азота (14—60% и более).

Трансгрессивные морские отложения верхней перми (цехштейн) распространены на территории всей провинции и представлены каменной и калийной солью, ангидритами, глинами, известняками и доломитами. Мощность их в центральной части синеклизы достигает 1800—2500 м, сокращаясь в ее краевых частях, где развиты доломитовые фации, до нескольких сотен метров. Известняки и доломиты цехштейна, особенно свита главного доломита в его нижней части, регионально нефтегазоносны. Главный доломит в прибортовой части цехштейнового бассейна слагает протяженный барьерный риф, образованный небольшими биогермами мощностью 40—60 м. Коллекторские свойства этого горизонта обусловлены тектонической трещиноватостью и возникают только в местах разломов и там, где имеются резкие градиенты мощностей. Покрывкой доломитовых горизонтов являются ангидриты и соль.

Нижний триас (бундзандштейн) мощностью 500—1200 м и верхний триас (кэйпер) мощностью 500—750 м представлены лагунно-континентальными пестроцветными породами с прослоями солей, а средний триас — морской свитой раковинного известняка (мушелькальк) мощностью 200—900 м. В средней части нижнего триаса заключены мощные грубозернистые песчаники (свита бунтер), регионально газоносные в Англо-Голландской депрессии Северного моря и Нижнесаксонском блоке (ФРГ). В Северном море отложения нижнего триаса к центру прогиба замещаются солью. В самой верхней, трансгрессивно залегающей части триаса мощностью 60—170 м (рэт) развиты битуминозные глины с прослоями песчаников, местами газоносных.

Начиная с юры наблюдается сильная дифференцированность разреза мезозоя по площади в зависимости от тектонического расчленения фундамента. Юрские морские отложения повсеместно развиты в пределах провинции. В ФРГ и Польше в отдельных блоках и трогах мощность их местами превышает 2000—3000 м. В ГДР мощность юры составляет 300—800 м. Нижняя (лейас) и средняя (доггер) юра представлены морскими мергельно-глинисто-песчаными осадками мощностью соответственно 400—1400 м и 200—1000 м. Верхний отдел юры (мальм) сложен карбонатно-терригенными породами (до 1600 м). Юрские отложения сингенетично нефтегазоносны. В Нижнесаксонском прогибе и в отдельных трогах, где они имеют наибольшую мощность, на разных уровнях в них содержатся нефтематеринские свиты и хорошие коллекторы с нефтью и газом.

Основные продуктивные горизонты заключены в низах лейаса и особенно в доггере (песчаник корнбраш). Нефтегазоносность мальма, отличающегося резкой фациальной изменчивостью, ограничена Нижнесаксонским прогибом.

Нижний мел сложен преимущественно мергельно-глинистыми породами мощностью около 1000 м в Западно-Нидерландском прогибе и 300—2000 м в Нижнесаксонском прогибе. В остальных районах мощность его обычно исчисляется сотнями метров. Наибольшая нефтегазоносность нижнего мела так же, как и юры, связана с районами накопления больших мощностей. Основные песчаные коллекторы, с которыми связаны продуктивные горизонты в пределах ФРГ (Эмсланд), заключены в низах нижнего мела — в пресноводно-солонатоводных отложениях вельда (портланд * — нижний валанжин) мощностью до 800 м и в верхнем валанжине (пласт бентгайм мощностью 40 м).

* Верхний мальм.

Во всей провинции основными газоносными комплексами являются нижнепермские и нижнетриасовые (свита бунтер) красноцветные породы, где газ находится во вторичном залегании. Основные нефтегазоносные комплексы — нижнемеловой, средне- и верхнеюрский.

Верхний мел (включая средний и верхний альб), залегающий резко несогласно, представлен известняками, мергелями и песчим мелом. Мощность этих отложений в ФРГ достигает местами 1500 м, а в Польше 2500 м. Эти породы являются хорошей региональной покрывкой для юрского и нижнемелового нефтегазоносных комплексов.

В Восточной Англии мощность мезозоя сильно сокращена: триас 250—500 м, юра — не более 700 м, мел — 700 м.

Глинисто-мергельные отложения палеогена имеют мощность порядка первых сотен метров. Однако в некоторых юрских трогах мощность кайнозоя возрастает очень сильно (до 2000—3000 м в Гамбургском трого и в кайнозойской котловине Северного моря), где эти отложения нефтегазоносны.

Мезозойские нефти в основном парафинистые, плотность их от 0,81 до 0,90 г/см³, содержание серы повышенное (0,4—1%). Тяжелые (0,90 г/см³ и выше) нефти приурочены к глубинам до 800 м.

Тектоника. Североморско-Германская синеклиза является типичной узловой структурой, приуроченной к месту сочленения склона Русской плиты, наклоненного на восток — юго-восток, и склона Западно-Европейской эпипалеозойской платформы, имеющего наклон на север и северо-запад. Сочленение обеих платформ происходит по системе глубинных разломов северо-западного простирания, отмеченных геофизическими аномалиями (линия Тейссера — Торнквиста) и образующих в фундаменте сложный грабен. Узловая впадина возникла в позднепермское время, наложившись на разбитые на глыбы и частично погруженные палеозойские и более древние складчатые сооружения. Мощность осадочного чехла в пределах ее восточной части (Польша) достигает 12—15 км, а в Северном море местами превышает 10 км.

Для всей синеклизы характерна боковая структура фундамента, представляющая мозаику глыб разного возраста. В фундаменте резко выражены разломы трех основных направлений: от запад-северо-западного до широтного (герцинского), преобладающего в восточной части синеклизы, субмеридионального — север-северо-восточного (рейнского), преобладающего в ее центральной части, и запад-северо-западного (западно-североморского) в Нидерландах и прилегающей части акватории Северного моря. На востоке (Польша и ГДР) проявляются также разломы восток-северо-восточного (рудногорского) направления.

Система более древних субмеридиональных разломов рейнского направления, отраженных магнитными аномалиями, протягивается от Рейнского массива через Ютландский полуостров и Зеландские острова на южную часть Скандинавского полуострова. Эта система была выделена немецкими геологами (Г. Штилле и др.) под названием Средиземноморско-Мезенской зоны. Как показывают палеотектонические построения (Г. Келбел и др.), эта система ограничивает погребенное поперечное поднятие, которое наматилось уже в цехштейне и триасе и выявлено по распределению мощностей рэт-лейаса, средней и верхней юры и нижнего мела. Это поперечное поднятие, которое можно назвать Рейнско-Зеландским, хорошо выражено морфологической перемычкой Ютландского полуострова и Зеландских островов, разделяющих Северное и Балтийское моря. Оно составляет часть крупного поперечного поднятия, включающего Центральный и Рейнский массивы и проходящего через всю

Западную Европу. Его восточным ограничением являются Ронский и Верхне-рейнский грабены, а также система глубоких юрских трогов (Гифгорн, Гамбургский и Брамштедт-Кильский), лежащих в пределах разломов, выделенных Р. Цвергером под названием первой, второй и третьей рейнских зон. Западное ограничение поперечного поднятия намечается пережимом между Арденнским и Рейнским массивами. На его северном продолжении в пределах синеклизы находится стефанский трог Германской бухты и протяженный разлом, ограничивающий с запада Ютландский полуостров, продолжающийся в западный разлом грабена Осло. По этому разлому Центральноютландский блок приподнят на 8 км над Германской бухтой.

Второе поперечное поднятие ограничено западно-североморской системой разломов, отходящей от рейнской системы в районе Нижнего Рейна. На суше к нему относится крупное горстовое Нидерландское поднятие, сложенное триасом, перекрытым меловыми отложениями, которое, начиная с юры, отделило Западно-Нидерландский прогиб от Восточно-Нидерландского. Южный склон поднятия осложнен системой грабенов и горстов.

На продолжении Нидерландского поднятия в прилегающей акватории прослеживается Доггер-банка, а еще далее в этой же зоне у побережья Шотландии выделяется Срединное поднятие — наиболее поднятая часть бассейна Северного моря, где поверхность ротлигендса залегает на глубине всего 1—2,5 км под верхним мелом.

Субширотная (герцинская) система разломов хорошо выражена в центральной и восточной частях синеклизы. Здесь прослеживаются пять основных протяженных продольных разломов, параллельных в основном линии Тейсера — Торквиста и установленных по геофизическим и палеотектоническим данным. Эти разломы подразделяют всю наземную часть синеклизы на пять линейных тектонических зон. Пересечение этих зон с поперечными разломами обусловило образование в фундаменте и чехле впадины ряда макроблоков, особенно резко выраженных в пределах Рейнско-Зеландского поперечного поднятия (Нижнесаксонский, Помпецкий, Шлезвиг-Гольштейнский, Центральноютландский и Северо-Ютландский).

Дифференциальные движения по разломам отдельных крупных блоков (макроблоков) фундамента проявились особенно ярко в мезо-кайнозойское время, когда вся синеклиза испытала интенсивное погружение. Оно вызвало образование отдельных седиментационных бассейнов, а в местах пересечения разломов разного направления — глубоких линейных трогов, где накопились мощные осадки юры — нижнего мела. Эта сложная картина распределения отложений, замаскированная крупным предальбским несогласием и пологим залеганием вышележащих слоев, установлена только глубоким бурением и сейсморазведкой. В осадочном чехле подвижки блоков в мезо-кайнозойское выразились саксонской складчатостью — возникновением новых и обновлением древних разломов, разделяющих крупные глыбы, которые в платформенном чехле отражены в виде сбросов, слабо выраженных валообразных поднятий и структурных «порогов». Поднятые блоки фундамента в чехле отражены сводовыми поднятиями, а опущенные — впадинами.

Вдоль разломов и в местах их пересечения заметно проявилась соляная тектоника. Выдавливающаяся по их поверхности пермская соль (главным образом соль цехштейна, а в северной части ФРГ — также нижней перми) образовала солянокупольные поднятия и мощные соляные диапиры. На суше здесь известно несколько сот соляных поднятий, с частью которых связаны месторождения нефти и газа. Особенно сложное строение соляные купола

имеют в пределах юрских трогов, где они часто бывают прорванными (диапировыми).

В глубоко погруженных частях синеклизы, там, где фундамент разбит крупными разломами и мощность соли особенно велика, развиты длинные диапировые структуры («соляные гряды») (рис. 3). Они широко распространены вдоль разломов рейнского направления в северной части ФРГ (Шлезвиг — Гольштейн), где в строении их участвует соль как цехштейна, так и нижней перми. Соляные ядра таких структур имеют длину 60—100 км при ширине 4—5 км. Такие же соляные гряды установлены в центральной части Северного моря. Там, где глубина подсолевого ложа 3000—5000 м, появляются преимущественно соляные купола с ядрами округлой и удлиненной формы размером в диаметре 2—8 км. В краевых частях синеклизы, где подошва соли находится на глубине менее 3000 м и мощность соли уменьшается, диапиризм не развивается и скопления соли имеют куполообразную форму («соляные подушки»).

Среди межкупольных структур встречаются антиклинали, иногда осложненные разломами, и структуры, названные «щитами черепах», в которых наблюдается увеличение мощности слоев к своду.

В осадочном чехле синеклизы выделяются три структурных этажа: подсолевой, солевой и надсолевой. Подсолевой этаж наиболее полно выражен в северной части синеклизы, где включает отложения от нижнего палеозоя до нижней перми. На юге синеклизы, где фундамент герцинский, к нему относятся только ротлигендс. Подсолевой этаж наследует структурный план фундамента. Солевой этаж, сложенный цехштейном, характеризуется резко несогласным структурным планом вследствие соляной тектоники. Надсолевой мезозойско-палеогеновый этаж имеет наложенный характер.

По поверхности ротлигендса описываемая синеклиза имеет неправильную форму, достигая в длину 1500 км, а в ширину от 250 км в восточной части до 400 км и более в центральной и южной частях акватории Северного моря. Центральная часть синеклизы находится в устье р. Эльбы и в восточной части моря, где поверхность ротлигендса залегают на глубине более 6 км, поднимаясь до 3,5 км и выше во всех направлениях. Вдоль северного широтного борта синеклизы этот подъем выражен наиболее резко и имеет характер флексуры. Южная прибортовая зона синеклизы представляет пологую моноклиналль со структурными террасами и носами, осложненными локальными поднятиями. Восточный склон нижнепермской синеклизы подразделяется седловиной на основную и восточную части.

По мезозойским отложениям внутри синеклизы намечается Североморский, Нижнесаксонский, Северо-Германский, Восточно-Германский, Польский прогибы и Предсудетская моноклиналль.

Североморский прогиб занимает южную часть Северного моря. Начиная с 1962 г., после открытия в Нидерландах богатейших залежей газа, Северное море стало ареной интенсивной разведки со стороны окружающих его стран (Англии, Нидерландов, ФРГ, Швеции и Норвегии) и его строение изучено геофизическими методами и морским бурением. К 1970 г. в акватории было пробурено более 200 скважин глубиной до 4300 м и проведено 80 тыс. км сейсмических профилей.

Прогиб хорошо выражен по подошве палеогена и выполнен мезо-кайнозойскими осадками мощностью до 5000 м, которые подстилаются отложениями цехштейна, ротлигендса, карбона, а на севере и более древними породами. Фундамент прогиба по геофизическим данным сильно расчленен протяженными

разломами, контролирующими простирание соляных гряд цехштейна. По отложениям цехштейна в акватории выделяются три депрессии: северная — Норвежско-Датская и две южных — Англо-Голландская и Германская, осложненные соляной тектоникой, которая слабее выражена в западной части моря. Депрессии разделены Срединным и Нидерландским поднятиями и морским продолжением Центральноютландского поднятия, выраженными по доцехштейновым отложениям. Пологая с плоским дном Англо-Голландская депрессия охватывает восточное побережье Англии и Западно-Нидерландский прогиб. Вследствие поднятия этого участка бассейна в конце позднего мела, мезозойские отложения здесь были местами эродированы вплоть до триаса (рис. 4).

По кайнозойскому структурному плану в Северноморском прогибе выделяется крупная впадина субмеридионального простирания, где мощность палеоген-неогеновых отложений превышает 3000 м. Центральная часть ее находится в пределах Норвежско-Датской депрессии.

Нижнесаксонский прогиб и частично западная часть Северо-Германского прогиба, расположенные в пределах ФРГ и восточной части Нидерланд, в мезокайнозойское время представляли области наибольшего прогибания и к ним приурочено большинство известных месторождений нефти и газа провинции (см. рис. 3).

Нижнесаксонский прогиб, отвечающий одноименному макроблоку, ограничен на западе Нидерландским поднятием, а на востоке трогом Гифгорн. Он отличался особенно высокой подвижностью и глубоким прогибанием, начиная с перми до конца раннего мела, когда в его пределах образовалась толща осадков мощностью 7000 м. Особенно глубокое погружение, связанное с герцинской тектонической зональностью, прогиб испытал в позднеюрское время, когда образовалось до 1200 м осадков портланда, и в начале раннего мела. В позднем мелу произошла инверсия, и осадки этого возраста в пределах прогиба маломощны.

С севера Нижнесаксонский макроблок отделен от макроблока Помпецкого структурным порогом, выявленным сейсморазведкой. Порог сопровождается сложной системой продольных нарушений, которые группируются в несколько кулисообразных антиклинальных зон, надвинутых на север. Такого рода нарушения, характерные для шовных зон, свидетельствуют в пользу крупного разлома, разделяющего Нижнесаксонский и Помпецкий блоки. Это обстоятельство наряду с резко выраженными инверсионными движениями этих макроблоков, начиная с юрского времени, говорит о глубоком заложении разделяющего их разлома, который, вероятно, соответствует границе герцинского и более древнего складчатого фундамента впадины. В восточной части Нижнесаксонского



Рис. 4. Геологический разрез через Северное море. По Буйо.

макроблока интенсивно проявляется соляная тектоника вдоль разломов как герцинского, так и рейнского направления.

Поперечными разломами Нижнесаксонский макроблок с запада на восток подразделяется на четыре блока: Восточно-Нидерландский, Эмсланда, Эмс-Везера и Ганноверский, отличающиеся различным характером осадконакопления в мезозое. Наиболее мобильным был блок Эмсланда, расположенный в краевой части поперечного поднятия. Блок Эмс-Везера отличался наибольшей устойчивостью.

На восточном продолжении Нижнесаксонского прогиба лежит Субгерцинская впадина. Юрский трог Гифгорн длиной 100 км и шириной 20—30 км возник вдоль I рейнской зоны разлома, ограничивающей поперечное поднятие еще в нижнем триасе. В его пределах кровля триаса залегает на глубине более 7 км, а мощность лейаса и доггера превышает 1700 м. Трог сильно осложнен соляной тектоникой. Его северная часть пересекает блок Помпецкого.

К Северо-Германскому прогибу относятся макроблоки Помпецкого, Шлезвиг-Гольштейнский, Центральнотландский и Северо-Ютландский, выделяющиеся в основном в пределах Рейнско-Зеландского поперечного поднятия. Они характеризуются различной глубиной залегания докембрийского основания и кровли триаса, юры и мела, а также разной степенью размыва неокомских и юрских отложений альбской трансгрессией. Наиболее поднят Центральнотландский макроблок (поднятие Рингкебинг-Фюнен) на территории Дании, которому отвечает гравитационный максимум. Макроблоки характеризуются крупными линейными разломами рейнского направления, вдоль которых возникли юрские трогам Гамбургский, Брамштедт-Кильский и Хайде, где мощность лейаса и доггера достигает 1000—1500 м, а кайнозоя 1500—3500 м и более.

Наиболее поднятая часть макроблоков Помпецкого и Шлезвиг-Гольштейнского между трогам Хайде и Брамштедт-Кильским сильно разбита линейными разломами, вдоль которых возникли соляные гряды (см. рис. 3).

Северо-Ютландский макроблок, начиная с конца триаса, был погружен. На его западном продолжении в Северном море выделяется Норвежско-Датская депрессия. Восточное продолжение блока неясно.

Восточно-Германский прогиб, расположенный в пределах ГДР, выполнен толщей палеозойских и мезо-кайнозойских отложений, смятых в валообразные структуры, простирающиеся с юго-востока на северо-запад и осложненные соляной тектоникой. Прогиб имеет блоковое строение. В его пределах выделяются Восточно-Эльбский и Бранденбургский макроблоки и Лаузицкая впадина, которые по кровле ротлигендса представляют ступень, наклоненную на северо-запад и приподнятую по отношению к Шлезвиг-Гольштейнскому макроблоку. Восточно-Эльбский макроблок характеризуется крупной геофизической аномалией изометрической формы, интерпретируемой обычно как срединный массив внутри древнего фундамента. К юго-востоку от него возраст фундамента определен как герцинский. К востоку от Одера в западной части Польши выделяется Предсудетская моноклираль, сложенная отложениями карбона, перми и мезозоя, залегающими на герцинском складчатом фундаменте.

Польский прогиб протягивается вдоль разлома, ограничивающего Русскую плиту. Он состоит из двух зон. Западная зона включает Щецинскую и Лодзинскую впадины, заполненные мощными юрскими и меловыми отложениями. Эта зона находится на продолжении Центральнотландского макроблока. Восточная зона включает Поморско-Куявское поднятие и его продолжение —

Свентокшиский антиклинорий, которые объединяются под названием Среднепольского антиклинория. Эта структура отличается громадной мощностью пермо-мезозойского чехла (более 8 км) и каледонским складчатым основанием, которое выходит на поверхность на юге в Свентокшиских горах. Поморско-Куявское поднятие является инверсионной структурой, образовавшейся в конце верхнего мела на месте мезозойского авлакогена, возникшего вдоль глубинного разлома. Этот трог лежит на продолжении Северо-Ютландского прогиба и объединялся с ним в общий Датско-Польский прогиб.

Условия залегания нефти и газа. В пределах провинции встречаются месторождения следующих типов: 1) мезозойские локальные поднятия, разбитые сбросами, образовавшиеся, по-видимому, над соляными подушками (см. рис. 5); залежи в них сводовые нарушенные и тектонически экранированные, реже структурно-стратиграфические; 2) прорванные соляные купола, для которых в основном характерны тектонически экранированные и контактные залежи, реже — структурно-стратиграфические, структурно-литологические и сводовые; 3) межкупольные пологие поднятия (Зюдербрух); 4) блоковые структуры с выступами пород цехштейна, триаса или юры в ядрах (Реден, рис. 5, а); 5) месторождения моноклиналичного строения на бортах трогов со структурно-стратиграфическими (Хоне, Киль, Брамштедт, рис. 5, б); или структурно-литологическими залежами в отложениях доггера.

Газовые месторождения в карбоне, ротлигендсе и горизонте бунтер связаны с крупными пологими поднятиями, сильно разбитыми сбросами на блоки (Гронинген, Леман и др.). Зонами нефтегазонакопления являются валы и структурные уступы (пороги), в пределах которых группируются месторождения, связанные с локальными поднятиями, часто осложненными соляными диапирами, а также юрские трогои. В цехштейне зонами нефтегазонакопления являются барьерные рифы.

На распределение нефтегазонасыщенных районов и месторождений громадное влияние оказало взаимодействие герцинских и рейнских разломов фундамента. К местам пересечения разломов разного направления приурочены зоны дробления, с которыми связаны особо подвижные блоки, где имела место дифференциальная седиментация. Нефтеобразование и нефтенакпление в их пределах контролировались тектоническим режимом. Блоки, испытавшие преимущественное прогибание в юрское и раннемеловое время, в трансгрессивные стадии седиментационных ритмов (Нижнесаксонский блок и юрские трогои) характеризуются высокой сингенетической нефтегазонасыщенностью этих отложений и образованием хороших коллекторов вдоль ограничивающих их береговых линий. Большую роль в распространении нефти и газа сыграло несогласное залегание альба, которое обеспечило образование стратиграфических ловушек и возникновение региональной покрывки.

Наблюдается определенная вертикальная зональность в распределении углеводородов. Газовые скопления преимущественно приурочены к верхнему карбону, ротлигендсу, цехштейну и триасу, а нефтяные — к юре и нижнему мелу. В ротлигендсе и триасе (бунтер) газ эпигенетический и связан с миграцией по разломам из угленосного верхнего карбона в результате повторной углефикации углей при продолжительном опускании, что доказывается связью в распространении ареалов газовых скоплений и угленосного карбона. Проводящие газ разломы, по-видимому, имеют глубинный характер, на что указывает постоянное содержание в газе ротлигендса азота (от нескольких процентов до 60—100%) с примесью соединений глубинного характера — аргона, гелия и иногда паров металлической ртути. Наиболее крупные скопления газа

приурочены к особенно сильно разбитым участкам (Гронингенский и Ольденбургский районы блока Помпецкого).

В пределах Североморско-Германской провинции выделяются следующие нефтегазоносные области: Североморская, Западно-Нидерландская, Нижнесаксонская, Северо-Германская, Восточно-Германская и Предсудетская.

Североморская нефтегазоносная область охватывает прибрежную часть Англии — карбоновую впадину Восточного Мидлэнда и пермскую впадину Северо-Восточного Йоркшира, Англо-Голландскую депрессию акватории и кайнозойскую котловину Северного моря (см. рис. 2).

Во впадине Восточного Мидлэнда в мощных отложениях карбона, перекрытых мало мощными осадками цехштейна, триаса и юры, прослеживаются несколько антиклиналей субмеридионального и юго-восточного простирания, нарушенных сбросами. К ним приурочены небольшие месторождения нефти, открытые в основном начиная с 1938 г., со сводовыми залежами преимущественно в свите жерновых песчаников намюра и в угленосной свите верхнего карбона (Хардстофт, Икринг, Дьюкс-Вуд и др.). В пермской впадине Северо-Восточного Йоркшира мощность цехштейна возрастает. В рифогенных доломитах, развитых здесь в краевых фациях цехштейнового бассейна, в 1966 г. сейсморазведкой было открыто крупное месторождение Локтон с очень богатыми залежами газа на глубине около 2000 м.

В британской зоне Англо-Голландской депрессии морским бурением к середине 1969 г. открыто 11 газовых и одно нефтегазовое месторождение.

Основной продуктивный горизонт — ротлигендс — залегает под покровной соли на глубине 1800—3400 м (Леман, Индифэтигейбл и др.). Извлекаемые запасы газа месторождения-гиганта Леман — 350 млрд. м³, а Индифэтигейбл — 240 млрд. м³. Богатые залежи газа обнаружены также в горизонте бунтер (Хьюитт), а нефть и газ — в доломитах цехштейна. В германском секторе акватории эти отложения непродуктивны из-за плохих коллекторских свойств. Обнаруженный здесь местами газ имеет азотный состав. В норвежском секторе моря на южном склоне кайнозойской впадины в 240 км от норвежского побережья в 1968 г. было открыто газоконденсатное месторождение Код, где высокопродуктивны базальные песчаники палеогена на глубине свыше 2000 м. В 1969 г. к юго-востоку от него открыто месторождение-сверхгигант Экофиск, извлекаемые запасы которого составляют 1 млрд. т нефти. Месторождение находится над сводовым поднятием допермского фундамента, перекрытым породами ротлигендса, цехштейна, и триаса сокращенной мощности и юрскими отложениями, на которых несогласно залегают верхний мел и палеоген. Эта брахиантиклинальная структура размером 12 × 3 км, свод которой разбит сбросами, возникла над соляным штоком. Нефтеносны карбонатные породы датского яруса, залегающие на глубине 1800 м. Коллектор мощностью 230 м имеет пористость 30%; проницаемость 12 миллидарси в основном связана с вторичной трещиноватостью. Дебиты скважин около 500 т/сут. Нефть малосернистая плотностью 0,684 г/см³. Глубина моря в Экофиске около 75 м. Рядом открыто несколько месторождений такого же типа — Западный Экофиск, Торфлет, Жозефина, Элдфиск. В этом же районе в британском секторе акватории открыты новые нефтяные, в датском секторе — газовые месторождения.

Эти данные позволяют высоко оценивать перспективы нефтегазоносности северо-восточной части акватории Северного моря.

Западно-Нидерландская нефтегазоносная область, отвечающая одноименному прогибу, характеризуется небольшой мощностью цехштейна и мощ-

ным развитием юры (до 2000 м) и нижнего мела (до 1000 м). Месторождения нефти и газа приурочены к разбитым сбросами мезозойским поднятиям на антиклинальных зонах северо-западного простирания. Продуктивны в основном песчаники нижнего мела и средней юры. Наиболее значительные месторождения Рийсвик, Пинакер, а также группа месторождений Де-Лиер (см. рис. 2). В последнее время на северо-восточном борту прогиба открыт газ также в нижнепермских отложениях.

Нижнесаксонская нефтегазоносная область отвечает одноименному прогибу и трону Гифгорн и находится в основном на территории ФРГ, охватывая Восточно-Нидерландский прогиб. По добыче нефти эта область является основной в провинции (обеспечивает почти всю добычу ФРГ). Она характеризуется мощным развитием отложений средней и верхней юры и нижнего мела, с которыми связаны основные продуктивные горизонты. Большинство месторождений нефти и газа приурочено к северной границе Нижнесаксонского макроблока. В пределах области выделяются пять нефтегазоносных районов: Восточно-Нидерландский, Эмсланд, район между реками Эмс и Везер, Ганноверский и Гифгорнский. Эти районы отвечают самостоятельным блокам, поэтому условия седиментации и тектоническое строение их, а следовательно, условия нефтегазоносности различны.

Восточно-Нидерландский нефтегазоносный район (Нидерланды) отвечает западной окраине цехштейнового бассейна. Маломощные отложения цехштейна здесь перекрыты триасом и срезаются с востока на запад отложениями альба и верхнего мела. Газовые месторождения (Тубберген, Кёворден, Де Вийк и др.) с залежами в доломитах цехштейна и отчасти в нижнем триасе приурочены к поднятиям на антиклинальных линиях субширотного направления. Газ в цехштейне метановый с примесью тяжелых углеводородов, азота и углекислоты 3—10%.

Нефтегазоносный район Эмсланда — один из самых богатых в ФРГ. Он расположен к западу от р. Эмс в основном в пределах ФРГ и отвечает приподнятому и очень подвижному в мезозое небольшому блоку. Отложения лейаса и доггера здесь имеют сокращенную мощность и срезаны трансгрессией мальма. В пределах этого блока вдоль береговых линий позднеюрских и раннемеловых бассейнов отложились песчаники, с которыми связаны продуктивные горизонты валанжина, вельда, верхней юры и местами апта. Газоносны также карбонатные горизонты цехштейна (Бентгайм, Френсвеген, Иттерберг), песчаники нижнего триаса (Уелзен) и верхнего карбона (Уелзен, Ферндорф).

Тектоника Эмсланда, расположенного в краевой части цехштейнового бассейна, характеризуется отсутствием соляных куполов и субширотным простиранием антиклинальных поднятий, сложенных нижним мелом и верхней юрой и сильно разбитых. Некоторые из этих поднятий имеют характер «щитов черепах» (Рюлермоор). К поднятиям приурочены все месторождения нефти и газа этого района. Среди них выделяются Скёнебек, расположенное в Нидерландах на границе с ФРГ, а также Рюле и Георгсдорф в ФРГ. Годовая добыча нефти Скёнебека около 1 млн. т. Основным горизонтом является высокопродуктивный бентгаймский песчаник валанжина, с которым в Скёнебеке на глубине 650—880 м связаны структурно-литологические и структурно-стратиграфические залежи нефти. В отложениях цехштейна и триаса в пределах некоторых поднятий наблюдается мелкоблоковая тектоника. В погребенных горстовидных выступах, сложенных этими породами, местами содержатся залежи газа (Бентгайм).

Нефтегазоносный район между Эмсом и Везером включает наибольшее число месторождений ФРГ (более 20) и отличается высокой газоносностью. Доказанные запасы газа на 1968 г. здесь оценивались в 110 млрд. м³, а годовая добыча газа составляет около 2 млрд. м³. Район отвечает участку наиболее мощного накопления осадков верхней юры (портланда), а также средней юры и вельда, к которым приурочены основные продуктивные песчаники. Соляная тектоника здесь отсутствует. Месторождения нефти приурочены преимущественно к поднятиям, тяготеющим к структурному порогу, разделяющему Нижнесаксонский и Помпецкий макроблоки. Крупнейшими месторождениями являются Реден, Дюсте и Геммельте-Запад (рис. 5). В последнее время вблизи северной границы блока установлена промышленная газоносность нижнего триаса (Геммельте-Запад и др.) и цехштейна.

Ганноверский нефтегазоносный район между р. Везер и прогибом Гифгорн является старейшим в ФРГ. Он характеризуется очень мощным развитием нижнего мела. Важнейшим продуктивным горизонтом являются песчаники валанжина и вельда и песчаники корнбраш средней юры. Фундамент здесь сильно нарушен как поперечными, так и продольными разломами, по которым поднялась соль, образуя соляные купола очень сложного строения, обычно прорванные. Особенно активно соляная тектоника проявилась вдоль разлома по р. Аллер, ограничивающего блок Помпецкого. Здесь к соляным куполам и межкупольным структурам (Зюдербрух) приурочены главнейшие месторождения района. В этом районе недавно обнаружен промышленный газ и в ротлигендсе.

Гифгорнский нефтегазоносный район соответствует одноименному трогу, выполненному мощными (до 1000 м) среднеюрскими отложениями, с которыми связаны основные нефтеносные горизонты. Юрские и неокомские отложения, срезанные альбским несогласием, на бортах трога местами содержат струк-

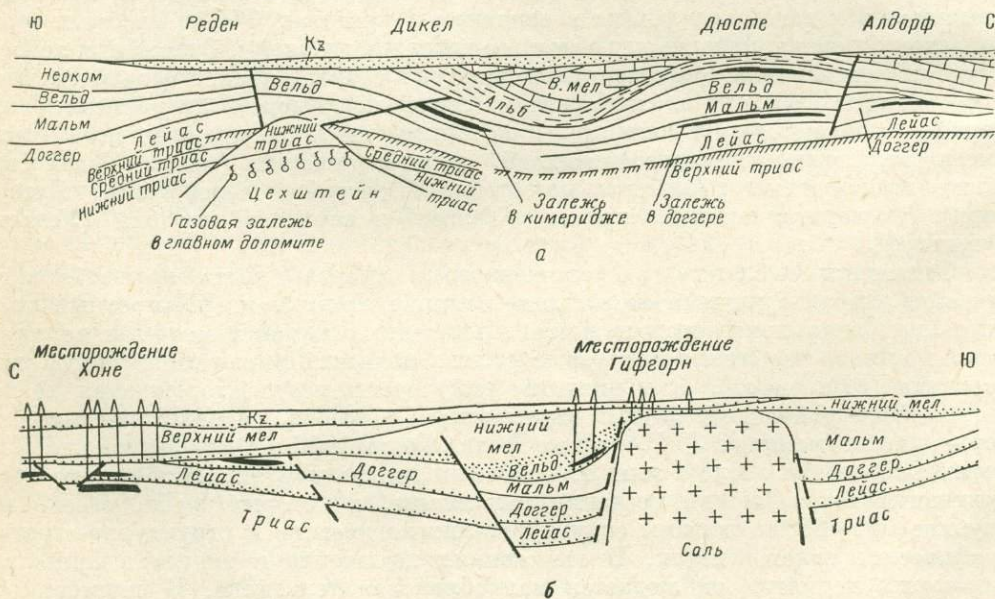


Рис. 5. Геологический разрез через район Эмс — Везер (а) и прогиб Гифгорн (б). По Ф. Гехту и Е. Бранду.

турно-литологические и структурно-стратиграфические залежи нефти (см. рис. 5). В краевых частях прогиба и в осевой его части развиты линейно ориентированные соляные купола сложного строения, с которыми связаны месторождения. Последние приурочены также к блоковым поднятиям на западном борту трога (Ханкенсбюттель, Хоне, Везендорф-Север). Самыми крупными нефтяными месторождениями являются Ханкенсбюттель и Хоне.

Северо-Германская нефтегазоносная область включает макроблоки Помпецкого и Шлезвиг-Гольштейнский. Для этой области особенно характерна региональная газоносность пермских отложений и нижнего триаса. Нефтегазоносность мезозоя имеет локальное распространение и приурочена в основном к юрским трогам. В области выделяются Гронингенский, Южно-Ольденбургский, Приэльбский, Шлезвиг-Гольштейнский нефтегазоносные районы. Три первых района расположены в пределах макроблока Помпецкого.

Гронингенский газоносный район находится в северо-восточной части Нидерландов. В 1959 г. в 30 км от морского побережья был открыт газ на площади Слотхерен; газоносная площадь затем была расширена до 500 км². В ее пределах выделяется месторождение-сверхгигант Гронинген. Газовая залежь на глубине 2870—3570 м приурочена к крупному пологому, разбитому на блоки поднятию. С юга и востока она ограничена сбросом. Продуктивные песчаники в нижней части ротлигендса подстилаются угленосным карбоном и имеют изменчивую мощность (до 100 м и более) и переменную проницаемость (0,1—1 дарси). Залегают они под покрывкой ангидрита. Газ содержит около 82% метана, 14% азота и 3—5% высших углеводородов. Извлекаемые запасы Гронингена на 1970 г. составили около 1,9 трлн. м³, что ставит это месторождение на одно из первых мест в мире после западносибирских гигантов.

Примечательно, что открытие Гронингена, который является одним из крупнейших в мире по запасам газовых месторождений, произошло после бурения 200 безрезультатных поисковых скважин. Западное продолжение этой газоносной зоны установлено в Фрисландии и в Северном море на Фризских островах, где открыто несколько тоже очень крупных газовых месторождений.

В Фрисландии (Нидерланды) выделяется крупное месторождение Берген, геологические условия которого аналогичны гронингенским. Запасы Бергена около 100 млрд. м³ газа.

Восточное продолжение Гронингенского района установлено в 1965 г. в устье р. Эмс на месторождении Гроотхузен (ФРГ), где на глубине 3500 м обнаружена богатая залежь газа в ротлигендсе. Здесь же расположено месторождение Дельфицил, где газ получен из верхнего карбона.

Южно-Ольденбургский газоносный район расположен в южной части блока Помпецкого к югу от Ольденбурга и Бремена (ФРГ). На западном склоне погребенного юрского поднятия сейсморазведкой обнаружены крупные структуры блокового типа, сложенные цехштейном и триасом. В их пределах на глубине 2600—2800 м бурением установлены высокопродуктивные горизонты в этих отложениях (месторождения Хенгштлаге, Барриен, Дётлинген, Вибест и др.) (см. рис. 3). Основной газовый горизонт бунтер показал дебиты скважин 500—800 тыс. м³/сут. На месторождении Дётлинген высокая газоносность обнаружена в главном доломите цехштейна.

Приэльбский газоносный район находится к северо-западу от Гифгорнского на границе ГДР и ФРГ. Здесь скважиной в Вустрове (ФРГ) недавно обнаружен под соляным куполом промышленный газ с высоким содержанием азота в песчаниках ротлигендса. На продолжении этого месторождения на территории ГДР

также установлена газоносность этих же слоев. Новое месторождение Банзен открыто в ФРГ в 45 км от Вустрова.

В Шлезвиг-Гольштейнском нефтегазоносном районе (ФРГ) сравнительно небольшие месторождения нефти связаны с соляными куполами в основном прорванного типа, приуроченными к юрским трогам Хайде, Брамштедт-Кильскому и Гамбургскому. В их пределах продуктивны песчаники доггера и нижнего мела. В Гамбургском трое на соляных куполах Рейтброк и Мекельфильд имеются сводовые залежи нефти в трещиноватых известняках верхнего мела.

Восточно-Германская нефтегазоносная область приурочена к Восточно-Германскому прогибу на территории ГДР и Приодерского района Польши. Она характеризуется региональной нефтегазоносностью доломитовой толщи цехштейна. Месторождения связаны с антиклиналями блокового типа и по запасам сравнительно невелики. В последнее время в области обнаружена газоносность триаса и ротлигендса. Здесь можно выделить Северо-Мекленбургский и Приодерский нефтегазоносные районы.

Северо-Мекленбургский район расположен в прибрежной части Балтийского моря в прибортовой части цехштейнового бассейна. Здесь находятся месторождения нефти Райкенхаген, Бартельшаген, Люббен, Гриммен. В Приодерском районе, тяготеющем к Лаузицкой впадине, имеется группа месторождений — Губен [ГДР], Рыбаки, Отынь, Нова-Суль (Польша), где нефтегазоносен главный доломит цехштейна. В последних двух месторождениях газ содержит 32—64% азота. В настоящее время в этом районе открыт еще ряд месторождений, в том числе в триасе и ротлигендсе.

К *Предсудетской нефтегазоносной области* относятся газовые месторождения Тархалы и Уцехув в ротлигендсе, расположенные в центральной части Предсудетской моноклинали. Газ содержит 50% метана и 48—49% азота.

Всего в провинции известно более 180 месторождений нефти и газа, большинство которых находится в ФРГ (более 100) и Нидерландах (более 40). Самым крупным нефтяным месторождением является сверхгигант Экофиск в Северном море (Норвегия). Крупными нефтяными месторождениями являются Скёнебек (Нидерланды), Ханкенсбюттель, Георгсдорф, Рюле (ФРГ), годовая добыча каждого из которых составляет около 500 тыс. т. Среди газовых месторождений, кроме сверхгиганта Гронинген (Нидерланды), гиганта Леман и Индифэтигейбл в Северном море (Англия), выделяются Хенгштлаге, Детлинген, Висбек и Реден в ФРГ и Локтон в Англии.

Добыча нефти всей Северноморско-Германской провинции в 1970 г. составила около 10 млн. т, из которых на долю ФРГ приходится 7,5 млн. т, а на долю Нидерландов — 1,9 млн. т. Добыча газа в ФРГ в 1970 г. составила 12,8 млрд. м³ и распределялась следующим образом: из пород цехштейна — 35%, триаса — 35%, ротлигендса — 25%. На данную провинцию приходится 90% запасов газа ФРГ.

Годовая добыча нефти до Второй мировой войны на территории провинции не превышала 1 млн. т (1940 г.) за счет Германии. Открытие нефти в Нидерландах (1948 г.) и в погребенных юрских трогах обусловило значительный рост добычи ФРГ с 1949 г. С 1959 г., после открытия Гронингена поиски нефти и газа стали проводиться главным образом в доюрских горизонтах — в основном в ротлигендсе, как на суше, так и в море. Открытие нефти и газа в Польше относится к началу 60-х годов.

§ 2. Провинции палеозойских грабеновых впадин

Провинция верхнепалеозойских грабеновых впадин каледонид. Провинция включает две небольшие наложенные грабеновые впадины — Шотландскую и Западно-Английскую в пределах каледонской складчатой зоны Великобритании (см. рис. 2). Выполняющие эти впадины отложения промежуточного комплекса (до 4000—5000 м) представлены морскими и континентальными угленосными осадками карбона, залегающими на красноцветных песчаниках девона (олдред). Нижний карбон в Шотландской впадине представлен известняками, а в Западно-Английской — песчаниками, горючими сланцами и известняками. Верхний карбон сложен внизу песчаниками намюра, а выше — угленосной толщей. Отложения карбона смяты в складки и разбиты разрывами. Платформенный чехол начинается с нижнепермских отложений. Обе впадины можно рассматривать как самостоятельные нефтегазоносные области. Нефтеносность связана с отложениями карбона и триаса.

В Западно-Английской впадине в Ланкашире имеется небольшое, связанное со сбросом месторождение Формби. Годовая добыча нефти из песчаников верхнего триаса составляет всего несколько сот тонн.

В Шотландской впадине, занимающей восточную часть Шотландской низменности, известны два небольших месторождения — нефтяное — Мидлошен и газовое — Коусленд. Продуктивны песчаники верхнего и нижнего карбона.

Провинция пермо-триасовых грабеновых впадин герцинид. Североморско-Германская синеклиза отделена от расположенной южнее приподнятой части эпигерцинской платформы крупными разломами герцинского простирания, отходящими от северо-западного склона Чешского массива. Эти разломы образуют систему палеозойских горстов и полугорстов (хребты Тюрингский, Гарц, Флехтингер-Хохенцуг), разделенных небольшими пологими впадинами Тюрингской и Субгерцинской, находящимися на территории ГДР (см. рис. 2). Впадины, в которых фундамент грабенообразно опущен, выполнены соленосным цехштейном и триасом. Строение их осложнено разломами герцинского и рейнского направления. Над герцинскими разломами в чехле образовались грабены и антиклинальные зоны. К этим впадинам, которые рассматриваются как нефтегазоносные области, приурочено несколько малодобитных месторождений нефти и газа с незначительными запасами, в которых продуктивен в основном главный доломит цехштейна. Газоносны и другие горизонты цехштейна, а также песчаники триаса.

В Тюрингской впадине, заключенной между горами Гарца и Тюрингского хребта, находится месторождение нефти Фолкенрода и два газовых месторождения Мюльхаузен и Лангезальца, открытые в 1930—1938 гг. Они приурочены к локальным, нарушенным разрывами поднятиям, осложняющим антиклинальные зоны. На основном месторождении Фолкенрода залежи нефти и газа связаны с зонами тектонической трещиноватости в местах пересечения структур герцинского и рейнского простирания и смещены по отношению к своду поднятия.

В Субгерцинской впадине, разделяющей Гарц и хребет Флехтингер-Хохенцуг, имеется одно маленькое нефтяное месторождение Фаллштейн.

§ 3. Провинция мезо-кайнозойских (рейнских) грабеновых впадин

К провинции мезо-кайнозойских грабеновых впадин относятся Рейнская и Ронско-Бресская внутриплатформенные грабеновые впадины, являющиеся частью громадной (протяжением около 1000 км) Средиземноморско-Мьзенской зоны грабенов Западной Европы, пересекающей эпигерцидскую платформу от Средиземного до Северного моря (см. рис. 2 и 6). К ней следует отнести также Лиманьский грабен, расположенный западнее Ронского. Все эти грабены образовались в основном в начале палеогена. Рейнский и Ронско-Бресский грабены уже в палеозое представляли ослабленную зону. Они выполнены мезозойскими осадками платформенного типа и кайнозойскими молассоидными пресноводно-морскими образованиями большой мощности, тогда как Лиманьский грабен — только молассаи. Характерной чертой всех грабенов является региональное распространение в молассах нефти, газа и твердых битумов. Каждый грабен можно рассматривать как самостоятельную нефтегазоносную область.

Нефтегазоносная область Рейнского грабена. Рейнский грабен расположен в верхней части долины Рейна на территории Франции (Эльзас) и ФРГ. В южной своей части грабен ограничен палеозойскими массивами Вогез (на западе) и Шварцвальда (на востоке). Длина его 300 км при ширине 35—50 км.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Грабен выполнен в основном палеоцен-миоценовыми молассаи. Это морские солоноватоводные и лимнические осадки мощностью до 4000 м. Подстилающие их мезозойские породы общей мощностью более 1500 м, выражены в типичных северо-германских фациях. Мощность и полнота разреза возрастают с севера на юг.

На красном лежне (0—1000 м) залегают маломощные (до 15 м) доломиты и глины цехштейна. Разрез триаса (800—1000 м) и юры (до 800 м) характеризуется преобладанием мергелистых пород. Мел и палеоцен отсутствуют. Молассы сложены глинами, мергелями, известняками, местами с прослоями песчаников и эвапоритов, а в верхней части — бурого угля и граивия. Фации и мощности отложений резко меняются по площади грабена. По бортам его осадки грубообломочные, а в центральной части преимущественно глинисто-мергельные с прослоями песчаников.

Нефтегазоносные комплексы имеются во всем разрезе. В триасе в свите раковинного известняка, а также в песчаниках кейпера и рэта имеются небольшие скопления нефти в центре грабена. Здесь же развита нефтеносная свита большого оолита батского яруса мощностью до 100 м. В рифогенных коралловых известняках оксфорда-кимериджа небольшие залежи нефти отмечаются в южной части грабена. Моласса нефтеносна в центральной и северной частях грабена, где развиты благоприятные фации олигоцена. Главным продуктивным комплексом, давшим более 90% всей добычи области, являются пешельбронские слои (более 500 м) в низах олигоцена. В нижней их части в Пешельбронне содержится до 13 пластов нефтеносных песчаников и доломитов невыдержанного строения.

В неогеновой молассе песчаные фации распространены преимущественно в краевых частях грабена, в северной части которого (ФРГ) они газоносны.

Плотность олигоценовых нефтей 0,88—0,89 г/см³, юрских — 0,825 г/см³.

Тектоника. Строение Рейнского грабена очень сложное. С востока и запада он ограничен краевыми ступенчатыми зонами. Осевая часть грабена сильно смещена к его восточному краю. От нее слои воздымаются моноклинально в западном направлении и нарушены многочисленными сбросами как рейнского,

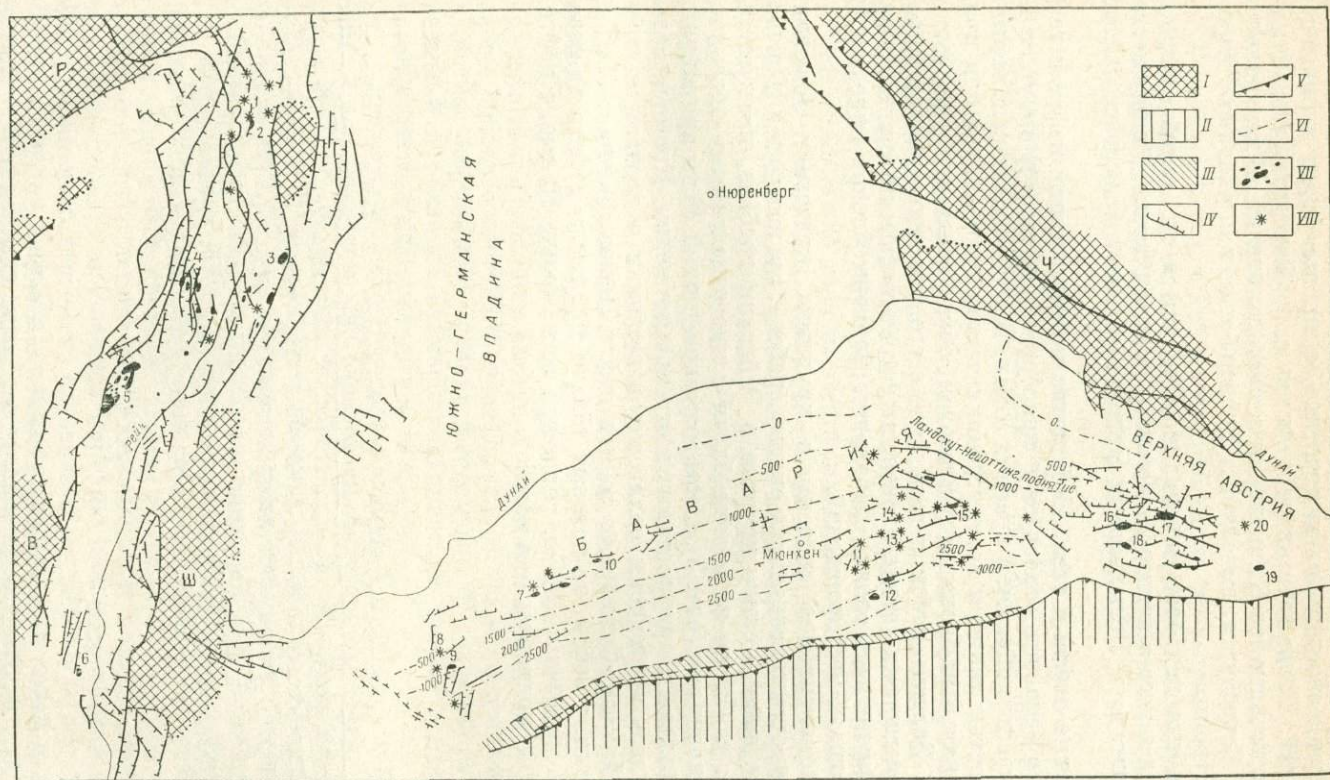


Рис. 6. Схема строения Рейнского грабена и Предальпийского прогиба. По Р. Мейнхолду с добавлениями.

I — палеозойские массивы: Р — Рейнский, В — Вогезы, Ш — Шварцвальд, Ч — Чешский; II — складчатая неогеновая моласса; IV — разрывы; V — надвиги; VI — изогипсы подошвы кайнозоя; VII — месторождения нефтяные; VIII — месторождения газовые.

Месторождения. Рейнский грабен: ФРГ: 1 — Пфунгштадт, 2 — Штокштадт, 3 — Рот, 4 — Ландау; Франция: 5 — Пешельбронн, 6 — Штаффельфелден. Предальпийская провинция: ФРГ: 7 — Менсхрот, 8 — Пфулленсдорф, 9 — Фронхофен, 10 — Арлесрид, 11 — Вольферсберг, 12 — Хохенрайн, 13 — Моозах, 14 — Изен, 15 — Ампфинг; Австрия: 16 — Кохлер, 17 — Рид, 18 — Пухкирхен, 19 — Войтсдорф, 20 — Велс.

так и поперечного к нему простирания (рис. 7). Поэтому осадочный чехол представляет мозаику блоков. Отдельные блоки вытянуты обычно вдоль продольной оси грабена и имеют моноклиналиное строение, а иногда форму полусводов и сводовых поднятий. Ряды горстов чередуются с грабенами. Поперечными крутыми разломами весь грабен расчленен на несколько впадин. В центральной его части, северней Страсбурга, выделяется Пешельброннская впадина с месторождением Пешельбронн.

Фундамент грабена наиболее опущен (до 4—5 км) в его самой северной части. Здесь моласса залегает непосредственно на красном лежне. Между месторождениями Штокштадт и Пешельбронн моласса залегает на триасе, а еще южнее — на юре.

Условия залегания нефти и газа. Небольшие месторождения нефти и газа Рейнского грабена в основном относятся к присбросовому типу и приурочены к мелким блокам главным образом в краевых зонах. В мезозойских отложениях месторождения известны также и во внутренних частях грабена, где они приурочены к моноклиналиным блокам и полусводам, образовавшимся у разрывов (Штаффелфельден). Залежи нефти и газа чаще всего тектонически экранированные в самых повышенных частях блоков, но встречаются и литологические, особенно в пешельброннских слоях. Небольшие размеры блоков определяют незначительные площади месторождений.

Зоны нефтегазонакопления связаны с крупными краевыми сбросами. Основные зоны приурочены к западному склону грабена, где находится Пешельброннское месторождение — самое крупное в Рейнском грабене, представляющее моноклинал, разбитую на мелкие блоки с многочисленными поверхностными битумопроявлениями (рис. 7). Месторождение длиной 20 км при ширине 7 км включает ряд залежей, приуроченных к отдельным блокам. Кроме пешельброннских слоев, здесь нефтеносны оолитовые известняки и песчаники юры, а также доломиты триаса. Суммарная добыча нефти Пешельбронна с 1888 г. составила более 3 млн. т нефти, из которых только 100 тыс. т добыто из мезозойских отложений. Добыча в 1967 г. составила всего около 80 тыс. т нефти, из которых около 10% приходится на мезозой.

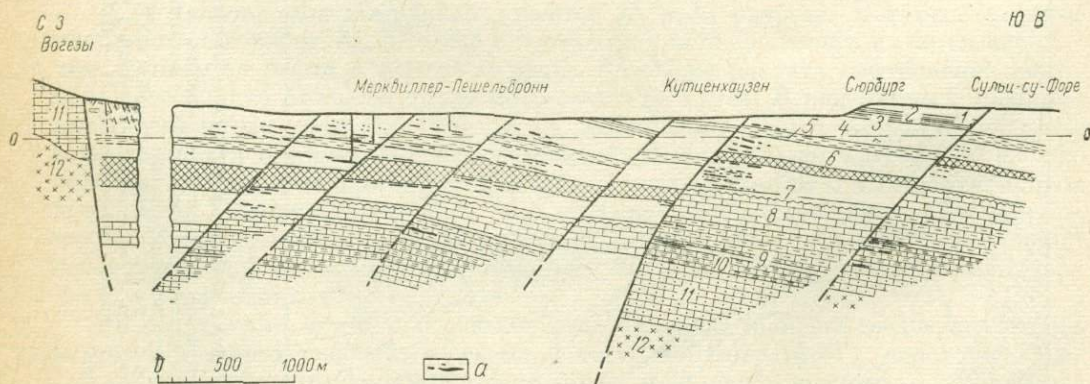


Рис. 7. Поперечный геологический разрез месторождения Пешельбронн.

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

В месторождениях северной части грабена (ФРГ) кроме молассовых местами продуктивны и триасовые отложения.

Всего в Рейнском грабене в пределах Франции имеется около 10 месторождений нефти, некоторые из них почти исчерпаны. На территории ФРГ известно около 25 мелких месторождений (Штокштадт, Ландау, Пфунгштадт и др.).

Годовая добыча в Рейнском грабене не превышает нескольких сотен тысяч тонн нефти, в основном из западногерманских месторождений. Добыча газа в 1966 г. составила 340 млн. м³. Запасы нефти в грабене оцениваются в 2 млн. т, а запасы газа примерно в 25 млрд. м³.

Нефть в Рейнском грабене известна с конца XV в. в Эльзасе. С 1735 г. в Пешельбронне началась разработка нефти шахтным способом и с 1882 г. — бурением. С 1935 г. и особенно после 1950 г. были открыты месторождения на территории ФРГ.

Нефтегазоносная область Ронско-Бресского грабена. Ронско-Бресская впадина грабенового строения прослеживается в долинах рек Рона и Сона вдоль субальпийских цепей Юры и Западных французских Альп, ограничивающих их с востока (рис. 8). Эти цепи образованы системами складок, в которых участвуют мезозойские породы платформенного чехла, что отличает их от Центральных и Восточных Альп. С запада впадина обрамлена глыбовыми горами Центрального массива. На юге она продолжается в Провансе и Лангедоке и открывается в Средиземное море. Впадина выполнена платформенными, преимущественно морскими карбонатными отложениями мезозоя (около 1500 м) и палеогена. Они перекрыты морскими грубообломочными молассами верхнего олигоцена — нижнего миоцена (более 500 м) и лимническими отложениями плиоцена. Мощность осадочного чехла до 3000 м. Между ним и герцинским складчатым фундаментом распространены угленосные отложения верхнего карбона и нижней перми.

В северной части Ронско-Бресской впадины выделяется Бресский прогиб, отделенный погребенным выступом кристаллических пород от расположенного южнее Ронского прогиба. В платформенном чехле впадины выделяются пологие поднятия, связанные с блоками фундамента. В северной ее части простирание поднятий и разломов субмеридиональное, а на юге — субширотное. С ними связаны месторождения нефти и газа.

В пределах Ронско-Бресской впадины в отложениях перми, триаса, юры и палеогена известны многочисленные битумопроявления. В Лангедоке находятся два незначительных месторождения с залежами тяжелой нефти в доломитах триаса (Габриан) и в олигоцене (Галициан), разработка которых уже закончена. В Бресском прогибе открыты небольшие месторождения Валемпур и Лон-ле-Сонье, где газоносны отложения триаса и нижней юры.

Нефтеносная область Лиманьского грабена. Лиманьский грабен рассекает северную часть Центрального массива и ограничен со всех сторон глыбовыми горами. Вдоль него проходит долина р. Алье, притока Лауры. На кристаллических породах залегают континентальные и морские молассовые отложения олигоцен-миоцена, мощностью порядка 1000 м, разбитые сбросами на блоки моноклиналильного строения, ступенчато опущенные к востоку. Отличительной чертой является широкое развитие изверженных пород в виде вулканических пеплов и базальтовых даек, выходящих на поверхность. В зоне контакта даек с олигоцен-миоценовыми породами образовались контактно-метаморфические породы — пепериты, содержащие вкрапления твердых асфальтовых битумов.

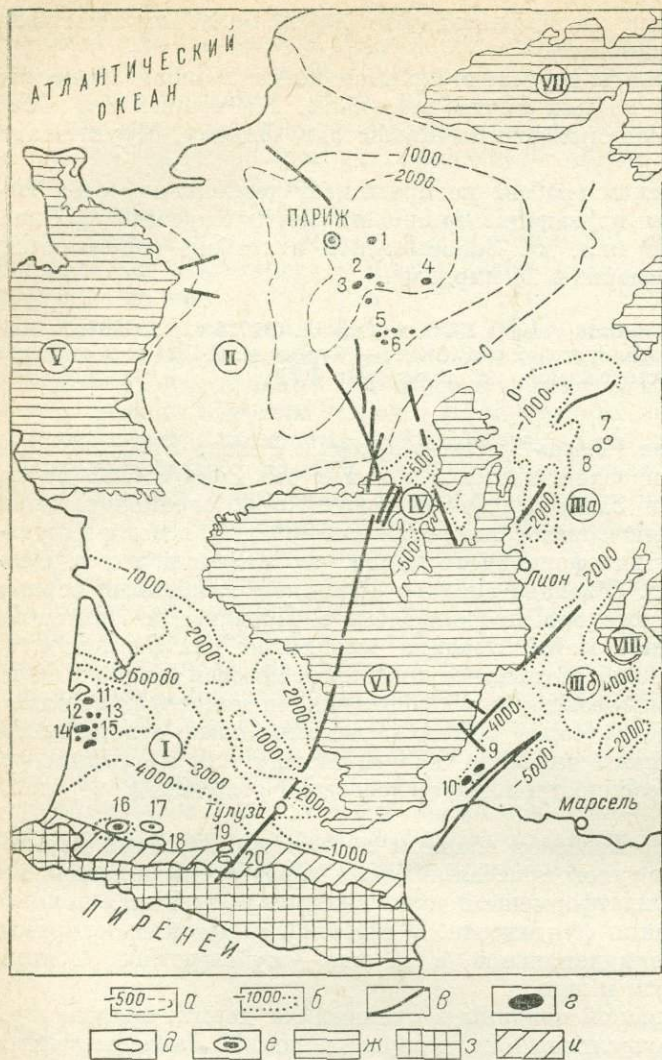


Рис. 8. Структурная схема и размещения месторождений Аквитанской, Парижской впадин и Ронско-Бресского грабена.

а — изолинии глубин кровли пермо-триаса; б — изолинии глубин фундамента; в — разрывные нарушения; месторождения: г — нефтяные, д — газовые, е — нефтегазовые; ж — выход на поверхность кристаллического фундамента; з — Пиренейская складчатая область; и — Предпиренейский прогиб. I — Аквитанская впадина; II — Парижская впадина; Ронско-Бресский грабен; IIIa — Бресский прогиб, IIIb — Ронский прогиб; IV — Лиманский грабен; V — Армориканский массив; VI — Центральный массив; VII — Арденнский массив; VIII — зона Юры. Месторождения: 1 — Куломм; 2 — Шайон-Шартрег; 3 — Шелли; 4 — Сен-Мартен-де-Боссена; 5 — Шаторенар; 6 — Сен-Фермен де Буа; 7 — Валемпуер; 8 — Лон де Сонь; 9 — Галициан; 10 — Габлан; 11 — Казо; 12 — Люго; 13 — Мот; 14 — Паранги; 15 — Люка; 16 — Лак; 17 — Мейон; 18 — Сен-Фост; 19 — Сен-Марсе; 20 — Чарл.

Битумы пропитывают также известняки, мергели и песчаники олигоцена в основании несогласных серий. В породе содержится от 9 до 18% асфальта. Основные месторождения асфальта находятся в Пон де Шато, около г. Клермон Ферран. Годовая добыча асфальта 18—20 тыс. т.

§ 4. Парижская провинция

Провинция представляет обширную внутриплатформенную синеклизу, расположенную во Франции между Армориканским, Центральным и Арденнским массивами (см. рис. 8). Синеклиза имеет наложенный характер: ее западное крыло простирается почти перпендикулярно герцинской складчатости Армориканского массива, а восточнее — складчатости Арденн. Через пролив Ла-Манш она протягивается в Южную Англию (см. рис. 1). Здесь выделяются две

нефтегазоносные области, связанные с Парижской и Южно-Английской впадинами. Основное значение имеет *Парижская нефтегазоносная область*.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. В Парижской впадине герцинский фундамент находится на глубине до 3000 м и покрывается угленосным карбоном и красным лежнем. Выше залегают пестроцветные породы верхней перми и триаса и мощная толща морских глинисто-известняково-мергельных отложений рэта, лейаса, доггера и мальма общей мощностью до 1600 м. В низах мела выделяются континентальные пестроцветы неокома (до 600 м), выше — глинисто-песчано-карбонатные осадки апт-альба и верхнего мела (200—350 м), которые перекрываются палеогеном (200 м) преимущественно карбонатного состава. Основным нефтеносным комплексом является толща трещиноватых органогенных, местами рифогенных и оолитовых известняков байос-бата, разделенная рядом несогласий. Местами нефтеносны линзовидные и выклинивающиеся песчаники баррема (Шаторенар) и песчаники рэта.

Тектоника. Фундамент Парижской синеклизы сильно нарушен: в бортовых частях он образует ряд структурных уступов, а в центральной части намечаются грабенообразные прогибы, выполненные красным лежнем. В платформенном чехле сейсморазведкой и бурением установлен ряд осложненных сбросами валов широтного или северо-западного направления.

Условия залегания нефти и газа. Начиная с 1958 г. на локальных поднятиях, осложняющих валы центральной части синеклизы, был открыт ряд небольших месторождений нефти. Залежи в массивных резервуарах, сложенных юрскими известняками, приурочены к сводам поднятий, а иногда к флексурным изгибам. Глубина залегания их от 670 до 1800 м. На одном из самых значительных месторождений Куломм в батских известняках выделяются три нефтеносные зоны общей мощностью 33—55 м. Плотность нефти 0,854—0,860 г/см³. В месторождении Шайон-Шартрет нефтеносны известняки бат-келловея преимущественно в пределах трещиноватой зоны, связанной со сбросом.

Годовая добыча нефти в Парижской области составляет несколько сотен тысяч тонн. Разведочное бурение сейчас ориентировано в основном на поиски литологических залежей в неокоме и на разведку триасовых и палеозойских горизонтов.

Южно-Английская впадина, раскрывающаяся в пролив Ла-Манш, невелика по размерам. Разрез осадочного чехла, залегающего на герцинском фундаменте, в общем сходен с разрезом Парижской впадины. Здесь известно одно месторождение Кимеридж в окрестностях Портсмута, на котором нефтеносны известняки доггера в своде антиклинали (см. рис. 2). В Ла-Манше в 3 км от берега (графство Дорсет) морским бурением открыта мезозойская нефть на глубине всего 20 м. К югу от Лондона в пермских отложениях открыт газ.

5. Аквитанская провинция

Аквитанская провинция — самая крупная во Франции. Она отвечает окраинной синеклизе эшигерцинской платформы, глубоко погруженный склон которой на юге перекрыт флишем Предпиренейского передового прогиба (см. рис. 8). Синеклиза окружена с севера и востока складчатыми палеозойскими сооружениями Армориканского и Центрального массивов, а на западе открывается в Бискайский залив. Общая мощность осадочных отложений здесь значительно больше, чем в Парижской впадине, и к югу от ее центральной части возрастает от 4500 до 19 000 м и больше в Предпиренейском прогибе.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. На герцинском фундаменте лежит осадочная толща пермо-карбона и мезозоя в северо-германских фациях, перекрытая палеоген-неогеновыми молассах. Лагунно-континентальные отложения триаса (до 1400 м) в верхнем отделе характеризуются наличием соли и ангидрита и нефтепроявлениями. Юрские отложения (до 1900 м) представлены преимущественно известняками, доломитами и мергелями лейаса, доггера и мальма. Битуминозные глины верхнего лейаса считаются нефтематеринскими. Отложения доггера местами продуктивны. Верхняя юра представлена оолитовыми и рифогенными известняками и доломитами, содержащими нефть. Нижнемеловые отложения (1300—2300 м) внизу сложены маломощными континентальными осадками в фациях вельда, выше — доломитовыми известняками неокома и глинами, мергелями, доломитами и детритусовыми известняками нижнего апта. Карбонатная толща верхней юры — неокома и нижнего апта, расслоенная рядом несогласий, представляет мощный массивный резервуар и является основным нефтегазоносным комплексом, с которым связаны крупные залежи нефти и газа главных месторождений провинции (Лак, Паранги). Покрышкой являются глинисто-мергельные породы верхнего апта, альба и сеномана мощностью до 500 м. Там, где в этих породах имеются прослойки песчаников, они нефтеносны (Казо, Люго).

Верхний мел (500—1000 м) сложен известняками, мергелями и глинами. Кайнозойские отложения (до 2000 м) представлены в основном мергелисто-глинистыми породами палеогена, а в верхней части (олигоцен — неоген) пресноводной молассой. Вдоль подножья Пиренеев развита флишевая фация верхнего мела и палеогена значительной мощности.

Тектоника. Аквитанская синеклиза имеет резко асимметричное строение и подразделяется на три структурные зоны. Северная зона представляет очень пологую мезо-кайнозойскую моноклинал, осложненную валообразными структурами и крупными разломами. Нижний мел здесь в разрезе отсутствует. Структурной ступенью эта зона отделяется от центральной, которая характеризуется большой мощностью мела и широким распространением моласс. Срединный порог, отвечающий выступу фундамента, подразделяет центральную зону на северную — Аркашонскую и южную — Адурскую впадины. Южная (Предпиренейская) зона в мезозойском структурном плане представляет сильно разбитый склон Аквитанской синеклизы, на который наложен флишевый передовой прогиб Пиренеев. Это выявлено бурением у подножья Пиренеев к югу от Сен-Марсе и в районе Мейона, где под меловым флишем обнаружены поднятые блоки палеозоя, триаса и верхней юры.

Строение центральной и южной зон осложнено поднятиями субширотного простирания, погребенными под молодыми слоями, с которыми связаны месторождения нефти и газа. Они в той или иной мере осложнены соляной тектоникой, которая проявляется особенно интенсивно в южной зоне, где из-под флиша и неогеновых моласс местами выступают купола, частично диашировые.

Условия залегания нефти и газа. Все месторождения провинции (около 20) группируются в двух нефтегазоносных областях — Аркашонской и Предпиренейской. Аркашонская нефтегазоносная область расположена на побережье, Бискайского залива в пределах центриклинальной части Аркашонской впадины. Здесь около 10 месторождений, все нефтяные. Самым значительным является Паранги — крупнейшее во Франции и одно из крупнейших в Западной Европе. Это обширная (10 × 4 км) слабо асимметричная антиклиналь, нарушенная продольным сбросом. В известняках неокома и верхней юры, неравномерно доломитизированных, кавернозных и трещиноватых, на глубине

2260—2660 м содержится громадная сводовая залежь нефти, подстилаемая водой. Нефть парафинистая, плотностью 0,83 г/см³. Добыча Паранти составила 1,4 млн. т/год. Разведочное бурение на шельфе залива не дало результатов и в 1968 г. его приостановили.

Вторая *Предпиренейская нефтегазоносная область* включает группу преимущественно газовых месторождений, расположенных на флекуре, отделяющей Адурскую впадину от Предпиренейского прогиба, или в самом прогибе под толщей флиша. Мезозойские структуры, с которыми связаны месторождения, сильно нарушены разрывами и внедрениями соли. Одно из крупнейших в Западной Европе месторождение Лак приурочено к обширному разбитому сбросами погребенному поднятию — возможно, глубинному соляному штоку. Месторождение содержит на глубине около 3350—4300 м громадную залежь газа под большим давлением в массивном резервуаре неоком-верхнеюрского возраста. Мощность газонасыщенной зоны 800 м; газ метановый (69,6% CH₄) с примесью тяжелых углеводородов, содержит 16% сероводорода и около 10% углекислоты. Годовая добыча газа 7 млрд. м³. Извлекаемые запасы газа оцениваются в 150 млрд. м³.

Газовое месторождение Мейон, открытое в 1965 г., по условиям газоносности и запасам (80—100 млрд. м³) близко к Лаку, но газовая залежь здесь находится на большой глубине — около 5400 м. Принципиальное отличие небольшого месторождения Сен-Марсе от Лака заключается в том, что продуктивные горизонты в нем захоронены под меловым флишем, в связи с чем явление диапиризма выражено сильнее.

Первое в провинции месторождение Сен-Марсе открыто в 1939 г., Лак — в 1949 г., Паранти — в 1954 г. Разведочные работы ведутся сейчас в основном в Предпиренейском прогибе, где они ориентированы на поиски первичных ловушек, связанных с мезозойским структурным планом склона Аквитанской впадины.

§ 6. Баскская провинция

Баскская провинция расположена на севере Испании в зоне, окаймляющей с юга Пиренеи. Приурочена к северному склону Иберийской платформы, осложненному небольшими впадинами Полиентес и Седана, ограниченными с севера Кантабрийским прогибом, заложенным на герцинском фундаменте (см. рис. 2).

Осадочный чехол представлен мезозойскими отложениями платформенного типа вскрытой мощностью около 2500 м. Разрез мезозоя по фациальному составу и нефтеносности очень близок к разрезу Аквитанской впадины, но мощность его в Баскской провинции меньше. Разрез начинается континентально-лагунными красноцветными осадками перми и триаса. В верхах триаса распространены известняки, ангидриты и каменная соль. Отложения нижней и средней юры представлены известняками и мергелями (1900 м), на которых несогласно залегают лагунно-континентальная толща трещиноватых известняков, песчаников и глин верхней юры (600 м). Нижний мел представлен неокомом в глинисто-песчаных фациях вельда и несогласно залегающими альбскими песчаниками, а верхний мел — массивными известняками. Кайнозойские отложения имеют пресноводно-лимнический характер. Нефтегазоносный комплекс сложен известняками и песчаниками верхней юры — нижнего мела.

В этой зоне известен ряд нефтепроявлений, и поиски нефти ведутся уже с начала XX в. В 1964 г. в 60 км к северу от г. Бургос сейсморазведкой было открыто первое промышленное месторождение нефти в Испании — Айолуэнго, которое разрабатывается с 1967 г. и дает около 600 т/сут. нефти (1968 г.). Оно приурочено к антиклинальной структуре, образованной соляным куполом;

имеющим северо-восточное простирание. Сводовая часть структуры нарушена грабеном и разбита на блоки. Притоки нефти на месторождении Айолуэнго получены на глубине 1000—1500 м из ряда горизонтов верхней юры и нижнего мела.

В этом же районе открыты месторождения Ла-Лора и Тозо. В Ла-Лоре нефтеносны отложения нижнего мела на глубине 1500 м. Дебиты нефти достигали 100 т/сут и более.

Благоприятные структурные формы, осложненные соляными куполами, широко распространены на южных склонах Пиренеев и Кантабрийских гор. Это позволяет считать вновь открытую провинцию весьма перспективной.

§ 7. Провинции передовых прогибов альпийской складчатой системы

Предальпийская провинция. Предальпийская провинция расположена в южной части ФРГ (Бавария) и в Верхней Австрии; западное продолжение ее намечается в Швейцарии до Женевского озера. Провинция отвечает платформенному склону Предальпийского передового прогиба, примыкающему с юга к неглубокой Южно-Германской впадине, разделяющей Чешский массив и массив Шварцвальда (см. рис. 6).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. На кристаллических породах фундамента трансгрессивно залегают отложения палеозоя и мезозоя, выраженные в германских фациях. Мезозой в западной части провинции имеет сильно сокращенную мощность — до 800 м, а в восточной — достигает 1800 м. Триас (280—500 м) представлен средним и верхним отделами; нижняя и средняя юра (200—280 м) имеют глинисто-песчаный состав. Верхняя юра (200—580 м) сложена доломитами и известняками с прослоями песчаников. Нижний мел отсутствует. Верхний мел (около 500 м) распространен только в восточной области, где представлен мергелями, известняками и песчаниками. Нефть и газ обнаружены в песчаниках верхнего триаса, юры и верхнего мела.

Эоцен-неогеновая толща, залегающая резко несогласно на сложно размытой поверхности мезозоя и фундамента, представлена молассой мощностью от сотен метров на севере до 3000—4000 м по направлению к центру прогиба. В западной части провинции мощность молассы почти втрое уменьшается. Эти глинисто-мергельные породы с песчаными пластами характеризуются быстрой изменчивостью по разрезу и площади. Моласса является основным продуктивным комплексом. В разрезе ее имеются нефтематеринские породы и хорошие коллекторы.

Разрез молассы сложен двумя крупными седиментационными циклами, каждый из которых включает внизу морские, а вверху — пресноводные отложения. Отвечающая эоцену и низам олигоцена нижняя морская моласса (около 700 м) представлена в основном литотамниевыми известняками с прослоями рыбных сланцев и песчаников. Она развита только в восточной области, где залегает на верхнем меле. К базальному амфингскому песчанику этой толщи приурочены основные нефтяные и газовые горизонты, вскрытые на глубине до 3500 м. Средний и верхний олигоцен и аквитанский ярус представлены нижней пресноводной молассой (до 1500 м) также нефтегазоносной. Свита песчаников бауштейн в ее основании выделяется своей продуктивностью. Неогеновая глинисто-мергельно-песчаная моласса второго цикла мощностью 1300 м содержит газ только в восточной области.

Тектоника. Предальпийский прогиб имеет резко асимметричное строение. Платформенный его склон характеризуется моноклиальным наклоном к югу

и по системе продольных сбросов ступенчато погружается к осевой части прогиба. Он отделен крупным продольным разломом от сложенного складчатой молассой геосинклинального склона, имеющего складчато-покровное строение. Допалеогеновое основание платформенного склона разбито поперечными разрывами на косые блоки, отраженные в палеогеновых слоях разрывными дислокациями. Строение восточной части провинции более сложно, чем западной. К востоку от Мюнхена параллельно краю Чешского массива прослеживается ступень фундамента северо-западного простирания, обращенная к югу и обрамленная системой Ландсгут-Нейоттингских нарушений (см. рис. 6). Ступень продолжается на австрийскую территорию. К югу от нее находится сильно прогнутая часть моноклинального склона, где мощность молассовой толщи наибольшая. В пределах этого прогиба, граничащего непосредственно со складчатой молассой, выявлен ряд ступенчатых сбросов субширотного и северо-западного простираний.

Условия залегания нефти и газа. Месторождения провинции относятся исключительно к приразломному типу и приурочены к структурно поднятым моноклинальным блокам, расположенным обычно на южных крыльях сбросовых зон в местах пересечения разломов двух направлений (рис. 9). Залежи нефти и газа тектонически экранированные и находятся на глубине до 4000 м. Основные продуктивные горизонты приурочены к основанию молассовой толщи, там, где она трансгрессивно перекрывает более древние слои независимо от их возраста.

В провинции выделяются две нефтегазоносные области: Западная (к западу от Мюнхена) и Восточная, включающая внутренний молассовый трог и Верхнюю Австрию. В *Западной нефтегазоносной области* продуктивна в основном свита бауштейн в основании молассы. В последнее время здесь открыты нефть и газ в эрозионно-тектонических выступах триаса (Пфулленсдорф) и юры (Менхсрот, Арлесрид, Фронхофен и др.). В *Восточной нефтегазоносной области* месторождения, среди которых много газовых, связаны с молассой, главным образом с базальным ампфингским песчаником и местами с подстилающим верхним мелом.

Большая часть месторождений сосредоточена в Баварии, где систематическая разведка на нефть и газ была начата в послевоенное время. В Верхней Австрии нефть и газ открыты только начиная с 1963 г. (Рид, Войтсдорф, Кохлег и др.).

Все месторождения незначительны по запасам и добыче. Самые крупные нефтяные месторождения Баварии — Менхсрот и Ампфинг — дают в год несколько десятков тысяч тонн нефти. Годовая добыча газовых месторождений (Вольферсберг, Изен) составляет несколько десятков миллионов кубометров газа. Добыча газа в Верхней Австрии в 1967 г. составила всего 4 млн. м³.



Рис. 9. Геологический разрез восточной части Предальпийской провинции. По Браумюллеру.

Поисковое бурение в настоящее время производится также на геосинклинальном склоне Предальпийского прогиба, где моласса перекрыта флишевыми покровами Альп, и на швейцарской территории, где имеются нефтепроявления как в молассе, так и в подстилающих мезозойских отложениях.

Предкарпатская провинция. Предкарпатская провинция приурочена к внешнему платформенному крылу Предкарпатского передового прогиба и прилегающему склону эпипалеозойской и частично (Восточное Предкарпатье) Русской платформ. Западная часть провинции находится на территории Австрии и Чехословакии (Западное Предкарпатье), а северо-восточная и восточная части — в пределах Польши, УССР и Румынии (см. рис. 1). По геологическому строению и нефтегазоносности Предкарпатская провинция сходна с Предальпийской, но все характерные особенности последней в ней выражены более резко.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Предкарпатский прогиб наложен на склон прилегающих платформ, поэтому фундамент его платформенного склона разновозрастный и сложен складчатыми палеозойскими или докембрийскими породами. Платформенные отложения мезозоя представлены в основном морскими юрскими (1000 м) * и верхнемеловыми (до 750 м) породами, а местами также и триасовыми в германских фациях. Средняя юра сложена песчаниками и глинами, а сверху — известняками, а верхняя юра — пестроцветами, известняками и глинами. Верхнемеловые отложения (до 1000 м) представлены песчаниками, известняками и мергелями. Вышележащая моласса в Предкарпатском прогибе имеет более молодой возраст, чем в Предальпийском. В Западном Предкарпатье она начинается с бурдигальских и гельветских отложений миоцена, а в Восточном Предкарпатье — с тортона и включает сармат и местами плиоцен. Мощность тортона и сармата достигает 2800 м.

Платформенный склон прогиба на всем его протяжении характеризуется газоносностью миоценовой молассы и нефтегазоносностью мезозойских отложений. Регионально продуктивными комплексами являются карбонатные отложения верхней юры и глинисто-песчаные нижнего мела и миоценовой молассы. Нефтегазопроявления отмечены почти во всем платформенном разрезе палеозоя. Возможно материнские породы отмечаются почти по всему разрезу.

Тектоника. Тектоника Предкарпатской провинции, так же как и Предальпийской, имеет ярко выраженное блоковое строение. Фундамент и мезозойский комплекс разбиты серией продольных сбросов, по которым склон прилегающей платформы ступенчато опускается по направлению к центру передового прогиба (рис. 10). Продольные сбросы сопровождаются поперечными разрывами, что обусловило мозаичную структуру фундамента. Ввиду того, что период преднеогеновой эрозии в Предкарпатской провинции длился значительно дольше, чем в Предальпийской провинции, размыв мезозойского комплекса здесь происходил более интенсивно и очень неравномерно.

Дифференциальные движения блоков особенно резко проявились в преднеогеновое время. В неогеновых слоях вдоль продольных сбросов возникли поднятия приразломного типа, обычно сильно разбитые. В ядрах некоторых из них, приуроченных к поднятым блокам, имеются эрозионно-тектонические выступы фундамента или мезозойского комплекса. Некоторые исследователи считают такие структуры, возникшие над мезозойскими выступами, структурами облекания, что не согласуется со всей геотектонической характеристикой и историей развития передового прогиба.

* Мощности даны для польской части территории.

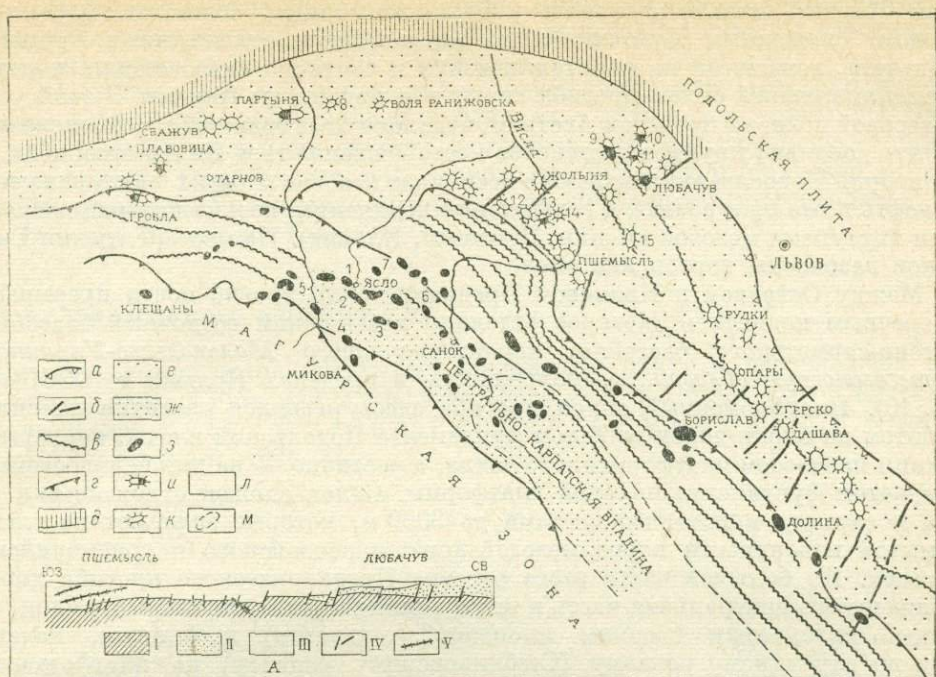


Рис. 10. Структурная схема северо-восточной части Предкарпатского прогиба и Центральнокарпатской впадины в пределах Польши и СССР. По Р. Мейнхолду, П. Карниковски и др. с дополнениями Н. Ю. Успенской.

а — граница Подольской плиты; б — поперечные разломы; в — надвиги и продольные разломы; г — покровы; д — граница герцинид; е — Предкарпатский передовой прогиб; жк — Центральнокарпатская впадина; месторождения: з — нефтяные, и — нефтегазовые, к — газовые; л — скибовая зона Карпат; м — граница наиболее погруженной части Центральнокарпатской впадины. Месторождения в Центральнокарпатской впадине: 1 — Поток, 2 — Бубрка, Ивонич, 3 — Люботовка-Вулка, 4 — Ропнянка, 5 — Кобыляны, 6 — Турже-Поле, 7 — Венглювка; Предкарпатский прогиб: 8 — Мелец, 9 — Джикув, 10 — Дахнув, 11 — Ушковце, 12 — Канчуга, 13 — Мироцин, 14 — Ярослав, 15 — Свидница-Гохановка.

А — схема разреза по линии Пшемьсль — Любачув (по П. Карниковски).

I — фундамент; II — палеозой; III — неоген; IV — поперечные нарушения; V — надвиги.

Условия залегания нефти и газа. Все месторождения нефти и газа приурочены к приразломным неогеновым поднятиям. Обычно они образуют линейные зоны нефтегазоаккумуляции, тяготеющие к зонам крупных разломов.

В погребенных мезозойских выступах, встречающихся в ядрах некоторых структур, нефтеносны известняки верхней юры; залежи в них имеют останцево-стратиграфический характер. Залежи в базальных песчаниках верхнего мела, перекрывающих погребенные выступы, обычно сводовые. В миоценовых отложениях шире всего распространены залежи газа сводового или тектонически экранированного типа, иногда литологические.

В провинции выделяются три нефтегазоносные области: Моравская, Малопольско-Украинская и перспективная Серетская, которые соответствуют обоюдным отрезкам Предкарпатского прогиба, разделенным поперечными поднятиями (см. рис. 1).

Моравская нефтегазоносная область находится в Западном Предкарпатье к западу от р. Морава, на территории Австрии и Чехословакии. Здесь передовой прогиб, зажатый между южным выступом Чешского массива и внешней флишевой

зоной Карпат, сильно сужен и представлен только своим платформенным склоном, сложенным моноклинально залегающими отложениями бурдигала и гельвета, лежащими на кристаллических и частично палеозойских породах. Геосинклинальный склон прогиба скрыт под надвигами Карпат. В этой узкой молассовой полосе в пределах Австрии, недалеко от ее границы с Чехословакией, открыто довольно крупное неогенное месторождение газа Вильдендюрнбах. На территории Чехословакии известно несколько незначительных месторождений, где нефть и газ приурочены к гельветским поднятиям, возникшим над погребенными выступами мезозоя (Менин, Жатчаны, Клокоч). На месторождении Горни Жуков газоносны тортонские слои.

Между Оставой и Краковом Предкарпатский прогиб почти прерывается поперечным поднятием, которое отделяет гельветский осадочный бассейн от тортоно-сарматского бассейна, характеризующего *Малопольско-Украинскую нефтегазоносную область*, расположенную в пределах Польши и СССР (см. рис. 10). Платформенный склон прогиба здесь развился частично на сильно разбитом на блоки докембрийском фундаменте Подольской плиты, перекрытым нижним палеозоем платформенного чехла, а частично — на нижнепалеозойском складчатом фундаменте молодой платформы. Склон сложен отложениями тортона и сармата мощностью местами до 3000 м, которые залегают на сложно размытой поверхности пород мезозойского, палеозойского и докембрийского возраста. На большей части этого отрезка Предкарпатского прогиба хорошо выражены его центральная часть и внутренний (геосинклинальный) склон, сложенные складчатым средним миоценом (гельветом) и флишем, надвинутыми по глубинному разлому (Стебниковскому надвигу) на платформенный склон.

На польской территории области открыто около пяти нефтяных месторождений, среди которых промышленное значение имеют Гробла, Плаволице и Партыня, и около 30 газовых месторождений. Крупнейшие из них — Любачув, Мироцин, Жольня, Пшемысль и Канчуга. Между Пшемыслем и Мелецем в отложениях миоцена выделяются три зоны нефтегазонакопления, связанные с продольными разломами, лежащими на продолжении разветвляющегося к северу крупного разлома, к которому приурочена основная газоносная зона Украинской УССР. Большинство месторождений газовые и приурочены к неогеновым поднятиям, которые возникли над крупными поднятыми блоками докембрийского фундамента, обычно разбитыми на более мелкие блоки. В неогеновых отложениях залежи связаны с резервуарами переходного между пластовым и массивным типами, сложенными переслаиванием песчаников и аргиллитов, и имеют общий уровень газоводяного раздела. Многие залежи нефти и газа встречены в выступах верхнеюрских известняков (Любачув, Джикув, Дахнув, Пшемысль, Ушковце, Гробла, Партыня и др.) или в песчаниках сеномана (Гробла, Плаволице, Сважув). Глубина их 1000—1500 м, редко больше.

Мезозойские нефти в основном легкие, парафинистые, малосернистые. Газы мезозоя и неокома по химическому составу различные.

В украинских месторождениях данной области (Рудки, Опары, Угерско, Дашава и др.) наблюдаются сходные условия нефтегазоносности мезозойских и неогеновых отложений.

В западной части области, между Краковом и Оставой, на территории Верхнесилезского угольного бассейна на месторождении Маркловице газоносны породы верхнего карбона, слагающие небольшую разбитую структуру, погребенную под неогеном. В 1967 г. было открыто газовое месторождение Тршебница в Верхней Силезии.

Перспективы поисков нефти и газа в Польском Предкарпатье связываются также с поисками глубинных складок бориславского типа на геосинклинальном склоне прогиба.

Промышленные месторождения в зарубежной части Предкарпатской провинции были открыты в основном начиная с 1946 г. на территории Польши.

Серетская газоносная область с многочисленными газопроявлениями еще не разведана. Она находится на территории Румынской Молдавии и отделена от Малопольско-Украинской области поперечным поднятием фундамента, разделяющим Восточные Карпаты.

§ 8. Мизийская провинция

Мизийская провинция охватывает Мизийскую плиту и расположена в своей северной части в Румынии, а к югу от Дуная — в Болгарии. В ее пределах выделяются две субпровинции — Южно-Румынская и Северо-Болгарская (рис. 11).

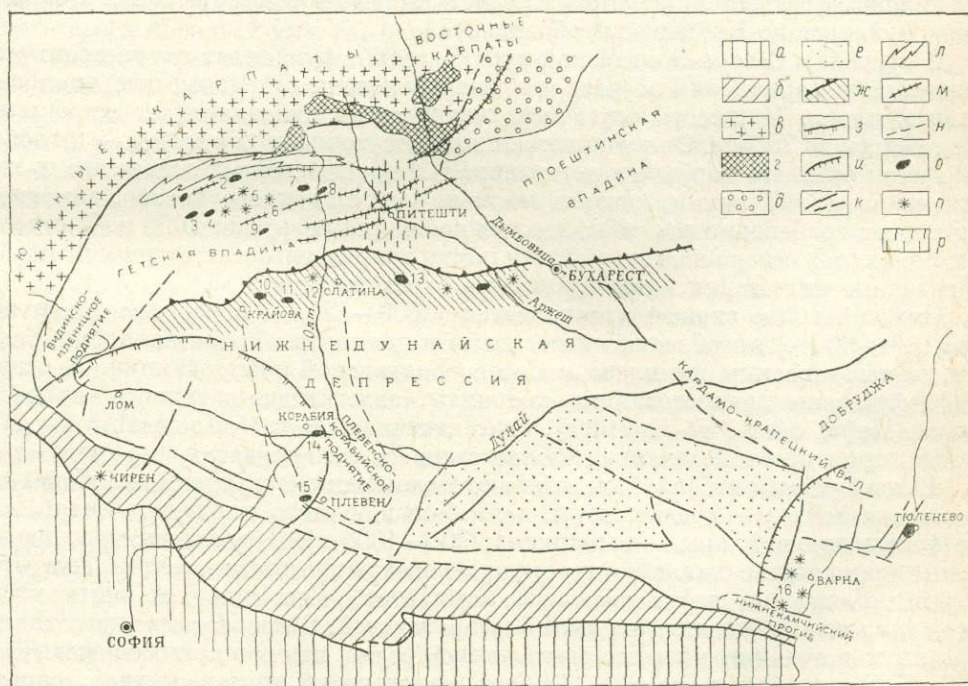


Рис. 11. Тектоническая схема Мизийской плиты. По А. П. Атанасову, Г. Б. Добреву, И. В. Высоцкому и др.

а — Балканы; б — Предбалканская складчатая зона; в — кристаллические породы Южных Карпат; г — мезозойские отложения (кроме флиша) Карпат; д — флишевая зона Восточных Карпат; е — Северо-Болгарское поднятие; жс — Олтенский структурный порог; з — Ломская впадина; и — Варненская впадина; ж — разломы; л — Жигуловское блоковое поднятие; м — антиклинальные линии; н — границы тектонических элементов; о — месторождения нефтяные; п — месторождения газовые и газоконденсатные; р — Питештинское поднятие.

Месторождения. Южно-Румынская субпровинция: 1 — Чуперчень, 2 — Негоешти, 3 — Балтени, 4 — Циклени, 5 — Хурезани, 6 — Градишта, 7 — Вабени, 8 — Галиче-Стромчени, 9 — Катрени, 10 — Герчешти, 11 — Янку-Жиану, 12 — Слатина, 13 — Чурешти; Северо-Болгарская субпровинция: 14 — Гиген, 15 — Долна-Дыбник, 16 — Нижнекамчийское.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Фундамент плиты разновозрастной, в северной части плиты (Южно-Румынская субпровинция) — байкальский и представлен докембрийскими и кембрийскими метаморфическими породами, над которыми залегают промежуточный комплекс, сложенный граптолитовыми сланцами силура (300—400 м), карбонатными породами девона (800 м) и карбона (1000 м). Платформенный чехол, по-видимому, начинается с эвапорито-красноцветных осадков перми (300 м).

Триас (до 2500 м) представлен германскими фациями, красноцветными в нижнем и верхнем отделах и карбонатными в среднем отделе. На размытую кровлю триаса ложатся терригенные отложения верхов нижней юры и средней юры (до 1500 м), известняки и доломиты верхней юры (до 800 м) и известняки мела (до 1200 м), содержащие пачки песчаников в неокоме.

Палеоген имеет местное распространение. Неогеновая моласса представлена на севере субпровинции (Гетская впадина) гельветом (до 2000 м), а на остальной части — в основном тортоном, сарматом (до 500 м) и плиоценом, местами большой мощности (Гетская впадина).

Основными нефтегазоносными комплексами Южно-Румынской субпровинции являются гельветский (Гетская область), среднеюрский, меловой и сарматский (Бухарестско-Крайовская область).

В пределах Северо-Болгарской субпровинции фундамент имеет преимущественно раннегерцинский возраст и в нем заключены отдельные массивы более древних пород. Мощность осадочного чехла здесь изменяется от нескольких сотен метров до 7000 м. Он начинается с промежуточного комплекса — угленосной толщи верхнего карбона и пермских (P_1 ?) красноцветных отложений с многочисленными эффузиями, которые местами залегают плащеобразно, а местами выполняют грабеновые прогибы, где мощность их превышает 1000 м. В отдельных скважинах северо-восточной части плиты вскрыты вышележащие соленосно-терригенные отложения, сопоставляемые с цехштейном.

Нижний триас сложен красноцветами (300—550 м); в среднем и верхнем триасе (0—300 м) преобладают известняки и доломиты. Триас является основным нефтегазоносным комплексом Северо-Болгарской субпровинции. В основном нефтеносны закарстованные доломиты, залегающие в кровле среднего триаса. Нефть здесь, по-видимому, сингенетичная. Менее выдержаны продуктивные горизонты в песчаниках нижнего триаса и карбонатах верхнего триаса. Выше с резким несогласием залегают маломощные терригенно-карбонатные отложения лейаса — средней юры, а на большей части площади — карбонатная толща верхней юры — валанжина (300—1000 м). Трециноватые и кавернозные известняки валанжина, несогласно перекрытые нижним мелом, являются вторым по значению нефтегазоносным комплексом. Они содержат эпигенетические скопления нефти и газа в ряде месторождений. Вышележащие известняки, мергели и песчаники нижнего мела имеют резко изменчивую мощность (0—1200 м). Верхний мел (до 900—1300 м), залегающий трансгрессивно, сложен известняками, мергелями и глинами. Палеоген (до 800 м), развитый в Варненской и Ломской впадинах, представлен известняками и мергелями эоцена и глинисто-песчаными отложениями олигоцена. Глинисто-песчанисто-мергельные породы неогена (до 1300 м в Ломской впадине) включают тортон, сармат и плиоцен. В песчаниках этой толщи в Варненской впадине местами имеются газовые горизонты.

Тектоника. Мизийская плита ограничена с севера Южными Карпатами, с северо-востока — Предкарпатским передовым прогибом, а с юга — Предбалканской складчатой зоной, от которой она отделена системой разломов. Пред-

балканская зона является активизированной частью плиты и отделена глубинным разломом от альпийской складчатой системы Балкан.

Мизийская плита с заключенным в ее северной части байкальским срединным массивом может рассматриваться в целом как окраинная синеклиза, возникшая в пределах обширного глубоко опущенного выступа Скифской плиты, вдающегося между Карпатами и Балканами. Для нее характерно сильное развитие разломов субширотного (герцинского) и субмеридионального направления.

И. В. Высоцкий трактует современное строение Мизийской плиты как Карпато-Балканский неогеновый межгорный прогиб, возникший над срединным массивом внутри палеозойской складчатой зоны.

Основными структурными элементами Мизийской плиты являются Гетская впадина, Нижнедунайская тектоническая депрессия, Северо-Болгарское поднятие, Варненская и Ломская впадины.

Гетская впадина и Нижнедунайская депрессия возникли на байкальском складчатом фундаменте и входят в состав Южно-Румынской субпровинции.

Гетская впадина (Валахия) представляет перикратонный прогиб северо-западной части Мизийской плиты, на который наложена неогеновая впадина. Плита здесь образует выступ, ограниченный по глубинным разломам с севера кристаллическими массивами Южных Карпат, с востока — Питештинским поперечным поднятием Восточных Карпат, а с запада — Видинско-Пленицким поперечным поднятием. Для Гетской впадины характерны разрывная тектоника и резкое изменение мощностей и фаций неогеновых отложений, а также многочисленные несогласия. Мощность плиоцена здесь достигает 2000 м. Мэотис имеет небольшую мощность. Значительной мощности (до 2000 м) достигают гельветские отложения, залегающие в основании неогена, в средней части впадины.

В северной части впадины на границе с Южными Карпатами в донеогеновом основании прослеживается Жиуолтская антиклинальная зона блокового строения, возникшая над палеогеновым молассовым прогибом. Этот прогиб образовался в теле кристаллических пород Южных Карпат и соответствует, по-видимому, глубинному разлому на западном погребенном продолжении складчатой зоны Восточных Карпат. Южнее Жиуолтской зоны в отложениях гельвета прослеживаются сильно разбитые антиклинальные структуры, развитые вдоль линейных блоковых поднятий, связанных с глубинными разломами, которые на некоторых площадях прослежены бурением. Южный склон Гетской впадины осложнен ступенчатыми разломами. Гетская впадина отделена от Нижнедунайской депрессии погребенной под отложениями неогеновой молассы приподнятой зоной — Олтенским (Опташ-Слатинским) структурным порогом, сложенным мезозойскими отложениями. В западной части в районе г. Крайова порог осложнен двумя крупными выступами байкальского фундамента, на склонах которых платформенные отложения верхнего палеозоя перекрыты различными отделами мезозоя.

Нижнедунайская депрессия характеризуется развитием мощных палеозойских и мезозойских отложений, выполняющих глубокий прогиб в теле байкальского фундамента, залегающего на глубине около 5—5,5 км. Отложения палеогена — нижнего миоцена в пределах депрессии отсутствуют. Неоген, залегающий на мезозойских слоях, распространен широко. Депрессия сливается на северо-востоке с Западной Добруджей. На западе она ограничена Видинско-Пленицким поперечным выступом фундамента блокового строения, перекрытым мезозойскими породами. На юге депрессия охватывает северный склон Северо-

Болгарского поднятия, а на юго-западе частично скрыта под наложенной Ломской впадиной.

Строение эпигерцинской части плиты (Северо-Болгарская субпровинция) характеризуется резко выраженной блоковой тектоникой фундамента, отраженной в строении чехла. В осадочном чехле здесь выделяются два структурных яруса. Нижний ярус включает верхний карбон и нижнюю пермь и соответствует промежуточному комплексу. Для него характерны более отчетливо выраженные структурные формы с образованием глубоких грабенных и эффузиями магмы. Второй структурный ярус — собственно платформенный чехол — включает отложения триаса, юры, мела и кайнозоя; он характеризуется типично платформенными структурами.

Основным структурным элементом является Северо-Болгарское сводовое поднятие, сложенное с поверхности преимущественно нижним мелом. Размер его 300×100 км, амплитуда около 2000 м. Поднятие соответствует разбитому разломами выступу герцинского фундамента, на приподнятых блоках которого на глубине 800 м породы верхней юры — валанжина ложатся на фундамент. В опущенных линейных блоках развиты мощные (до 1000 м) пермо-триасовые отложения. Периферические части блоков в чехле осложнены локальными поднятиями. Северо-Болгарское поднятие с северо-востока ограничено палеозойским горстом (Кардамо-Крапецкий вал), отделяющим его от Добруджи. На восточный склон поднятия, опущенный по глубинному разлому, наложена палеоген-неогеновая Варненская впадина, большая часть которой находится в пределах Черного моря. Фундамент впадины также разбит на блоки. На юге Варненская впадина ограничена узким Нижнекамчийским прогибом, выполненным неогеном и очень мощным (более 2000 м) палеогеном. Прогиб в своей западной части захватывает южный склон Северо-Болгарского поднятия.

На западном склоне Северо-Болгарского поднятия гравиметрической разведкой установлено погребенное Плевенско-Корабийское палеозойское поднятие, сводовая часть которого находится на глубине 4000 м, а мощность моноклинально залегающих отложений от мезозоя до верхнего мела сильно сокращена. Плевенско-Корабийское поднятие продолжается к северу, являясь частью глубинного поперечного элемента, прослеживающегося далеко к северу в Южных Карпатах.

На западную часть Плевенско-Корабийского поднятия наложена глубокая Ломская впадина, выполненная мощной (2500 м) толщей верхнемеловых, эоценовых и неогеновых отложений. По фундаменту она осложнена разломами.

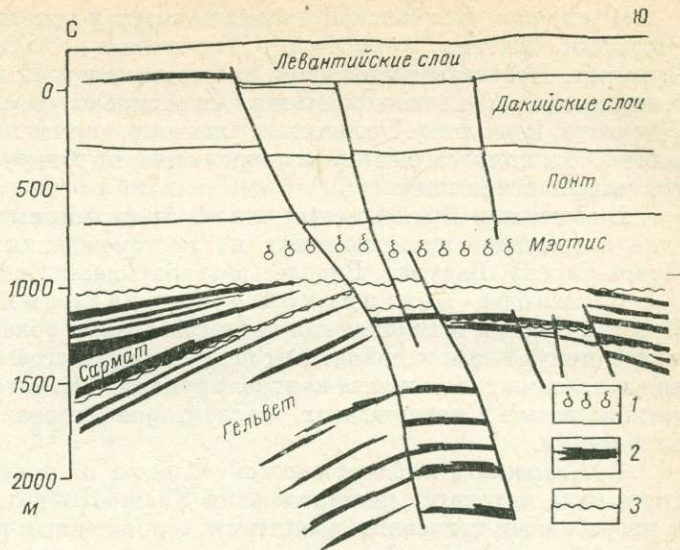
Крупные структуры Мизийской плиты осложнены рядом более мелких элементов, которые разбиты многочисленными сбросами разной амплитуды и простирания, в результате чего образовалась сложная мозаичная структура.

Условия залегания нефти и газа. Южно-Румынская субпровинция включает две нефтегазоносные области: Гетскую, отвечающую Гетской впадине, в Бухарестско-Крайовскую область, включающую Олтенский структурный порог.

В Гетской нефтегазоносной области месторождения нефти и газа связаны с приразломными структурами блокового строения в гельветских слоях, которым в плиоцене соответствуют разбитые антиклиналы (рис. 12). Мэотис в основном газonosен (Катрени и др.). Поисковое бурение здесь ведется до глубины 6000 м. Зонами нефтегазонакопления являются линейные блоковые поднятия, приуроченные к разломам. Особенно богатые месторождения Балтени и Циклени содержат до восьми высокопродуктивных залежей нефти в гельветских отложениях; дебит скважин достигает 200—250 т/сут. В сарматских отложениях, несо-

Рис. 12. Геологический разрез месторождения Циклени. По Н. Григораш.

1 — газ; 2 — нефть; 3 — несогласия.



гласно перекрытых мэотисом, здесь имеются литологические и стратиграфические залежи нефти; дебиты — 40—75 т/сут.

В Бухарестско-Крайовской нефтегазоносной области открыто более 20 месторождений, среди которых имеются крупные. Все месторождения нефти и газа расположены на своде и южном склоне Олтенского структурного порога, являющегося зоной нефтегазонакопления. Они связаны со слабо выраженными поднятиями в неогеновых слоях, разбитыми на блоки сетью сбросов. В ядрах некоторых поднятий имеются эрозионно-тектонические выступы кристаллических сланцев фундамента, пород палеозоя и мезозоя (Чурешти, Герчешти) (рис. 13). Залежи в среднеюрских, меловых и сарматских отложениях преимущественно сводовые, нарушенные разрывами, а также структурно-стратиграфические. Средняя глубина среднеюрских залежей до 2500 м; сарматских — от 800 м и глубже.

В пределах Бухарестско-Крайовской области выделяются два нефтегазоносных района: Бухарестский и Крайовский.

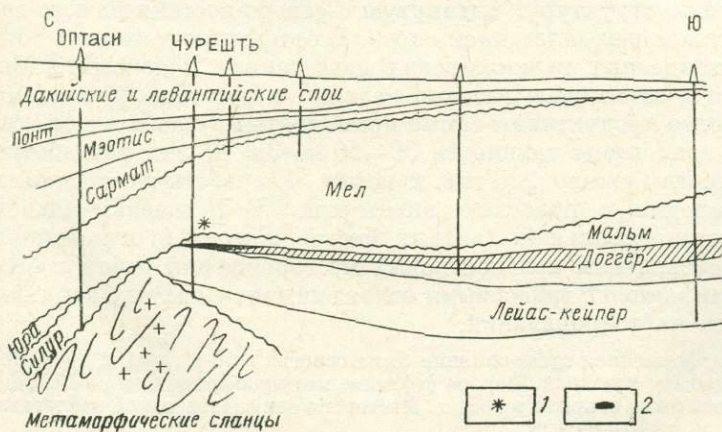


Рис. 13. Геологический разрез месторождения Чурешти. По Н. Григораш.

1 — газ; 2 — нефть.

В западном Крайовском районе находится основная группа месторождений (Чурешти, Слатина, Янку Жиану, Герчешти и др.). Одним из крупных является Чурешти. Нефтегазоносны здесь песчаники средней юры и известняки неокома и верхнего мела в зоне сокращения их мощности на склоне выступа фундамента (Чурешти, Герчешти). Газоносны отложения сармата (Слатина) и плиоцена (Герчешти). На крупном месторождении Чурешти обнаружена нефтеносность также триасовых отложений.

В восточном Бухарестском районе продуктивны сарматские, альб-сеноманские и среднеюрские отложения на месторождениях Хырлешти, Картожань, Моара-Сэраке, Вадулат, Виделе (разрабатывается с 1961 г.) и др.

В Северо-Болгарской субпровинции выделяются Плевенская, Предбалканская и Варненская нефтегазоносные области. Месторождения нефти и газа приурочены к локальным поднятиям, иногда блокового строения. Условия залегания нефти и газа контролируются в значительной мере изменчивостью трещиноватых и кавернозных коллекторов мезозоя и несогласием в кровле валанжина.

В *Плевенской нефтегазоносной области* в пределах Плевенско-Корабийского вала находятся месторождения Долни-Дыбник и Гиген. Они приурочены к погребенным триасовым поднятиям, осложненным разрывами. На самом крупном в субпровинции нефтегазоносном месторождении Долни-Дыбник, открытом в 1963 г., в доломитах среднего триаса имеется залежь легкой ($0,814 \text{ г/см}^3$) нефти на глубине 3300—3450 м и газоконденсатная залежь в карбонатах верхнего триаса. Зона закарстованных доломитов среднего триаса простирается к северо-западу от Долни-Дыбника. Месторождение Гиген блокового строения содержит непромышленную залежь тяжелой нефти в доломитах валанжина.

Предбалканская нефтегазоносная область включает активизированную часть эпигерцинской платформы. В Западном Предбалканье открыто значительное газоконденсатное месторождение Чирен, содержащее на глубине 1800 м газовую залежь в толще известняков и песчаников, охватывающей отложения от нижнего триаса до среднего лейаса. Этаж газоносности залежи около 300 м.

В *Варненской нефтегазоносной области*, включающей Варненскую впадину и Нижнекамчийский прогиб, известно несколько месторождений нефти и газа блокового строения. Здесь нефтеносность связана с отложениями валанжина, а газоносность — с эоцен-олигоценовыми слоями (Тюленево, Болгарево, Камчия и др.). Тюленевское месторождение, открытое в 1951 г., представляет разбитую на блоки горстовую структуру, вытянутую с северо-востока на юго-запад, с пологим моноклинальным залеганием слоев. В отдельных тектонических блоках в трещинно-кавернозных валанжинских известняках и доломитах на глубине всего 350—390 м заключены газовые залежи, подстилаемые местами тяжелой нефтью. Наиболее продуктивны самые приподнятые и разбитые блоки. Нефтегазонасыщенная зона имеет мощность 30—50 м. За 10 лет разработки Тюленево здесь было добыто около 200 тыс. т нефти. Разрабатывается также продолжение месторождения в пределах акватории. В Нижнекамчийском прогибе имеется несколько небольших газовых месторождений в отложениях палеогена. Основные перспективы поисков новых месторождений нефти в Мизийской провинции связываются с триасовыми отложениями, а также с верхним палеозоем, где известны нефтепроявления.

Южно-Румынская платформенная субпровинция была освоена в 50-х годах и в настоящее время дает основную добычу Румынии. Первое нефтяное месторождение Северо-Болгарской субпровинции Тюленево было открыто в 1951 г. Месторождения Плевенской нефтегазоносной области открыты в 1961—1963 гг.

§ 9. Сицилийская провинция

Сицилийская провинция расположена в юго-восточной части о. Сицилия в Италии и с севера ограничена альпийскими сооружениями Сицилийских Апеннин. В тектоническом отношении она отвечает платформенному склону передового прогиба и прилегающей части окраинной впадины эпипалеозойской (эпибайкальской) платформы, открывающейся в Средиземное море (рис. 14). Эта платформа продолжается на Африканском материке в глыбовых сооружениях Большого Атласа.

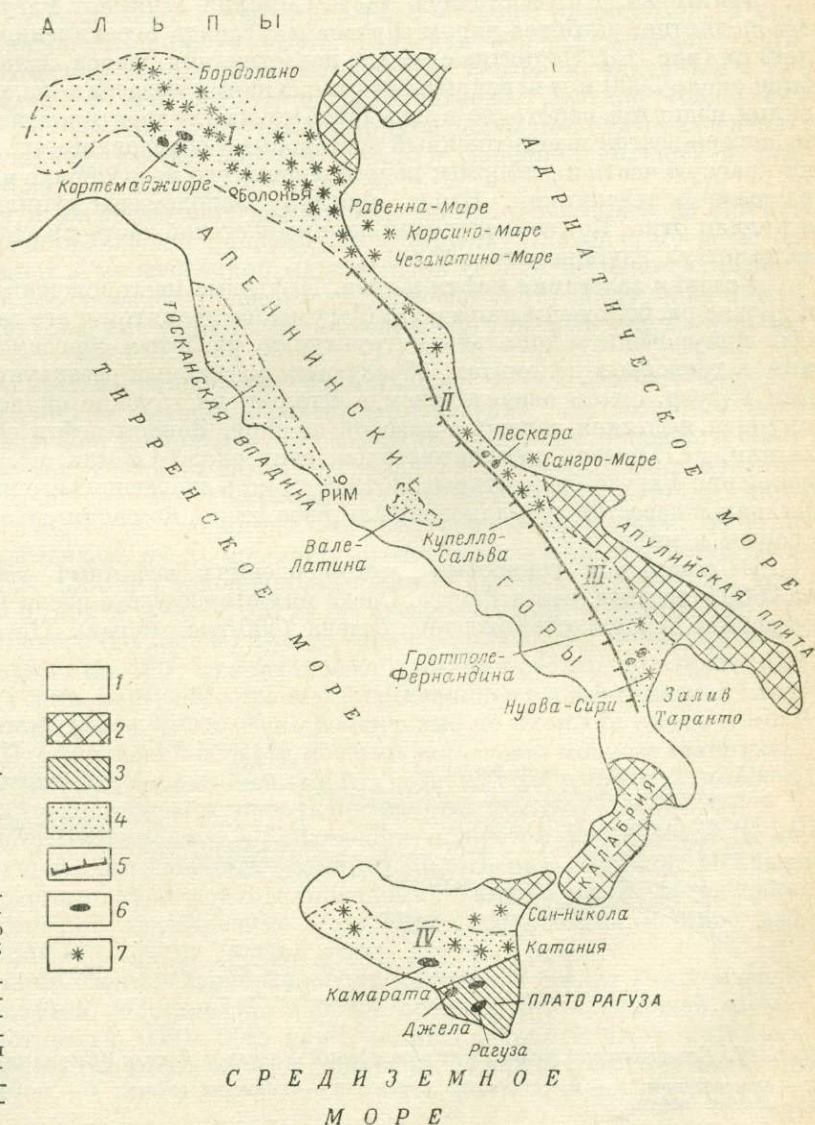


Рис. 14. Структурная схема Италии и распространение месторождений нефти и газа.

1 — Апеннинские горные сооружения; 2 — палеозой срединного массива; 3 — триас; 4 — кайнозойские впадины: I — Падаанская, II — Приадриатическая, III — Брандисанская, IV — Сицилийская; 5 — разлом региональный; 6 — месторождения нефтяные; 7 — месторождения газовые.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Отложения триаса, с которых начинается вскрытый бурением разрез платформенной части Сицилии, сложены мощной (более 2000 м) толщей трещиноватых и брекчированных доломитов. Верхняя часть доломитов представляет основной нефтяной горизонт. Нефть тяжелая (плотность 1,00 г/см³), сернистая. Выше залегает свита черных глинистых сланцев верхнего триаса — нижнего лейаса, которые выделяются только в южной части острова, где мощность их 500 м. Отложения юры, мела и палеогена представлены известняково-мергельной толщей мощностью 110—2000 м. К неогену (миоцену и плиоцену) относится известняково-мергельно-глинистая толща мощностью 2000 м.

Тектоника. Юго-восточную часть Сицилии занимает Рагузское горстовидное поднятие, разбитое рядом сбросов и с запада ограниченное крупными разломами (рис. 15). Поднятие сложено известняками триаса, залегающими на глубине около 2000 м и перекрытыми отложениями мезозоя и палеогена. Северный склон поднятия переходит в передовой прогиб, ориентированный с юго-запада на северо-восток и выполненный неогеновыми образованиями. Прогиб наложен на краевую часть платформы; подстилающие его мезозойские породы нарушены разрывной тектоникой. Вдоль прогиба расположены вулканические центры и вулкан Этна. По геофизическим данным в осевой части прогиба кровля триаса залегает на глубине около 7000 м.

Условия залегания нефти и газа. Нефтяные месторождения Рагуза, Джела и другие расположены в пределах Рагузского поднятия и его западного склона. Они приурочены к локальным структурам, разбитым сбросами. Залежи сводовые в триасовых доломитах, образующие массивный резервуар. В месторождении Рагуза, самом значительном в Италии, на глубине около 1500 м имеется крупная нефтяная залежь с газовой шапкой. Запасы нефти составляют около 24 млн. м³. Годовая добыча месторождения около 1,5 млн. м³. Нефтяное месторождение Рагуза было открыто в 1956 г., но в слагающих его миоценовых породах давно известно громадное асфальтовое озеро, по своим запасам являющееся вторым в мире.

В остальных триасовых месторождениях нефтяные залежи находятся на 2000 м глубже, чем в Рагузе. Среди них второе место после Рагузы занимает по добыче нефти месторождение Джела (500 тыс. м³/год). На северном склоне

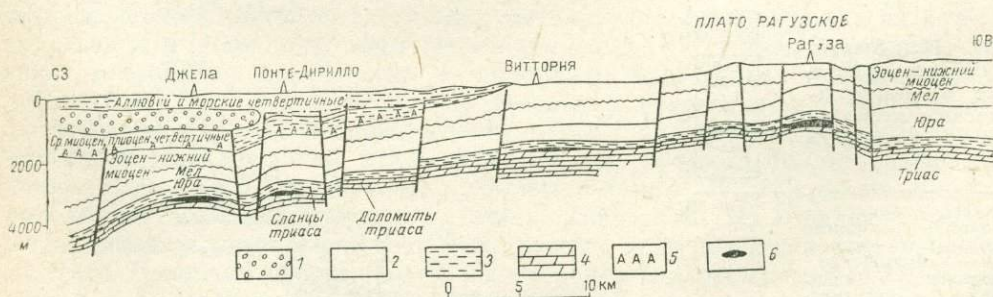


Рис. 15. Геологический разрез месторождений Рагуза и Джела (Сицилия). По Кафка и др.

1 — олистостромы; 2 — известняковые породы; 3 — глинистые сланцы; 4 — доломиты; 5 — ангидриты; 6 — залежи нефти.

Рагузского поднятия и в пределах неогенового прогиба расположены газовые месторождения (Катания, Сан-Никола и др.), где газоносны неогеновые и четвертичные отложения.

Глава 3

АЛЬПИЙСКИЕ СКЛАДЧАТЫЕ СООРУЖЕНИЯ

§ 10. Восточно-Карпатская провинция

Провинция занимает внешнюю зону и геосинклинальный склон неогенового передового прогиба Восточных Карпат. Северная ее часть расположена в пределах УССР (Западно-Украинская нефтегазоносная область); южная часть, отделенная Буковинским поперечным поднятием от северной, находится в Румынии, где выделяются две нефтегазоносные области: Западно-Молдовская и Плоештинская (Мунтения). Восточные Карпаты образуют слабо изогнутую дугу с меридиональным простиранием в УССР и Западной Молдове и юго-западным в Мунтении.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Внешняя зона Восточных Карпат сложена флишевой толщей мела — эодена. Олигоцен представлен мощной флишеидной и молассоидной менилитовой серией песчано-сланцевого состава. В Западно-Молдовской области она включает свиту песчаников клива, с хорошими коллекторскими свойствами, обусловленными в основном трещиноватостью.

Неоген * начинается эвапоритами аквитанского яруса нижнего миоцена (до 1000 м), содержащими мощные соленосные отложения, над которыми залегают бурдигальские конгломераты и песчаники (200—800 м). Мощность аквитанских и бурдигальских осадков сильно уменьшается в Плоештинской области. Выше залегают гельветские песчано-глинистые отложения (400—3000 м), которые в меридиональной части провинции содержат мощные песчаники. Выше лежащая толща представлена очень мощной неогеновой молассой: морскими осадками тортона (700—1500 м), солоноватоводными — сармата (до 2000 м), мэотиса (до 1700 м) и понта (500—1500 м) и пресноводными — дакийского (до 1000 м) и левантийского (до 2000 м) ярусов верхнего плиоцена. Мощность плиоцена сильно возрастает (до 4000 м) в месте изгиба линии простирания Восточных Карпат. Эта толща глин, мергелей с прослоями песчаников и известняков, а в тортоне и сармате также туфов, имеет очень изменчивые по площади состав и мощность. В тортоне Плоештинской области местами заключены мощные эвапориты. Неогеновые отложения, за исключением понта, содержат хорошие песчаные коллекторы, к которым приурочены продуктивные горизонты.

Основными нефтегазоносными комплексами являются мэотический (Плоештинская область) и олигоценый (Западно-Молдовская область). Меньшее значение имеют сарматский и верхнеплиоценовый комплексы. Нефтематеринскими породами считают битуминозные осадки мела и олигоцена, а также мэотические отложения.

Нефти провинции очень разнообразного состава — от легких газоконденсатов до тяжелых нефтей. Мэотические и более древние нефти большей частью парафинистые плотностью 0,80—0,86 г/см³; дакийские нефти часто асфальтовые. Высокопарафинистые нефти иногда с большим содержанием смол известны в олигоцене.

* Описание разреза дается для румынской части провинции.

Тектоника. Восточные Карпаты по некоторым представлениям (Дь. Сенаш, И. В. Высоцкий) возникли из геосинклинали, заложенной в раннем мелу в виде флишевого прогиба на платформенном основании. В этом Восточные Карпаты сходны с Пиренеями. Надвиги Карпат возникли на фоне разломов.

Флиш Восточных Карпат образует внутреннюю и внешнюю зоны покровно-чешуйчатого строения. Внутренняя зона, сложенная в основном меловым флишем, надвинута на внешнюю зону, сложенную палеогеновым флишем. В свою очередь внешняя зона надвинута на передовой прогиб, частично перекрывая заполняющие его неогеновые отложения.

По тектоническому строению и особенностям геологического развития Предкарпатский прогиб в пределах Румынии подразделяются на две части (см. рис. 15). В меридиональной части передового прогиба Восточных Карпат на геосинклинальном склоне выделяется Бухушская впадина (Западно-Молдавская область). В широтной части прогиба выделяется Плоештинская впадина (Плоештинская область).

Бухушская миоценовая впадина, занимающая геосинклинальный склон и центральную часть передового прогиба, узкая, с более крутым западным крылом. Восточное пологое крыло впадины по региональному разрыву, являющемуся продолжением Стебникского надвига Западной Украины, контактирует с платформенным крылом передового прогиба, переходящим в склон Подольской плиты. Геосинклинальный склон впадины осложнен системой линейно вытянутых сильно сжатых складок чешуйчатого строения, сложенных гельветскими породами. Складки наклонены в сторону платформы, нарушены сбросами и надвигами.

Плоештинская неогеновая впадина со стороны Карпат также ограничена покровами внешней флишевой зоны. Осевая часть впадины проходит к югу от г. Плоешти. Строение ее геосинклинального склона характеризуется интенсивной складчатостью. Здесь ясно выделяются два основных структурных этажа (рис. 16). Нижний этаж представлен чешуйчато надвинутыми складками, сложенными палеогеновым флишем и нижней частью миоцена, включая гельветский ярус. Эти дислокации затухают к центру впадины. Верхний этаж, начиная с тортона или местами с мэотиса, сложен неогеновыми линейными складками, приуроченными к региональным продольным разломам, по которым их северные крылья взброшены. Антиклиналы осложнены соляным диапиризмом разной степени интенсивности.

Плоештинская впадина с запада ограничена Питештинским погруженным палеогеновым поднятием, представляющим систему сопряженных блоков, по-видимому, глубокого заложения, которым в перекрывающих плиоценовых слоях отвечают сильно разбитые брахиантиклиналы.

Питештинское поднятие, как предполагается, образовалось над поперечным поднятием кристаллических пород Карпат, ограниченном по р. Дымбовица глубинными разломами. Оно обусловило западное погружение флишевой зоны Восточных Карпат и замыкание Предкарпатского передового прогиба, который здесь вплотную подходит к Гетской впадине — перикратонному прогибу Мизийской плиты.

Условия залегания нефти и газа. В Румынской части провинции имеется несколько десятков месторождений нефти и газа. В основном они связаны с осложненными надвигами и соляным диапиризмом кайнозойскими складками, в меньшей степени с блоковыми структурами (Питештинский район). Зонами нефтегазоаккумуляции являются антиклинальные зоны и линейные блоковые поднятия.

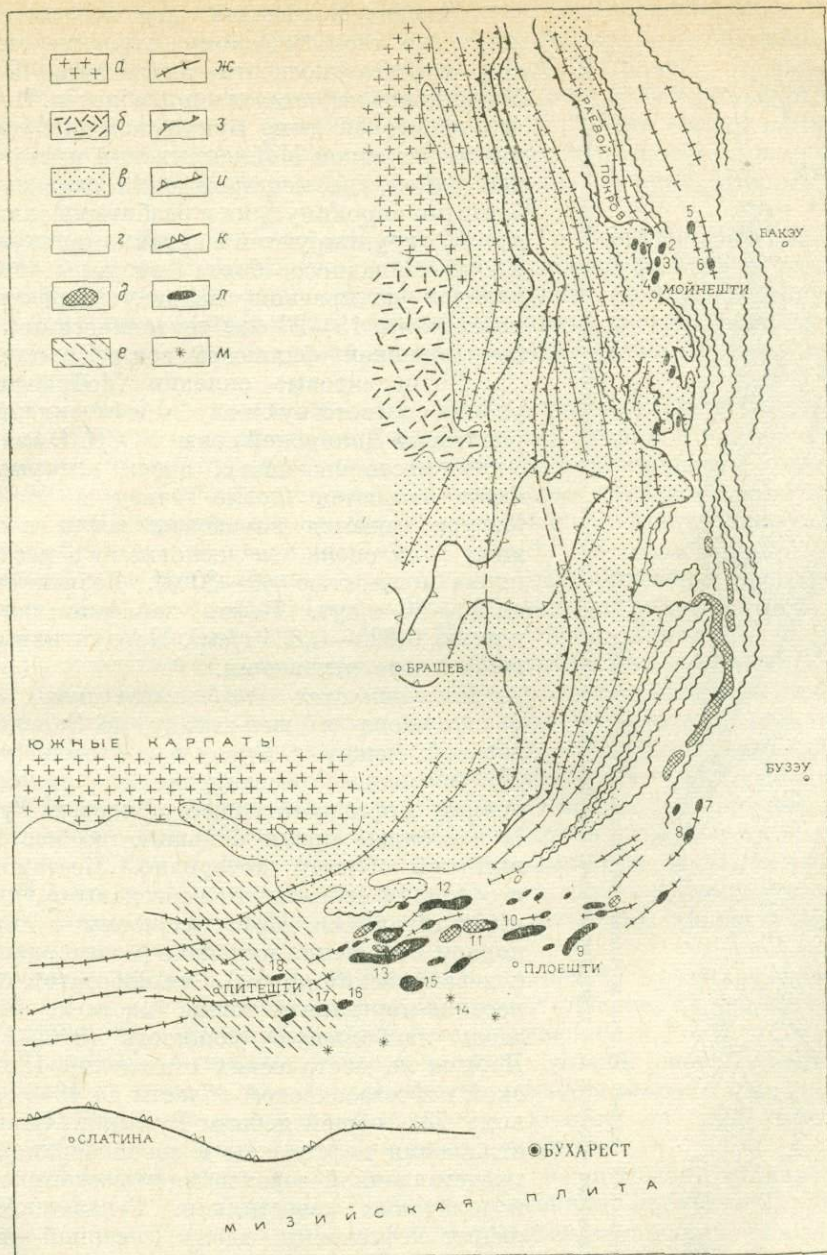


Рис. 16. Восточно-Карпатская провинция. По Димитреску, Сандулеску, Мейнхолду и др. с дополнениями.

а — кристаллические породы; б — эффузивы; в — флишевая зона; г — неоген; д — соляные диапиры; е — поперечное Питештинское поднятие; ж — антиклинальные линии; з — надвинутые покровы; и — граница внутренних впадин в Восточных Карпатах; к — структурный порог на склоне Мизийской плиты, л — месторождения нефтяные; м — месторождения газовые.
 Месторождения. Молдавская нефтегазоносная область: 1 — Цемес, 2 — Соловту-Станешти, 3 — Фоале-Тазлау, 4 — Мойнешти-Мэгура, 5 — Кымпени, 6 — Тецкани; Плоештинская нефтегазоносная область: 7 — Арбанаш, 8 — Берка, 9 — Чептура, 10 — Волдешти, 11 — Байкой-Цинтя, 12 — Буштенари; 13 — Гура-Овница-Морени, 14 — Мойнешти, 15 — Букшани, 16 — Шуца-Сяка, 17 — Кобия, 18 — Богаци.



Рис. 17. Геологический разрез Плоештинской впадины. По Де-Рааф.

1 — солёная формация гельзета; 2 — нефтяные залежи; плиоцен: М — мэотис, D — дакийский ярус, L — левантийский ярус, OL — олигоцен.

Западно-Молдавская нефтегазоносная область по геологическому строению и условиям нефтегазоносности аналогична Западно-Украинской нефтегазоносной области. В краевой поднадвиговой зоне Бухушской впадины выделяется основной Мойнештинский нефтегазоносный район, где месторождения связаны с глубинными опрокинутыми и разбитыми складками, которые группируются в антиклинальную зону. Вдоль западного борта впадины эта зона складок по краевому надвигу перекрыта на расстоянии 15—20 км тектоническим покровом внешней флишевой зоны Карпат.

Поднадвиговые складки Мойнештинского района соответствуют глубинным складкам Бориславско-Долинской зоны УССР. В связанных с ними месторождениях, среди которых крупными являются Фоале-Тазлеу и Мойнешти-Мэгура, имеются горизонты нефти в отложениях олигоцена (в основном в песчаниках клива мощностью 40—80 м). Дебиты скважин до 40—60 т/сут. Нефть парафинистая плотностью 0,820—0,864 г/см³. Продуктивны также гельветские отложения.

Плоештинская нефтегазоносная область расположена к юго-западу до Западно-Молдавской, между г. Бузэу и р. Аржеш (рис. 17). До последнего десятилетия она являлась основной нефтедобывающей областью Румынии. В настоящее время большинство месторождений этой области исчерпано. Месторождения в основном связаны с неогеновыми диапировыми складками. Нефтегазоносны в них в основном отложения плиоцена (мэотис, дакийский и левантийский ярусы). Самой богатой является песчано-мергельная толща мэотиса, имеющая здесь наибольшую мощность (500—1700 м). Добыча из мэотических отложений Плоештинской нефтегазоносной области до 1948 г. составила 73% общей добычи Румынии. Сарматские отложения нефтеносны в своей верхней части, представленной чередованием песчаников, глин и оолитовых известняков. Гельветские отложения нефтеносны вдоль северной окраины впадины. Нефтеносность олигоценовых отложений очень ограничена вследствие замещения менилитовой серии мергельной толщей.

В пределах Плоештинской области можно выделить четыре нефтегазоносных района: Бузэуский, Северо-Плоештинский, Южно-Плоештинский и Питештинский (см. рис. 16).

Бузэуский нефтегазоносный район находится в северной части Плоештинской области (Восточная Мунтения). Здесь развиты крупные брахиантиклинальные складки, сложенные в сводах средним миоценом (гельвет, тортон), нарушенные сбросами и иногда внедрениями небольших масс соли тортонского возраста. Характерны проявления грязевого вулканизма. К этим складкам приурочены нефтяные месторождения Берка, Арбанаш и другие, в которых высоко продуктивны мэотические отложения, содержащие до 25 продуктивных песчаных пачек.

Далее к западу, в Северо-Плоештинском нефтегазоносном районе (Центральная Мунтения), наблюдается сужение внешней флишевой зоны, ограничивающей передовой прогиб. Строение неогеновых складок, вытянутых здесь почти в широтном направлении, сильно осложнено диапировыми внедрениями аквитанской соли. Соль подымалась по трещинам разломов, местами достигая поверхности.

Вдоль северной окраины впадины складки узкие, пережатые. По осложняющим их сбросам соль внедряется в виде узких лезвий в вышележащие слои (месторождение Буштанари Рунку). Южнее складки крупные с мощными соляными массивами, которые прорывают плиоценовые слои и местами выходят на поверхность. В периклиналильных частях складок соль иногда полностью пережимается и отрывается от своей постели (см. рис. 17). К сильно приподнятой антиклинальной зоне приурочены самые крупные месторождения провинции Гура-Окница — Морени и Байкой-Цинтя. В них соляные штоки прорывают мэотические слои и выходят на поверхность. На месторождении Гура-Окница — Морени залежи нефти в верхнеплиоценовых и мэотических слоях на глубине от 500 до 2500 м контактного типа у боковых поверхностей соляных штоков и сильно рассечены поперечными разрывами. Распространены также тектонически экранированные сбросами залежи. Нефтяное месторождение Гура-Окница — Морени имеет мировую известность и является одним из самых старых и значительных не только в Румынии, но и Западной Европе. На протяжении долгих лет оно давало 45% добычи всей страны. Суммарная его добыча к 1947 г. составила около 70 млн. т нефти в основном из мэотических слоев. В послевоенное время на старых площадях были открыты новые горизонты сармата на глубине 2000 м и больше. Небольшие залежи нефти выявлены также в гельветских отложениях на глубине около 3000 м.

Ближе к центральной части впадины находится крупное месторождение Болдешти. Оно приурочено к криптодиапировой складке, опрокинутой к северу и разбитой продольными и поперечными нарушениями.

В Южно-Плоештинском нефтегазоносном районе, расположенном в центральной части прогиба, южнее г. Плоешти, складки имеют характер, переходный к платформенным структурам. Самые южные из них представляют газовые месторождения с залежами газа в мэотисе.

Питештинский нефтегазоносный район расположен западнее, между р. Дымбовица и р. Аржеш. Соляная тектоника проявляется здесь уже в очень слабой степени. Преобладают разрывные дислокации. Месторождения блокового типа и связанные с пелогими нарушенными плиоценовыми поднятиями. В пределах Питештинского поднятия сильно сокращена мощность миоцена, развитого только на крыльях плиоценовых складок. Нефтеносны гельветские отложения под несогласно залегающим мэотисом и мэотические слои, содержащие литологические залежи в присводовых частях поднятий (Кубия — Шуца-Сяка). Самым крупным месторождением является Кубия, представляющее структуру моноклиально-блокового строения.

Бурение на нефть в Плоештинской области было начато в 80-х годах прошлого столетия, но до Второй мировой войны годовая добыча нефти Румынии составляла всего около 6 млн. т. В послевоенное время, когда было образовано Советско-Румынское нефтяное общество, был открыт ряд месторождений в глубинных складках в Западно-Молдавской области (с 1949 г.) и в Питештинском районе, а также введены в эксплуатацию новые глубокие горизонты на старых площадях, что сильно способствовало росту добычи нефти Румынии.

§ 11. Центральнокарпатская провинция

Центральнокарпатская провинция приурочена к одноименной впадине, расположенной внутри горной области Восточных Карпат. Северо-западная центриклинальная часть впадины в пределах Польши прослеживается на расстояние 100 км при ширине 30 км. Южная, более погруженная ее часть находится на территории СССР (см. рис. 10), где она замыкается Буковинским поперечным поднятием.

Впадина представляет сложно построенный синклинирий, который является остаточным прогибом в мегантиклинории Восточных Карпат и обрамляется его внешней и внутренней антиклинальными зонами. Внешняя (скибовая) и внутренняя (Магурская) зоны имеют надвиговое строение.

Центральнокарпатская впадина выполнена меловым и палеогеновым флишем. Наиболее прогнутая ее часть сложена верхами флишевой серии — кросненскими слоями олигоцена, которые представлены мощной (до 3 км) толщиной песчаников и аргиллитов, переслаивающихся с мергелями и сланцами, и подстилаются песчано-глинистыми менилитовыми отложениями. Кросненские и менилитовые слои смяты в систему узких гребневидных складок дисгармонического строения северо-западного простирания, осложненных сбросами и надвигами. Эоценовый и верхнемеловой флиш, с которым связаны основные скопления нефти, смят в антиклинальные складки сложного строения, разбитые на блоки, иногда опрокинутые и перекрытые надвигами. В пределах впадины между Тарновом и Пшемыслом имеется несколько десятков мелких месторождений нефти и газа подобного типа. Продуктивны в них отложения нижнего и верхнего мела, эоцена, менилитовых и кросненских слоев олигоцена. Относительно крупными являются месторождения Бубрка Роги, Поток, Кросценко, Грабовнице в районах Кросно и Ясло. Первое бурение здесь было начато в 1862 г. на месторождении Бубрка. Многие месторождения эксплуатируются десятки лет и значительно истощены. Около 70% приходится на глубиннонасосную добычу. Дебиты небольшие (0,3—0,4 т/сут). Залежи заключены на глубине от 150 до 800 м. Поиски нефти в нижнемеловых отложениях, проводимые в последнее время, дали обнадеживающие результаты (Грабовнице и др.). Общая добыча нефти провинции в начале 60-х годов составляла около 200 тыс. т/год.

§ 12. Венско-Моравская провинция

Провинция связана с наложенной грабеновой впадиной, возникшей в среднем миоцене на стыке Восточных Альп и Западных Карпат в месте сильного сужения Предкарпатского прогиба на границе с Чешским массивом. Впадина вытянута с юго-запада на северо-восток; длина ее 200 км при ширине до 60 км. Юго-западная большая ее часть находится в пределах Австрии, а северо-восточная, меньшая, — в Чехословакии (рис. 18).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Основанием впадины являются погребенные альпийские надвиговые структуры. На северо-западе

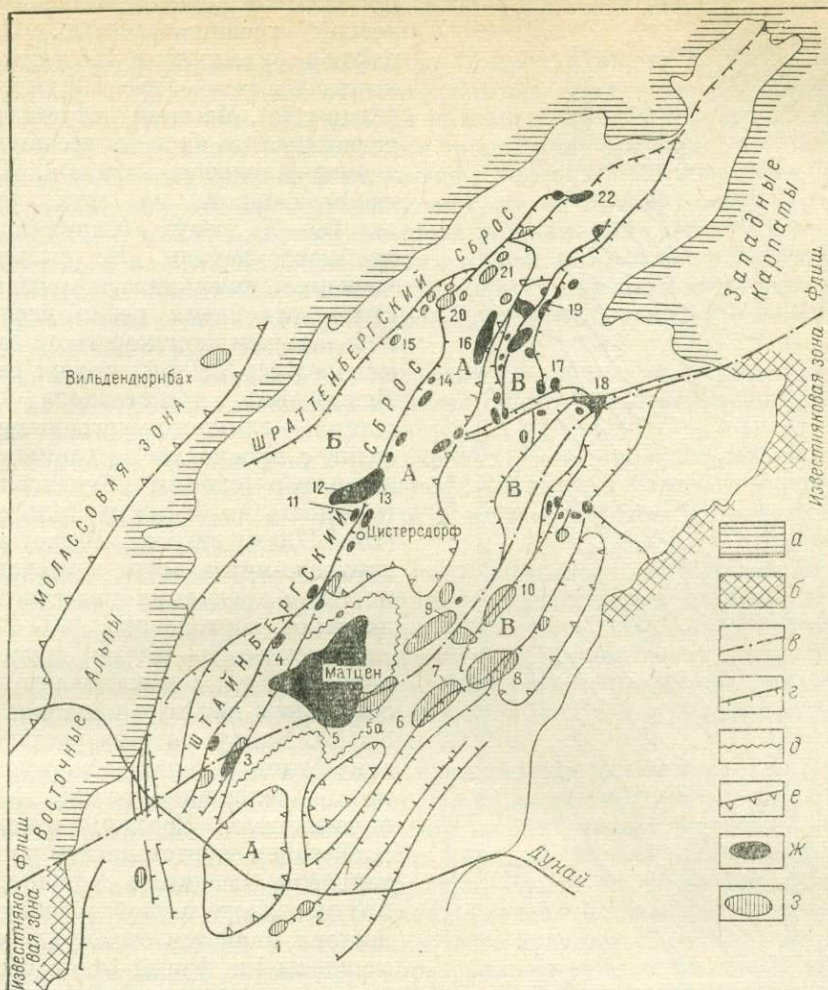


Рис. 18. Структурная карта Венско-Моравской нефтегазоносной провинции. По Р. Мейнхолду, М. Колеснику и др.

а — флишевая зона; б — известняковая зона; в — граница флишевой и известняковой зоны в складчатом основании впадины; г — сбросы; д — поднятый блок Матцен-Адерклаа; е — опущенные глыбы; ж — месторождения нефтяные; з — месторождения газовые.

А — зона Центральной депрессии; Б — Штайнбергско-Шраттенбергская поднятая зона; В — Гбельско-Иверддорфская поднятая зона.

Месторождения: 1 — Энцесдорф; 2 — Фишаменд; 3 — Адерклаа; 4 — Пироварт; 5 — Шёнкирхен; 5а — Таллесбрунн; 6 — Цверндорф; 7 — Высока; 8 — Лаб; 9 — Сухоград; 10 — Малацки; 11 — Маустренк; 12 — Хаускирхен; 13 — Санкт-Ульрих; 14 — Бжецлав; 15 — Подивин; 16 — Грушки; 17 — Гбелы; 18 — Стефанов; 19 — Годонин; 20 — Биловице; 21 — Поддворов; 22 — Ваценовице.

они сложены флишем (верхний мел — палеоген), а на юго-востоке — мезозойскими карбонатными породами известняковой зоны внутренних Карпат (рис. 19). В карбонатных породах триаса, юры и мела, слагающих складчатое основание центральной части впадины, открыты нефть и газ на глубине около 2800 м. Нижним нефтегазоносным комплексом является свита главного доломита триаса мощностью более 200 м. Пористость доломитов низкая, их высокая

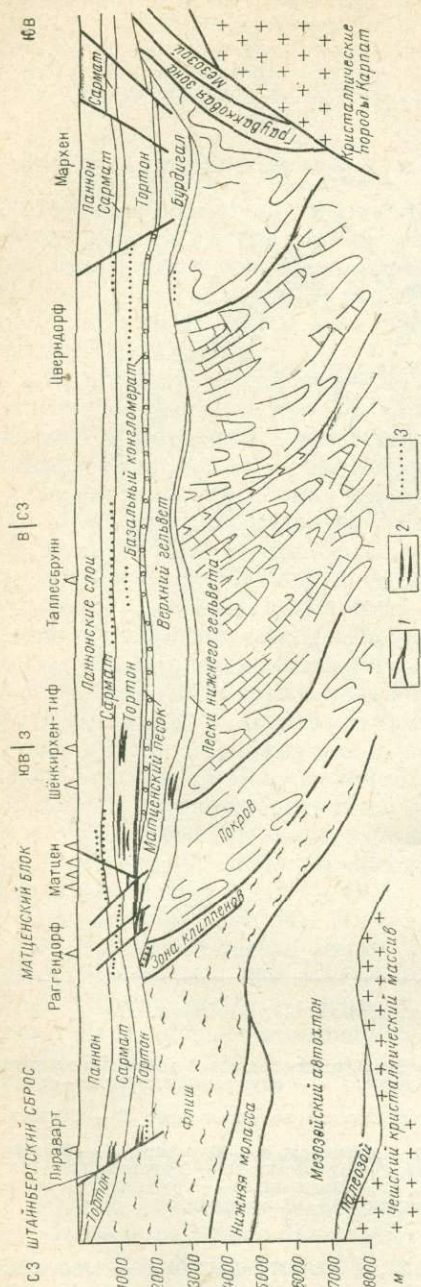


Рис. 19. Геологический разрез Вейско-Моравской провиции. По Ж. Каруеку.

1 — надвиги; 2 — залежи нефти; 3 — залежи газа.

зонтов общей мощностью более 500 м (Цистерсдорфский район Австрии). Песчаные коллекторы неогена по большей части линзовидны и только в верхнем тортоне и сармате образуют мощные песчаные пласты. Нефтеносность бурдигальского базального конгломерата ограничена краевыми частями впадины. В гельветских

проницаемость обусловлена тектонической трещиноватостью. Дебиты нефти на скважину до 160 т/сут (Шенкирхен), а газа — более 500 тыс. м³/сут (Адерклаа). Местами нефтегазоносны трещиноватые плотные песчаники палеоцен-эоценового флиша. Дебиты нефти скважин из них достигали 50—70 т/сут (Санкт-Ульрих), но быстро падали. На сильно расчлененной поверхности разновозрастного основания резко несогласно с базальным конгломератом залегает мощная (до 6000 м) толща неогена. Внизу она представлена фацией шлира — глинисто-мергелистыми, местами с прослоями песчаников и известняков слоями бурдигальского (мощность до 300 м) и гельветского (150—800 м) ярусов. Выше следует глинисто-мергелистые и песчано-глинистые с прослоями известняков отложения тортонского (40—2000 м), сарматского (0—1200 м) ярусов миоцена и глины с песчаниками паннонских слоев нижнего плиоцена (500—800 м). Внизу разреза развиты морские фауны, в верхнем тортоне и сармате — солоноватоводные, а выше опресненные. Верхний плиоцен и плейстоцен представлены континентальными осадками мощностью до 280 м. Характерной особенностью неогена является сильное изменение мощностей и фаций отдельных ярусов по площади впадины. Максимальная мощность и преобладание глинисто-мергельных фаций наблюдаются в ее центральной части. В бортовых частях, где мощность неогена сокращается, осадки имеют прибрежный характер, более грубозернистый состав и разделяются рядом несогласий.

Продуктивные горизонты встречаются во всем разрезе неогена, где установлено до 40 песчаных горизонтов.

отложениях ее центральной части известно несколько богатых горизонтов нефти и газа.

В тортонских отложениях имеется до 16 продуктивных горизонтов общей мощностью 130 м. К основанию верхнего тортона приурочен высокодебитный горизонт нефти и газа, так называемый матценский (лабский) песчаник, мощностью до 40 м. Тортонские горизонты на территории Австрии дают более 70% всей добычи, а в Чехословакии в них сосредоточено около 90% всех запасов нефти. В сарматских отложениях заключено до 20 продуктивных горизонтов общей мощностью до 150 м, представленных песчаниками, реже — литотамниевыми известняками. Эти горизонты преимущественно газовые; только в Цистерсдорфском районе они дают значительную добычу нефти. В паннонском ярусе продуктивна нижняя часть, которая характеризуется главным образом газоносностью в восточной зоне впадины.

Основными продуктивными комплексами, дающими значительную добычу нефти и газа являются тортонский и сарматский. Многообещающим является триасовый комплекс.

В сарматских и тортонских отложениях, как правило, нефть тяжелая (плотность 0,92—0,947 г/см³), в отложениях гельвета и флиша — более легкая парафинистая (плотность 0,81—0,91 г/см³). Легкая малосернистая нефть характеризует триасовые доломиты.

Тектоника. Нижний структурный этаж впадины — ее складчатое основание представляет серию крупных покровов и надвинутых чешуй, сложенных флишем и мезозойскими известняками, которые перекрывают погребенный склон Чешского массива. Верхнему неогеновому структурному этажу отвечает ступенчатый грабен, осложненный рядом продольных региональных сбросов, проникающих в фундамент. Эти разломы протягиваются на десятки и сотни километров и имеют амплитуду от сотен метров до 2500 м.

На опущенных крыльях сбросов осадки неогена смяты в купола или полу-своды, и мощность их сильно возрастает. На поднятых крыльях сбросов местами обнаружены эрозионно-тектонические выступы складчатого основания, над которыми слои неогена образуют небольшие складки. Кроме продольных сбросов имеются и поперечные, среди которых вдоль Дуная по геофизическим данным выделяется глубинный Дунайский разлом, отмечающий границу Альп и Карпат. По этому разлому опущена вся северная часть впадины. Сочетание продольных и поперечных разломов обусловило образование крупных блоковых структур, с которыми связано большинство основных месторождений нефти и газа провинции.

Продольные сбросы расчлениют впадину на три основные зоны. В пределах западной — Штайнбергско-Шраттенбергской краевой зоны, представляющей приподнятый блок между двумя региональными сбросами, флишевое основание залегает на отметках выше 1600 м. В центральной депрессионной зоне складчатое основание опущено до 4000—5500 м и разнородно: в северной части впадины оно сложено флишем, а в южной — мезозойскими известняками. В средней части депрессии, в пределах Австрии, выделяется крупный Матцен-Адерклааский блок, где основание поднято до 1600—2500 м. В восточной краевой зоне, в основном находящейся на территории Чехословакии, прослеживается Гбельско-Цверндорфская сильно раздробленная зона сбросов; складчатое основание здесь залегает на глубине около 1600 м.

Условия залегания нефти и газа. Венско-Моравская впадина, несмотря на ее небольшую площадь, характеризуется высоким нефтегазонасыщением. Основные месторождения находятся на австрийской территории. Среди них

имеются очень крупные (Матцен). В Чехословакии известно около 30 месторождений нефти и газа, из которых большинство имеют малую площадь, незначительную мощность, непостоянный состав продуктивных горизонтов и небольшие запасы нефти и газа.

Формирование месторождений непосредственно связано с разрывной тектоникой впадины. Здесь выделяются месторождения следующих типов: 1) горст-антиклинали, в которых над приподнятыми блоками основания в неогеновых отложениях возникли пологие поднятия, часто разбитые сбросами; 2) приразломные поднятия — брахиантиклинали и полусводы, примыкающие к сбросам; 3) моноклиналильные блоки; 4) погребенные выступы основания на поднятых крыльях сбросов.

Большинство месторождений многопластовые. Зонами нефтегазонакопления являются крупные поднятые блоки и присбросовые зоны вдоль региональных продольных разломов.

На опущенном крыле Штайнбергского сброса имеется ряд месторождений, связанных с приразломными поднятиями с тектонически экранированными залежами нефти и газа в тортоне и сармате. В Цистердорфском районе Австрии находятся наиболее крупные месторождения этого типа (Мюльберг, Гестинг и др.). На поднятом крыле Штайнбергского сброса установлены месторождения, связанные с эрозионно-тектоническими выступами флишевого основания, несогласно перекрытыми гелльветом. Залежи стратиграфически и тектонически экранированные в трещиноватых песчаниках флиша, а также литологические в гелльветских отложениях и в зонах дробления (Санкт-Ульрих — Хаускирхен, Маустренк). На чехословацкой территории к Штайнбергскому и Шраттенбергскому сбросам приурочен ряд небольших месторождений газа и нефти таких же типов (Биловице-Жижков, Бжецлав, Поддворов, Ваценовице и др.).

В средней части Центральной депрессии выделяется Матцен-Адерклааская зона нефтегазонакопления, связанная с Матцен-Адерклааским блоком, на котором расположены самые крупные месторождения провинции, дающие две трети ее годовой добычи. На северной вершине этого блока находятся нефтяные месторождения Матцен, Шёнкирхен, Проттес Тиф и газовое — Таллесбрунн (см. рис. 19). В южной части блока к такому же выступу приурочено газонефтяное месторождение Адерклаа с газовыми залежами в триасовых, юрских и меловых породах, а также в тортоне и сармате и нефтяными — в гелльвете. Месторождения горст-антиклинального и блокового типа. Во всех случаях продуктивность триаса связана с выступами рельефа поверхности мезозойского основания вдоль региональных разломов.

Нефтяное месторождение Матцен является крупнейшим в провинции и одним из самых крупных в Западной Европе (см. рис. 19). В неогене это пологая брахиантиклиналь с углами наклона $1,5^\circ$, разбитая сбросами. Нефтяные залежи заключены в гелльвете и тортоне, газовые — в сармате и паннионских слоях. Из матценского песчаника тортона мощностью в среднем 28 м начальные дебиты нефти достигали 300 т/сут. Этот горизонт, залегающий на глубине около 1500 м, дает 80% добычи нефти всего месторождения, которая превышала 2 млн. т/год. Промышленная нефтеносность имеется и в флишевом основании, слагающем погребенный выступ в пределах площади Матцен.

В северной части центральной депрессии расположено самое крупное нефтяное месторождение Чехословакии — Грушки. Нефтеносны здесь тортон и гелльвет, а газоносны тортонские и сарматские отложения. На юго-восточном крыле центральной депрессии находится крупное газовое месторождение Сухоград

(Чехословакия) с тектонически экранированными и литологическими залежами в сармате и паяноне.

В пределах Гбельско-Цверндорфской зоны сбросов выделяется несколько поднятых блоков; на них открыт ряд месторождений, продуктивность которых возрастает с севера на юг. На Цверндорф-Лабском блоке расположены самые значительные газовые месторождения провинции — Цверндорф-Высока и Лаб со сводовыми и тектонически экранированными залежами в неогене. Крупная неогеновая разбитая разрывом брахиантиклиналь Цверндорф-Высока находится на границе Австрии и Чехословакии. Матценский песчаник этого месторождения дает половину добычи газа всей провинции. На площади Цверндорф, кроме этого, установлена газоносность триаса. На месторождении Лаб газонефтеносен преимущественно тортон. Дебиты газа по скважинам достигают 1 млн. м³/сут.

Следующий к северу Малацки-Штефановский поднятый блок в своей южной части включает газовые месторождения (Малацки и др.), а в северной — нефтяные (Штефанов и др.). Продуктивен в этой зоне весь разрез неогена. В Малацки установлена также газоносность триаса. Крупным поперечным разломом Малацки-Штефановский блок отделен от Гбельско-Годонинского горста, где имеется ряд небольших месторождений нефти, приуроченных в основном к моноклинальным ступенчатым блокам (Гбелы, Годонин, Лужицы и др.). Залежи здесь линзовидные и тектонически экранированные в отложениях всего неогена (преимущественно сармата), а также в выступах флишевого основания.

В неогене нефть была открыта впервые на территории Чехословакии в 1913 г., а в Австрии в 1937 г. В послевоенное время было открыто месторождение Матцен. В 1963—1966 гг. была открыта мезозойская нефть, что сильно расширило перспективы провинции. Годовая добыча нефти Венско-Моравской провинции в 1966 г. составила более 2,5 млн. т, из которых около 2,4 млн. т пришлось на долю Австрии. 60% добычи нефти Австрии дал Матцен (1966 г.). Добыча газа в 1967 г. на австрийской территории составила 1,3 млрд. м³, причем 70% дали Цверндорф и Адерклаа.

§ 13. Паннонско - Трансильванская провинция

Провинция включает Паннонскую неогеновую межгорную впадину, заключенную между горными цепями Альп, Карпат и Динарид. Большая часть впадины находится на территории Венгрии, южная ее часть — в Югославии, восточная периферия — в Румынии, а северо-восточная — в СССР и Чехословакии. В состав провинции включена также Трансильванская межгорная впадина, расположенная к востоку от Паннонской на территории Румынии.

Паннонская и Трансильванская впадины рассматриваются как субпровинции.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Складчатое основание Паннонской впадины сложено кристаллическими и древнепалеозойскими метаморфическими образованиями и мезозойскими породами. Верхний палеозой (карбон, пермь) известен здесь только местами. Мезозойские отложения представлены в альпийских известняковых фациях. Наибольшее развитие, главным образом в северной и западной части впадины, имеют триасовые отложения, представленные известняками и доломитами, громадной (до 2500 м) мощности. Юрские и нижнемеловые отложения также карбонатного состава имеют только локальное развитие и незначительную мощность. Верхнемеловые известняки и мергели (до 1100 м) залегают резко несогласно, обычно перекрывая триас.

Палеоген широко развит в северной (Бюкский район) части впадины, где мощность его достигает 2000 м. Он представлен здесь красноцветами, рыбными сланцами и туфогенными породами, главным образом олигоценового возраста.

Наличие мощных мергелей эоцена (до 3000 м) установлено на северо-западе в Северо-Зальском районе. В грабеновой зоне восточной части Паннонской впадины развиты флишевые осадки палеоген-верхнемелового возраста мощностью до 2000 м. Трещиноватые плотные песчаники олигоцена и флиша местами нефтеносны. В Трансильванской впадине мощность палеогена не превышает 750 м.

В неогеновых замкнутых постепенно опресняющихся бассейнах образовалась толща однообразных молассовых осадков песчано-глинисто-мергельного состава. В центральных частях впадин эти отложения более тонкозернисты и маломощны, а в краевых ее частях мощность их достигает 5000 м, и они содержат грубозернистые породы. Гельветский ярус среднего миоцена имеется только в краевых частях впадины. Распространение тортона и сармата очень неравномерно. Эти отложения имеют значительную мощность (до 1500 м) в южной части впадины, где с ними связан нижний неогеновый нефтегазоносный комплекс. Коллекторами являются песчаники и литотамниевые известняки.

Плиоцен представлен паннонскими (до 3000 м и более) и левантинскими (100—900 м) слоями. Нижние 200—300 м нижнего отдела паннона, сложенные переслаиванием песчаников, мергелей и глин, содержат до десяти продуктивных горизонтов. Песчаные коллекторы непостоянного состава и строения выклиниваются или залегают линзообразно.

Основными нефтегазоносными комплексами Паннонской впадины являются триас-верхнемеловой и нижнепаннонский. Карстовые и трещиноватые коллекторы нижнего карбонатного комплекса в 1959 г. давали 50% всей добычи нефти Венгрии, а в 1965 г. — 80%.

В Трансильванской впадине мощность разреза неогена около 3000 м. Плиоцен сокращен до 600—1000 м. Здесь в тортоне появляются соленосные отложения. Основной газоносный комплекс включает отложения верхнего тортона, сармата и нижнего плиоцена.

Все нефти, залегающие в карбонатных коллекторах мезозоя, тяжелые, с повышенным содержанием серы. В песчаных коллекторах неогена нефти средней плотности (0,830—0,840 г/см³), парафинистые, метаново-нафтенового состава.

Тектоника. Паннонская межгорная впадина была заложена на северном погружении разбитого на крупные глыбы Родопско-Паннонского древнепалеозойского срединного массива альпийской геосинклинальной системы, который протягивается от Эгейского моря в пределы Среднедунайской низменности и Трансильвании. Северная часть срединного массива с начала триаса вошла в состав зоны альпийской седиментации.

Палеозой-мезозойские породы основания в Паннонской впадине к западу от Дуная смяты в складки северо-восточного простирания, которые лежат на продолжении складчатой зоны Южных Альп (рис. 20). Складки имеют чешуйчатое строение, опрокинуты и надвинуты. Складчатое основание в альпийский цикл подверглось раздроблению на крупные глыбы, образующие горсты и грабены, двумя системами разломов — субширотной и поперечной к ней. Основные разломы сопровождалась интрузиями диабазов и неогеновым вулканизмом. В их пределах расположены эпицентры землетрясений.

В восточной части впадины в начале альпийского цикла в теле кристаллического основания возник крупный приразломный трог изогнутого очертания, выполненный мощными флишевыми осадками палеоген-верхнемелового возраста, которые позднее были сильно дислоцированы и вошли в состав складчатого основания. На эту мозаику разнородных элементов наложился неогеновые

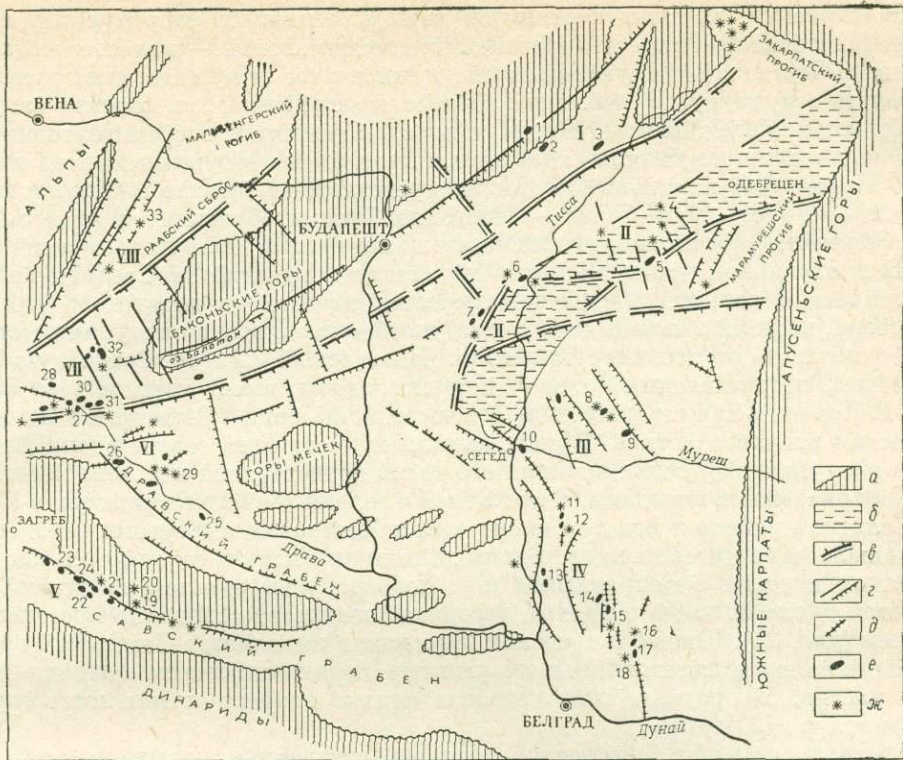


Рис. 20. Структурная схема Паннонской впадины и распространение нефтяных и газовых месторождений. По Р. Мейнхолду, Л. Керши, Г. Вейну с дополнениями Н. Ю. Успенской.

а — области без кайнозойского покрова или небольшая его мощность; б — погребенный флишевый трог внутри складчатого основания; в — главные разломы, разделяющие глыбы складчатого основания; г — разломы, разделяющие отдельные зоны в неогене; д — антиклинальные зоны в неогене; е — месторождения нефтяные; ж — месторождения газовые.

Нефтегазоносные районы: I — Бюкский; II — Северо-Алфельдский; III — Южно-Алфельдский; IV — Ванатский; V — Савский; VI — Дравско-Южносалайский; VII — Северо-Залайский; VIII — Маловенгерский.

Месторождения: Северная Венгрия: 1 — Бюксек, 2 — Демьен, 3 — Мезкерестеш, 4 — Хайдусобосло, 5 — Вхарднадбайом, 6 — Солнок, 7 — Надьереш, 8 — Пустафельдвар, 9 — Батonya, 10 — Альде; Югославия: 11 — Мокрин, 12 — Кикинда, 13 — Элемир, 14 — Бока, 15 — Болша, 16 — Джерменовцы, 17 — Локва, 18 — Алибунар, 19 — Буявица, 20 — Яна Лица, 21 — Гойло, 22 — Стружен, 23 — Клоштар, 24 — Шумецани, 25 — Фернадовач, 26 — Копривница, 27 — Пекленица, 28 — Филовцы; Западная Венгрия: 29 — Гергетег-Бабоча, 30 — Ловаси, 31 — Будафууста, 32 — Надьлендел, 33 — Михайи.

бассейны, которые зародились в разное время и прогибались на разную глубину в зависимости от степени метаморфизма и подвижности складчатого основания глыб, продолжавших дробиться до новейшего времени. Этим объясняется большое разнообразие в полноте разреза, мощности, а следовательно, и нефтегазоносности неогена в разных частях Паннонской впадины. В общем ее прогибание в неогене шло с севера на юг.

Рельеф поверхности складчатого основания сложно расчленен, и амплитуды его колебания достигают 3000 м. Отдельные выступы рельефа, соответствующие поднятым глыбам, образуют горные массивы. Самым крупным является выступ гор Апусени, сложенный палеозоем и мезозоем, затем Баконьский, Бюкский и Мечекский выступы, сложенные преимущественно триасом и палеозоем. Эти выступы отделяют центральную часть впадины от тыловых ее прогибов.

В строении впадины различают четыре основных структурных яруса: нижнепалеозойский, карбон-мезозойский, верхнемеловой — палеогеновый и неогеновый. Три нижних яруса, слагающих складчатое основание, имеют глыбово-блоковую структуру. В неогеновом ярусе прослеживаются пологие сводовые изгибы над нижележащими приподнятыми глыбами или погребенными крыжами, осложняющими поверхность основания и прогибы над опущенными его элементами. Неогеновые локальные поднятия представлены пологими брахиантиклиналями — $(7-10) \times (3-5)$ км — часто разбитыми сбросами. В ряде случаев они осложнены эрозионно-тектоническими выступами складчатого основания.

В центральной части Паннонской впадины выделяется Среднедунайская тектоническая депрессия. Она простирается на юге до предгорья Динарид, а с севера, востока и запада отделяется упомянутыми выше выступами складчатого основания от тыловых прогибов. Неогеновый покров Среднедунайской депрессии, представленный в основном плиоценом, имеет мощность от 500 до 3500 м. Тортон и сармат на большей ее части маломощны. Складчатое основание депрессии разновозрастное. В центральной ее части и на севере вдоль Баконьского выступа и гор Бюкк верхняя его часть представлена мезозойскими, в основном триасовыми породами. В восточной и западной частях депрессии в Южно-Альфьелдском районе и между Баконьским и Мечекским выступами установлено древнепалеозойское основание. Вдоль долины р. Тисса к северу от г. Сегед до г. Солнок и далее в направлении к г. Дебрецену выделяется изогнутый пояс шириной около 50 км, в пределах которого складчатое основание представлено флишем (рис. 21). Южнее в пределах Югославии выделяется Банатский грабен, лежащий на продолжении большого разлома, ограничивающего с запада Родопский массив. В пределах этого грабена сильно возрастает мощность тортона и сармата (до 2000 м).

Тыловые прогибы Паннонской впадины, отделенные выступами от Среднедунайской депрессии, образовались как на палеозойском, так и на мезозойском основании. Они заполнены очень мощными (до 3500—5000 м) неогеновыми отложениями, среди которых значительную роль играют тортон и сармат, в их пределах нефтегазоносные. В Задунайской части впадины вдоль Раабского разлома выделяется приразломный Маловенгерский прогиб, граничащий с Альпами и Мальми Карпатами. Южнее находится Северо-Залайский прогиб, лежащий на ступенчатом моноклинальном погружении мезозойских пород Баконьского выступа. Южной его границей является Балатонский основной разлом. Далее выделяется Южно-Залайский прогиб, ограниченный с востока крупным разломом. Этот прогиб на юге переходит в односторонний Дравский грабен, отделенный горстовым поднятием от Савского грабена такого же строения. В этих грабенах наблюдается значительная мощность тортона (до 700 м) и сармата (700 м).



Рис. 21. Геологический разрез через северо-восточную часть Паннонской впадины. По Г. Кертай. Месторождения: 1 — нефтяные; 2 — газовые.

К северу от Среднедунайской депрессии, на территории западной части СССР и Чехословакии расположены Закарпатский тыловой прогиб, заложенный на альпийском основании, а к северо-востоку от депрессии — Марамурешский прогиб в Румынии. Эти прогибы отделены от депрессии зонами поднятий.

Последним звеном в кольце тыловых прогибов Паннонской впадины является крупная Трансильванская впадина, расположенная в пределах Румынии, отделенная от Среднедунайской депрессии выступом гор Апусени. Площадь впадины около 20 тыс. км². Южной ее границей являются Южные Карпаты, а восточной — региональный разлом, отделяющий впадину от Восточных Карпат и закрытый крупным лавовым покровом (рис. 22).

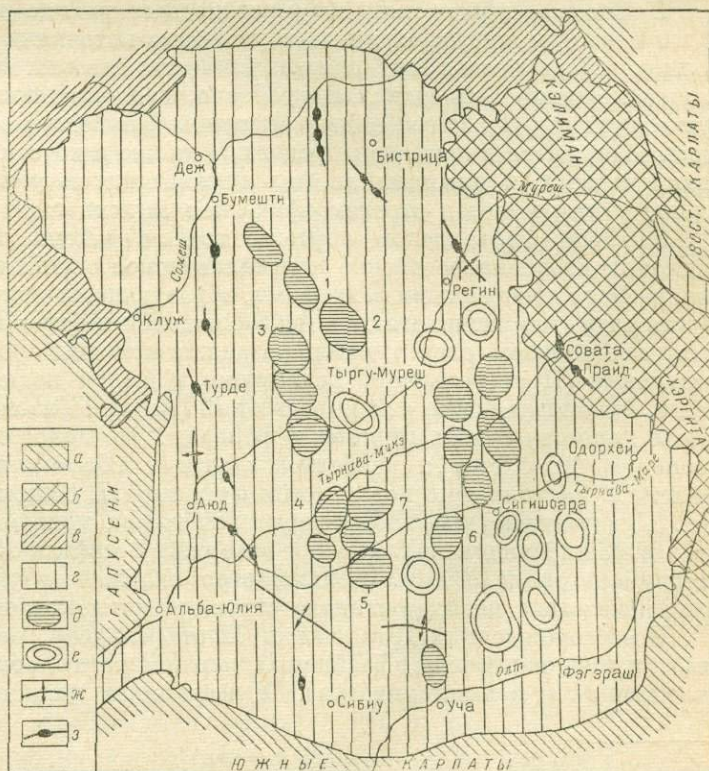
Складчатое основание Трансильванской неогеновой впадины представлено расчлененным на блоки палеозоем, над которым в виде останцев залегают доломиты триаса, а также юрские и верхнемеловые отложения. В центральной части впадины из разреза выпадают нижнемеловые и палеогеновые отложения, местами на триасе залегает тортон. Здесь выделяется ряд пологих куполовидных поднятий, сложенных плиоценом с тортонской солью в ядрах. В восточной и западной прибортовых зонах впадины в неогене развиты узкие диапировые складки с солью тортонского возраста, подчиненные, очевидно, разломам складчатого основания.

Условия залегания нефти и газа. В Паннонской субпровинции нефтегазоносные районы расположены в пределах Среднедунайской депрессии и тыловых прогибов. В восточной части депрессии выделяются

Рис. 22. Трансильванская впадина и распространение газовых месторождений. По Д. Чупаджя, А. Ваня и др.

а — горные обрамления области; б — вулканическая гряда; в — холмистое обрамление области; г — неоген; д — газоносные купола; е — купола и брахиантиклинали; ж — антиклинали; з — соляные диапиры.

Месторождения:
1 — Сармашел; 2 — Шинкай; 3 — Заул-де-Кымши; 4 — Четата-де-Балла; 5 — Кошна-Минка; 6 — Ноул-Сасек; 7 — Шарош.



Бюккский Предапусеньский, Северо-Алфьелдский*, Южно-Алфьелдский и Банатский нефтегазосносные районы. В западных и южных тыловых прогибах расположены Маловенгерский, Северо-Залайский, Дравско-Южно-Залайский и Савский районы, а в северо-восточных — Закарпатский и Марамурешский.

Характерными типами месторождений являются: 1) блоковые поднятия, сложенные породами мезозоя или палеогена, выходящими на поверхность или перекрытыми палеогеном и неогеном; 2) пологие брахиантиклинали, сложенные неогеном и иногда разбитые разрывами (Ловаси, Будафауста, Буявица, Гойло и др.), возникшие над эрозионно-тектоническими или горстовыми (Алдье, Мокрия, Клоштар, Элемир) выступами кристаллического фундамента; 3) пологие обширные поднятия в паннонских слоях над погребенными выступами складчатого основания, которые обычно описываются как структуры облекания и дифференциального уплотнения, но по своему расположению вдоль разломов, вероятнее всего, являются тектоническими структурами (Хайдусобосло, Пустафельдвар и др.).

Зоны нефтегазонакопления обычно тесно связаны с приразломными зонами. В Бюккском нефтегазосносном районе в пределах приразломного палеогенового прогиба находятся месторождения Мезекерестеш, Демьен и Бюкксек, представляющие сильно разбитые на блоки горстовидные выступы триаса, перекрытого палеогеном и неогеном. В месторождении Мезекерестеш продуктивны доломиты триаса, а также песчаники и известняки эоцена, а в остальных — отложения олигоцена. Залежи тектонически экранированные и стратиграфические под несогласно залегающим миоценом.

В Северо-Алфьелдском нефтегазосносном районе в пределах флишевого трога известны многочисленные термальные источники, месторождения нефти Солнок и Надькёреш и наибольшее количество газовых месторождений Венгрии. Самым крупным является Хайдусобосло, представляющее обширную неогеновую структуру над погребенным выступом флишевого основания. Залежи газа здесь содержатся в паннонских слоях, а также в подстилающих их сарматских конгломератах и известняках, выклинивающихся у выступа. В песчаниках флиша также имеется стратиграфическая залежь газа.

В Южно-Алфьелдском нефтегазосносном районе под мощным (до 7 км) панноном древнепалеозойское кристаллическое основание, глубоко погруженное, разбито поперечными разрывами, образующими систему горстов и грабенов. Вдоль разрывов располагаются месторождения нефти и газа, связанные с крупными неогеновыми структурами, развившимися над эрозионно-тектоническими выступами (Пустафельдвар, Тоткомлош и др.) и поднятыми блоками фундамента, установленными сейсморазведкой (Алдье). Газонефтяное месторождение Алдье является самым крупным в Венгрии. Это пологое плиоценовое поднятие размером 10×4 км с разбитым крупным сбросом юго-западным крылом. Поднятие расположено над горстом фундамента, осложняющим глубокий грабен. Продуктивная песчано-алевроитовая толща мощностью 300—400 м заключена в нижнепаннонских слоях и содержит 8 нефтяных и 10 газовых залежей на глубине около 2000 м. Большинство залежей структурно-литологического типа вследствие невыдержанного строения коллекторов.

В месторождениях Тоткомлош, Пустафельдвар, Баттоня и других залежи нефти и газа заключены в базальных конгломератах, покрывающих миоценовых отложениях и в выклинивающихся песчаниках паннона.

* Алфьелд по-венгерски «равнина».

В Банатском нефтегазоносном районе (Югославия), расположенном в основном в пределах Банатского грабена, крупными являются газоконденсатное месторождение Мокрин и нефтяные Элемир и Кикинда. Продуктивны в них в основном тортонские и сарматские отложения над погребенными выступами древнепалеозойского основания, а также трещиноватые и разрушенные кристаллические породы, слагающие эти выступы (Элемир, Мокрин, Джерменовцы и др.).

Северо-Залайский нефтеносный район является колыбелью венгерской нефтяной промышленности. Блоковые месторождения северной части района (Надьлендел, Хахот) характеризуются залежами нефти в приподнятых блоках мезозойского складчатого основания, погребенных под неогеном (рис. 23). Ловушки в трещиноватых и закарстованных карбонатных породах верхнего мела и местами триаса, несогласно перекрытые литотампными известняками тортона или эоценовыми мергелями, обусловлены комбинацией сбросов и стратиграфических несогласий. Залежи подстилаются водой. Считается, что в верхнемеловой коллектор нефть мигрировала по разломам из триасовых доломитов под напором насыщающих их карстовых вод, причем установлено, что система карста в триасовой толще связана с дневной поверхностью Баконьского выступа. Максимальная добыча месторождения Надьлендел составила более 1 млн. т нефти (1955 г.).

В других месторождениях нефтегазоносны линзовидные пески нижнего палинона в пределах пологих, обычно разбитых неогеновых поднятий, развившихся над блоковыми выступами фундамента (Ловаси, Будафуста в Венгрии; Долина, Петешовцы, Сельница, Пекленица и др. — в Югославии). Кроме Надьлендела крупным нефтяным месторождением района является Ловаси, на юго-западном продолжении которого находится месторождение Долина.

В Дравском — Южно-Залайском районе, расположенном в пределах Южно-Залайского прогиба и грабена Дравы, известны небольшие месторождения нефти и газа (Гергетег-Бабоча, Копривница, Вироватица, Фернандовач).

Савский район, включающий Савский грабен, дает 80% всей добычи Югославии. Здесь известен целый ряд месторождений, связанных с неогеновыми разбитыми складками, образовавшимися над выступами складчатого основания. Залежи распространены на глубине от 200 до 2000 м (рис. 24). Среди

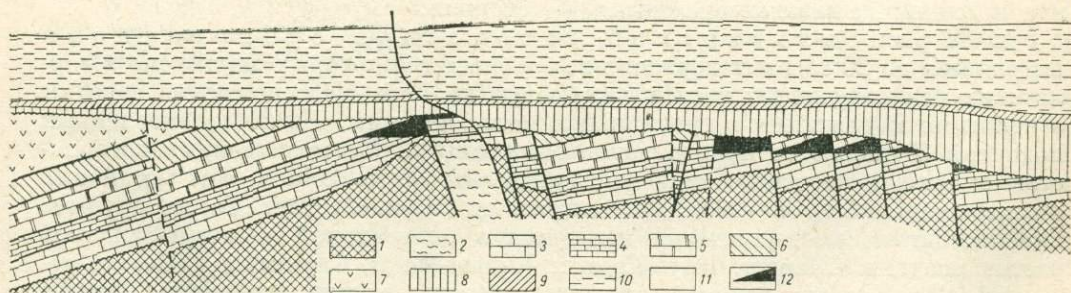


Рис. 23. Геологический разрез месторождения Надьлендел. По Д. Ласло.

1 — триас; 2 — нижний мел; верхний мел; 3 — гипсуритовый мергель, 4 — слой с грифелями, 5 — иноцерамовый мергель; 6 — эоцен; 7 — андезит; 8 — тортон; 9 — сармат; 10 — нижний палинон; 11 — верхний палинон; 12 — нефть.

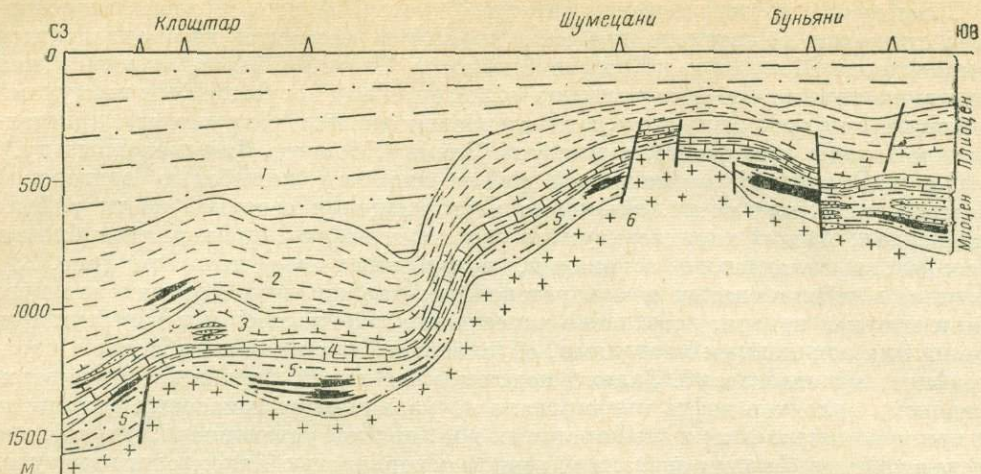


Рис. 24. Геологический разрез месторождений нефти Клоштар, Шумецани и Буньяни в Югославии (Савский грабен). По Вулковичу и др.

1 — слои с *Rhomboidea* и *Paludina*; 2 — верхние слои с *Cardium abichi*; 3 — нижние слои с *Cardium abichi*; 4 — нижнеконгломератные слои; 5 — миоцен; 6 — граниты и гнейсы.

нефтяных месторождений выделяются Стружец, Клоштар, Шумецани, Дуго-Село, Гойло, Буявица и Липовляны, а газовых — Яна-Липа и Буявица.

В Закарпатском нефтегазоносном районе, расположенном в Закарпатском прогибе в пределах Притиссенской низменности (Чехословакия), известно несколько мелких газовых месторождений в сармате (Михаловце и др.).

В Марамурешском районе нефтеносны песчаники олигоценового возраста в единственном небольшом месторождении Сачел.

Всего в пределах Паннонской субпровинции известно более 70 месторождений нефти и газа, из которых около 40 находятся в Югославии, а остальные в Венгрии. Однако существенное значение в Венгрии имеют только 10—12 месторождений. Среди них самыми значительными являются газонефтяное месторождение Алдье и нефтяные Надьлендел, Солнок, Надькереш и Демьен, а среди газовых месторождений — Хайдусобосло и Пустафельдвар. Самыми крупными нефтяными месторождениями Югославии считаются Стружец, Кикинда и Элемир, а газоконденсатными — Мокрин.

В Трансильванской газоносной субпровинции выделяется до 20 газовых горизонтов, большинство которых заключено в сарматских мелкозернистых песках мощностью до 70 м. Месторождения связаны с пологими поднятиями в центральной части впадины. Из 60 установленных поднятий 20 являются промышленно газоносными. Месторождения многопластовые; залежи сводового типа на глубине от 400 до 2000 м. Газ метановый с содержанием CH_4 98—99%. Дебиты газа до 500 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Самые крупные высокодебитные месторождения находятся в центральной и северо-западной частях впадины (Шарош, Ноул-Сэсекс, Копша-Мика, Сармашел и Четатя-де-Балта). Из Трансильванской впадины проведен газопровод через Южные Карпаты в Южную Румынию и в Венгрию.

На территории Югославии многочисленные наружные нефтегазопроявления были издавна известны в долине р. Савы и Мура, но разработка нефти началась с 1935 г. Первое открытие нефти в Венгрии имело место в 1937 г. на месторождении Будафауста.

Широкие поисково-разведочные работы в Паннонской субпровинции начались после Второй мировой войны и ознаменовались открытием большинства месторождений особенно в период 50—60-х годов.

В настоящее время поиски ведутся в Динаридах, где на Адриатическом побережье Югославии открыта нефть на о. Дуги-Оток.

В Трансильванской газоносной субпровинции газ был известен с 1908 г., но открытие большинства месторождений произошло в послевоенное время.

§ 14. Адриатическая провинция

Провинция расположена в прибрежных районах северной и восточной Италии и Албании, окружающих Адриатическую впадину. К ней относится Паданский прогиб (долина р. По), неогеновые прогибы Апеннин (Приадриатический и Брананский) и Динарид (Албанский прогиб) (см. рис. 14).

Адриатическая провинция разделяется на две субпровинции: Итальянскую и Албанскую.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. В окраинных частях Адриатической впадины мезозой представлен главным образом карбонатными отложениями с песчано-глинистыми пачками, а палеоген — карбонатным и терригенным флишем. Проявления нефти и асфальта во всех прогибах известны в разрезе мезозой и палеогена. В периферических частях впадины неоген, включающий гельветский, тортонский, сарматский ярусы миоцена и плиоцен, представлен молассой и залегает резко несогласно, характеризуясь наличием зон выклинивания. В отдельных прогибах мощность неогена составляет от 4000—5000 до 10 000 м (долина р. По). Миоцен представлен глинисто-песчано-мергельными осадками, а плиоцен, залегающий резко несогласно, — песчано-глинистыми.

Основными газоносными комплексами являются плиоцен-четвертичный (Италия) и верхне-среднемиоценовый (Албания). Продуктивен местами верхне-меловой карбонатный комплекс.

Тектоника. Неогеновые прогибы Апеннин возникли на опущенных глыбах, входящих в состав срединного кристаллического массива, который намечается в наиболее погруженной центральной части внутригеосинклинальной впадины Адриатического котловинного моря. Поэтому их можно рассматривать как тыловые прогибы общей межгорной впадины, наложенной на срединный массив. Неогеновые прогибы Динарид были заложены на альпийском складчатом основании.

В разрезе периферических частей Адриатической впадины выделяются три структурных яруса: нижний — мезозойский, средний — мел-палеогеновый и верхний — неогеновый. Палеоген-мезозойские отложения в складчатых сооружениях Апеннин и Динарид образуют систему вытянутых в субмеридиональном направлении складок, которые постепенно затухают к центру впадины, где они погребены под неогеном и четвертичными осадками. Тектоника неогеновых слоев характеризуется относительно спокойными брахиантиклинальными поднятиями, а местами — там, где основание сильно разбито, имеет блоковое строение.

В Итальянской субпровинции самый глубокий из неогеновых прогибов — Паданский — заключен между Альпами и Апенниннами (Ломбардская низменность). Подошва плиоцена здесь залегает на отметках до $-4000 \div -6000$ м. Мощность четвертичных осадков не менее 2000 м. С северо-востока прогиб ограничен погребенным массивом, где складчатый палеозой перекрыт пермскими слоями. Юго-западным продолжением Паданского прогиба является Приадриатический прогиб, который протягивается узкой полосой вдоль побережья

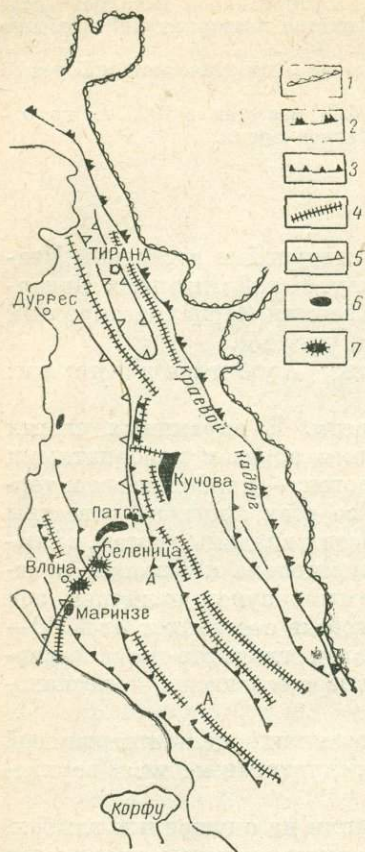


Рис. 25. Албанская нефтегазоносная субпровинция. По Р. Мейнхолду.

1 — фронт покровов; 2 — краевые надвиги; 3 — взбросы; 4 — оси поднятий; 5 — край неогеновых впадин; 6 — месторождения нефтяные; 7 — месторождения асфальтовые.

прогиба неогеновые отложения залегают моноклинально, образуя небольшие грабены и блоковые структуры. В западной части прогиба появляются линейные антиклинальные складки, вытянутые в север-северо-западном направлении. Самые западные прибрежные складки погребены под молодыми отложениями.

Условия залегания нефти и газа. В Итальянской субпровинции и распространены преимущественно газовые, реже нефтегазовые и нефтяные месторождения. Газоносны в основном песчаники нижнего плиоцена. Нефтегазоносны миоценовые отложения, в которых, кроме песчаных, имеются и карбонатные коллекторы. Регионально газоносны также трещиноватые известняки верхнего мела. Месторождения связаны с неогеновыми складками, обычно разбитыми, развивающимися над блоками карбонатных пород верхнего мела. Для них характерны, кроме сводовых, также тектонически экранированные залежи.

Адриатического моря. Подошва плиоцена в его пределах залегает на отметках $-2000 \div -4000$ м. К югу от Пескары на его продолжении выделяется неглубокий Брандский прогиб, который прослеживается вплоть до залива Таранто на юге и отделяет флишевую зону Апеннин от Апулийской плиты — части срединного массива на юго-востоке полуострова. Брандский прогиб образовался благодаря опусканию по сбросам края этой плиты. Подошва плиоцена, залегающего в этом прогибе непосредственно на верхнем мелу, не опускается ниже -2000 м. Плиоцен здесь залегает трансгрессивно на верхнемеловых известняках. Только в западной прибрежной зоне он местами подстилается миоцен-палеогеном. Донеогеновое основание имеет блоковую структуру, отраженную в плиоцене разбитыми складками.

Региональный разлом отделяет с запада Адриатический и Брандский прогибы от флишевой зоны Апеннин. Структурная общность Паданского, Приадриатического и Брандского прогибов подтверждается их расположением на северном и северо-восточном склонах гравиметрического минимума этой зоны.

Албанская субпровинция расположена в восточной прибрежной части Адриатического моря, к югу от г. Тирана. Она приурочена к наложенному неогеновому прогибу, вытянутому вдоль фронта Динарид и раскрывающемуся в Адриатическое море (рис. 25). Неоген лежит трансгрессивно на палеогеновом флише и мезозойских известняках, слагающих складчатый фундамент прогиба и его обрамление. Поверхность флишевого основания неровная и погружается в северо-западном направлении к морскому побережью, где мощность неогена достигает 5000 м. В восточной части

Распространены и стратиграфические залежи в миоценовых слоях, несогласно перекрытых плиоценом (Катаньола и др.), и литологические залежи в выклинивающихся у свода складок пластов неогена (Равенна). Известны также месторождения, связанные с погребенными блоковыми поднятиями миоцена, палеогена и меловых известняков. Зонами нефтегазоаккумуляции являются антиклинальные и присбросовые зоны.

В Итальянской субпровинции выделяются Паданская и Приадриатическо-Браданская нефтегазоносные области.

Самые крупные месторождения *Паданской нефтегазоносной области* приурочены к неогеновым складкам центральной части прогиба, где они погребены под мощным покровом четвертичных отложений. Начиная с 1948 г. в долине и дельте р. По открыто более 55 газовых и газонефтяных месторождений, в которых газосодержащие песчаники нижнего плиоцена, верхнего и среднего миоцена на глубине 850—3000 м, а также местами четвертичные осадки. Нефть в виде оторочек газовых залежей встречается в миоцене. Появление залежей в миоцене обусловлено наличием мощной глинистой плиоценовой покрывки при отсутствии доплиоценовой эрозии. Самым крупным является газонефтяное месторождение Кортемаджоре, в котором имеются сводовые газонефтяные залежи в тортоне и газовые в нижнем плиоцене.

В районе дельты р. По эксплуатируется также газ, растворенный в водах четвертичных отложений. Разведочное бурение в этой области ведется до глубины 5000 м (до среднего миоцена). В шельфовой зоне моря, к югу от Равенны, открыто несколько газовых месторождений в плиоценовых и четвертичных слоях, расположенных на продолжении антиклинальных зон, продуктивных на суше (Равенна-Маре, Порто Корсино-Маре, Чезанатино-Маре и др.). В результате скольжения и оползания масс очень пластичных осадков плиоценовые складки шельфа образуют ряд пологих опрокинутых чешуй, надвинутых в восточном направлении. Это показывает, что очень молодые осадки возраста (менее 10 млн. лет) могут генерировать много метана. На самом крупном месторождении Равенна-Маре газ разрабатывается с глубины 1550—2000 м.

В *Приадриатическо-Браданской нефтегазоносной области* в Приадриатическом прогибе неоген сложен в крутые разбитые складки, к которым приурочено несколько месторождений. Промышленная газонефтеносность здесь связана с плиоценом, верхним миоценом и верхним мелом. Миоценовые залежи характеризуются высокими начальными дебитами, которые быстро падают. Бурение ведется также на шельфе, где в 1960 г. было открыто первое морское месторождение Сангро-Маре, в котором на глубине 1500—1700 м газосодержащий нижний плиоцен.

К югу от Пескары до залива Таранто вдоль разлома, ограничивающего с запада Браданский прогиб, к 1967 г. было открыто около 15 месторождений. В наиболее крупных газовых месторождениях (Гроттоле-Фернандина, Купелло-Сальва, Пистицци) газосодержащие горстовидные структуры, сложенные трещиноватыми известняками верхнего мела и погребенные под плиоценом. Местами обнаружены нефть и газ также в миоценовых отложениях. На остальных месторождениях газосодержащие плиоценовые песчаники, обычно выклинивающиеся над выступами основания, а на некоторых из них (Нуова-Сири и др.) — четвертичные осадки на глубине всего 150—750 м.

За пределами Адриатической провинции в Средних и Южных Апеннинах на Тирренском побережье, в Калабрии, Кампании и Тоскане известны проявления тяжелой нефти и асфальта в малых сильно разбитых неогеновых впадинах и грабенах. Нефтеносны отложения среднего и верхнего миоцена. Наиболее крупным является грабен Валле-Латина к югу от Рима.

В Албанской субпровинции в неогене имеется ряд месторождений нефти и газа. Месторождения Сталино (б. Кучова), Патос и Маринзе, находящиеся в разработке, расположены в зоне выклинивания нефтеносных тортонских отложений и характеризуются литологическими залежами нефти, приуроченными к линзам или выклинивающимся песчаным пластам тортона. Эти месторождения имеют моноклиналиное строение и разбиты разрывами на блоки. В старых месторождениях Сталино и Патос тяжелая сернистая нефть залегает на глубине 500—1000 м; наиболее продуктивные участки приурочены к мульдам. Залежи малодебитные.

На месторождении Маринзе, открытом в 1957 г. в шести песчаниках нижнего тортона, распространенных заливообразно, на глубине 1350 м установлены высокодебитные литологические залежи сравнительно легкой нефти.

Промышленный газ получен в прибрежной зоне Адриатического моря при разбурировании неогеновых складок на площадях Фракуль и Усть-Семени, где миоцен залегает на глубине до 2500 м. Северной, в районе г. Дуррес, открыта нефть на глубине около 3000 м на нескольких новых месторождениях. Два газовых месторождения открыты недавно в центральной части впадины. Перспективны отложения палеогена — мелового флиша, которые разведуются.

Поиски нефти в Итальянской и Албанской субпровинциях были начаты в основном после Первой мировой войны, но только в 30-х годах, когда начали применять геофизические методы, стали давать результаты. Основные месторождения в этих странах были открыты в 50—60-х годах.

АФРИКА

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

На территории Африканского континента выделяются четыре основных тектонических элемента: Телльско-Рифский альпийский складчатый пояс (Малый Атлас), Атласский палеозойский (байкальский?) складчатый пояс (Большой Атлас), Африканская древняя платформа и герцинская складчатая зона Капид на юге Африки.

Телльско-Рифский пояс альпид представлен антиклинориями, в ядрах которых выходят морские отложения палеозоя и триаса, а на крыльях — породы юры, мела и палеогена. Антиклинории сильно дислоцированы и осложнены разрывами. Между ними заключены внутренние впадины, выполненные отложениями кайнозоя.

К югу от альпийского пояса протягивается эпиплатформенная орогеническая область Большого Атласа, образовавшаяся на палеозойском складчатом фундаменте. Тектоника этого участка Атласа очень сложная и еще не выяснена. Южная его часть представлена горными сооружениями Высокого, Сахарского и Тунисского Атласов, а северная часть (Месета), где наблюдаются приподнятое положение фундамента и спокойно залегающий мезо-кайнозойский чехол, рассматривается как неактивизированный участок платформы, возможно, отвечающий срединному массиву. От Рифско-Телльского пояса Месета на западе отделена Рарбской впадиной.

Африканская древняя платформа по своему характеру близка к подвижным древним платформам типа Китайской. Вся ее огромная территория представляет собой чередование щитов и кристаллических массивов с внутриплатформенными и окраинными впадинами, заполненными осадками от рифея до современных включительно. В северной части континента щиты и массивы разбиты многочисленными разломами в основном субмеридионального направления. Впадины характеризуются различным строением, глубиной и временем заложения. Среди них имеются симметричные

глубокие синеклизы огромных размеров и очень древнего заложения и узкие грабены, связанные с формированием докембрийских складчатых поясов или с молодыми рифтовыми системами.

Огромное количество крупных разломов располагается по окраинам впадин и разбивает их центральные части на отдельные блоки, а Восточно-Африканская рифтовая система рассекает весь материк, уходя за его пределы (рис. 26).

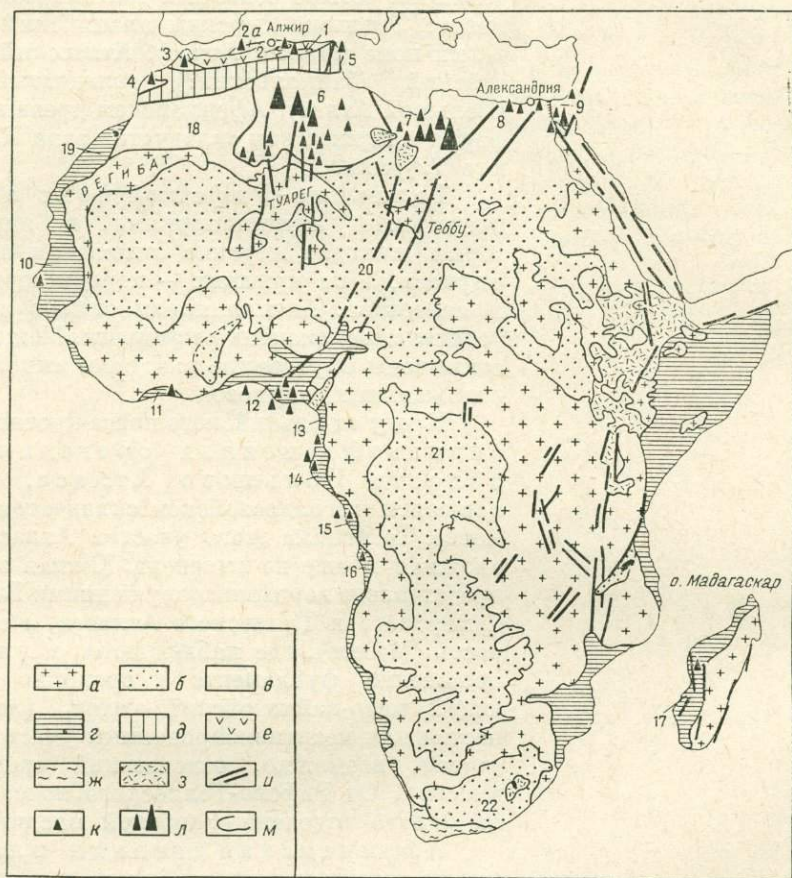


Рис. 26. Тектоническая схема Африки. По Р. Мейнхольду с изменениями Н. Ю. Успенской.

Африканская платформа: а — кристаллические щиты и массивы; б — внутриплатформенные впадины преимущественно с континентальными осадками; в — окраинные впадины; г — прибрежные впадины. Горные сооружения Атласа: д — эпиналезовская платформа и эпиплатформенная орогенетическая область Большого Атласа; е — Телльско-Рифская альпийская область Малого Атласа; ж — герциниды капид; з — молодые эффузивы; и — основные разломы; к — группы месторождений и отдельные месторождения нефти и газа; л — месторождения-гиганты и сверхгиганты; м — границы структурных элементов. Нефтегазоносные провинции и области. Провинция внутренних впадин Телльско-Рифского пояса альпид, области: 1 — Ходна, 2 — Константинос, 2а — Шелифф; провинция впадин эпиплатформенной орогенетической области Большого Атласа, области: 3 — Рарбская, 4 — Марракешская, 5 — Восточно-Тунисская; 6 — Сахарская провинция; 7 — провинция впадины Сирта; 8 — Северо-Египетская область; 9 — провинция грабеновых впадин Восточно-Африканской системы разломов; провинция periокеанических впадин Западной Африки, области: 10 — Сенегальская, 11 — Камоэ, 12 — Нигерская, 13 — Дуала, 14 — Огове, 15 — Конго, 16 — Кванза; перспективные области: 17 — Морондаская; впадины: 18 — Тиндуф, 19 — Рио-дель-Оро, 20 — Чад, 21 — Верхнее Конго, 22 — Карру.

На территории Африканской платформы можно выделить следующие основные структурные элементы: северный, западный и восточный склоны платформы, внутреннюю часть платформы и Восточно-Африканскую зону разломов.

Северный склон платформы (Сахаро-Ливийская плита по В. Е. Хаину) располагается между Атласскими горами и Средиземным морем на севере и полосой кристаллических массивов и щитов на юге (Регибатский, Туарегский, Теббу, Арабо-Нубийский). От этой полосы породы осадочного чехла падают моноклиально на север, мощность их постепенно увеличивается до 7—9 тыс. м у берегов Средиземного моря. Фундамент северного склона расчленен на крупные глыбы и блоки, которые в осадочном чехле отражены поднятиями. Впадины заполнены мощными толщами палеозоя и мезо-кайнозоя.

На западе выделяется обширная Сахарская (Западно-Сахарская) синеклиза, ограниченная на севере Большим Атласом и выполненная в основном палеозойскими отложениями. Восточнее находятся кайнозойская наложенная впадина Сирта, открывающаяся в Средиземное море, и впадины Северо-Египетская и дельты Нила. Все эти впадины имеют большое значение в смысле нефтеносности.

В западной части северного склона платформы в осадочном выполнении большую роль играют морские породы, отложенные в результате многократных трансгрессий со стороны Средиземноморской геосинклинали. В юго-восточной части северного склона развита мощная (до 1000 м) терригенная толща «нубийских песчаников», отложившаяся в период от верхнего карбона до мела включительно. Кайнозой большей части северного склона имеет небольшую мощность и представлен в основном континентальными породами.

Западный склон платформы ступенчато опускается ниже уровня Атлантического океана. Он осложнен многочисленными периокеаническими впадинами, открывающимися в сторону океана. Самыми северными являются Рио-дель-Оро (Ааюнская) и Сенегальская впадины. Южнее, друг за другом, сначала в широтном, а потом в меридиональном направлении протягиваются нефтеносные впадины Гвинейского залива, представляющие собой северные и восточные части единой крупной тектонической депрессии, расположенной в акватории Гвинейского залива. Находящиеся на суше части этой депрессии в сущности образуют узкие прибрежные полосы моноклиального строения и только в дельтах рек Нигера, Огове и Кванзы расширяются и строение их усложняется.

Восточный склон платформы тоже осложнен группой впадин, протягивающихся с северо-востока на юго-запад вдоль берега Индийского океана. К ним надо отнести и Морондавскую впадину на западном побережье о. Мадагаскар, являющегося осколком Африканской платформы.

Для внутренней части платформы, в основном к югу от линии, соединяющей Гвинейский и Аденский заливы (так называемой линии Камеруна), характерны значительные выходы кристаллических пород фундамента. Обширные впадины заполнены континентальными (а некоторые из них частично морскими) отложениями палеозоя и местами мезозоя. Общая мощность осадков 2—4 тыс. м и только в самой южной части впадины Карру, примыкающей к капидам, достигает 10 тыс. м. Здесь развита континентальная формация карру, мощностью 6 тыс. м, в песчаниках которой встречена небольшая залежь нефти (Наталь).

Зона Великих Восточно-Африканских разломов прослеживается в восточной части Африки и включает на северо-востоке грабены Аденского залива и Красного моря, продолжаясь в Азию в область Мертвого моря, долины р. Иордан

Таблица 7

Стратиграфическое распределение нефтегазоносности в Африке

Нефтегазоносная провинция и область	Сп-О	S	D	C	T	J	Cr	Pg	N
Африканская платформа									
Сахарская	H*	H	H* Г	H	Г* Н	—	—	—	—
Периокеанической впадины Сирта	H	—	—	—	—	—	H*	H*	Г
Периокеанических впадин Западной Африки	—	—	—	—	—	—	H* Г	H*	H*
Грабеновых впадин Восточно-Африканской системы разломов	—	—	—	H*	—	Н Г	H	H	H*
Горные сооружения Атласа									
Внутренних впадин Тельско-Рифского пояса альпид	—	—	—	—	—	—	—	—	H
Рарбская впадина	—	—	—	—	—	H	H	H	H
Марракешская впадина	—	—	—	—	—	H	—	—	—
Восточно-Тунисская впадина	—	—	—	—	—	—	H	—	—

и Левантийского глыбового пояса. Разломы разбивают крупные сводовые поднятия, образуя гигантские грабены, заполненные отложениями кайнозойского, а на самом юге и мезозойского возраста.

На территории Африканской платформы выделяются следующие промышленные нефтегазоносные провинции (табл. 7): Сахарская окраинной впадины северного склона платформы; периокеанической грабеновой впадины Сирта; периокеанических впадин Западной Африки; грабеновых впадин Восточно-Африканской системы разломов, охватывающая район Суэцкого залива и северо-западную часть Аравийского полуострова. Среди них крупнейшими являются провинции Сахарская и впадины Сирта.

В горных сооружениях Атласа выделяются незначительные по продуктивности и запасам провинция внутренних впадин Тельско-Рифского пояса альпид и провинция впадин эпиплатформенной орогенической области Большого Атласа (Рарбская и Марракешская области).

В качестве перспективных территорий Африки в первую очередь надо

Таблица 8
Добыча нефти и газа по странам Африки

Страна	Нефть, млн. т		Газ, млрд. м ³	
	1960 г.	1970 г.	1960 г.	1970 г.
Ливия	—	159,00	—	—
Алжир	8,800	46,40	0,007	3,000
Нигерия	0,800	53,00	—	—
АРЕ	3,320	19,00	—	—
Синайский полуостров . .	—	(без Синая) 4,50	—	—
Габон, Народная Респуб- лика Конго	0,860	5,350	0,007	0,030
Тунис	—	4,100	0,007	0,045
Ангола	0,070	4,300	—	0,263
Марокко	0,090	0,040	0,009	0,012
Всего	13,940	295,690	0,030	3,350

Таблица 9
Разведанные запасы нефти и газа по странам Африки

Страна	Нефть, млн. т		Газ, млрд. м ³
	1960 г.	1970 г.	1970 г.
Алжир	647,0	3 891,0	3 990,0
Ангола	3,4	36,0	28,0
АРЕ	67,3	—	142,0
Габон, Народная Респуб- лика Конго	21,6	649,0	—
Ливия	—	97,5	198,0
Марокко	1,1	3 834,0	849,0
Нигерия	10,8	0,1	—
Тунис	—	1 257,0	170,1
ЮАР	—	71,0	28,0
Всего	751,2	9 835,6	5 419,3

рассматривать Морондавскую впадину, где установлена нефтеносность мезозойских отложений.

Добыча нефти в Африке в 1970 г. составила около 295,69 млн. т, в том числе в Ливии — 159 млн. т, в Алжире — 46,4 млн. т, в Нигерии — 53 млн. т.

Разведанные извлекаемые запасы Африки в 1970 г. составили около 10 млрд. т нефти и 5,4 трлн. м³ газа. По темпам прироста добычи нефти, возросшей с 1960 по 1970 г. более чем в 20 раз, Африка занимает первое место среди зарубежных стран мира (табл. 8 и 9).

§ 15. Сахарская провинция

Сахарская провинция отвечает крупной, сложно построенной окраинной впадине на северном склоне Африканской платформы. Она занимает пустыню Сахара и западную часть Ливийской пустыни и находится в основном на территории Алжира, охватывая на северо-востоке южную часть Туниса и Триполитанскую область Западной Ливии.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Фундамент Сахарской впадины сложен метаморфическими и кристаллическими породами докембрия, на которых залегают конгломераты, песчаники и пестроцветные глины самых верхов докембрия, распространенные местами в погребенных грабенах и представляющие промежуточный комплекс. Платформенный чехол сложен морскими в основном обломочными породами палеозоя мощностью 6 тыс. м и морскими, лагуниными и континентальными терригенно-карбонатными отложениями мезозоя мощностью до 3—4 тыс. м. В восточном и северном направлениях полнота разреза возрастает.

Кембрийские отложения (до 550 м) представлены конгломератами и кварцито-песчаниками, а ордовикские (600 м) — глинами и песчаниками. Силур сложен грантолитовыми глинами и известняками (до 500 м). Основным нефтегазоносным комплексом является кембро-ордовикский. В кембрии выделяются до трех — четырех продуктивных горизонтов, представленных средне- и грубозернистыми, часто плохо отсортированными кварцито-песчаниками мощностью от 25 до 100—200 м. Коллекторы, по-видимому, трещинного типа пористостью от 10 до 22% и проницаемостью от долей до 1500 миллидарси. Дебиты скважин в среднем составляют от 400 до 800 т/сут. Кембрийская нефть очень легкая (0,800—0,820 г/см³), малосернистая (серы 0,15—0,6%), содержит 2,2% парафина.

Подчиненное значение имеет нефтеносность ордовикских песчаников и кварцитов, представляющих коллекторы преимущественно гранулярного типа.

Девон сложен преимущественно глинисто-песчаными отложениями (до 850 м). Карбон имеет терригенно-карбонатный состав с гипсами и конгломератами в среднем отделе. Мощность этих отложений значительная и достигает 1200—1500 м. Девон и карбон образуют второй по значению нефтегазонос-

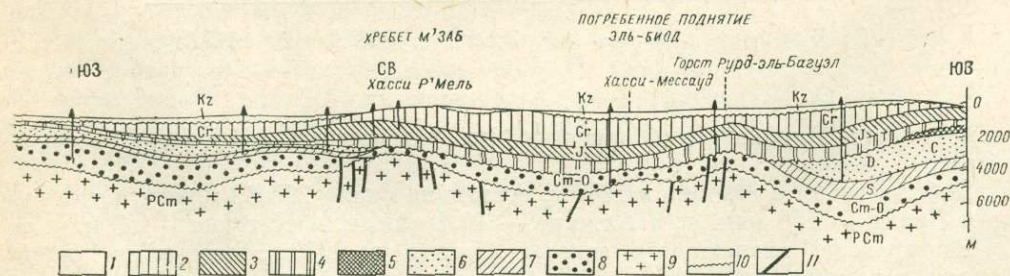


Рис. 27. Схематический геологический разрез через Северную Сахару.

1 — миоценовые; 2 — мел; 3 — юра; 4 — триас; 5 — карбон; 6 — девон; 7 — силур (готландий); 8 — кембро-ордовик; 9 — докембрийский фундамент; 10 — несогласия; 11 — разломы.

ный комплекс. Продуктивные горизонты заключены в основном в мелко- и среднезернистых песчаниках нижнего и отчасти верхнего девона, обладающих хорошими коллекторскими свойствами, а также в песчаниках нижнего карбона. Нефть нижнего девона в Полиньякском районе очень легкая (0,79—0,82 г/см³), бессернистая. Песчаники верхнего девона высоко газоносны в районе Ин-Салах, где дебиты скважин достигали 500 тыс. м³/сут.

Мезозойские отложения, залегающие резко несогласно на размытой поверхности палеозоя, наиболее полно представлены в северной части провинции (рис. 27), где разрез их начинается обломочными отложениями нижнего и среднего триаса, которые покрываются соленосной толщей верхнего триаса — средней юры (500—1000 м). В базальных песчаниках нижней обломочной свиты триаса, там, где они перекрыты соленосной свитой, заключены крупные газовые и местами нефтяные горизонты. Здесь выделяются до трех продуктивных пластов, представленных мелко- и среднезернистыми песчаниками мощностью 10—50 м, пористостью 5—22% и проницаемостью до 500—800 миллиардов.

Глинисто-песчаные отложения верхней юры и нижнего мела (до 1200 м) в пределах провинции имеют морской и лагунный характер, а в южном направлении замещаются континентальными фациями «нубийских песчаников». Верхний мел (до 700 м) представлен морскими известняками и эвапоритами, а кайнозойские отложения (150—300 м) в основании морским палеогеном, а выше преимущественно осадками континентального типа.

Тектоника. Сахарская провинция ограничена с севера горным сооружением Большого Атласа, граница с которым проходит по крупному Южно-Атласскому глубинному разлому, отраженному в осадочной толще флексурой. Юго-западной границей является герцинская внутриплатформенная складчатая зона — цеци Угарта, а южной — докембрийские породы Туарегского массива. С востока провинция отделена грабеном Джоффа от впадины Сирта (рис. 28).

Туарегский массив, постепенно погружаясь на север, образует крупный выступ. К северу от него отходит пучок разломов субмеридионального простирания с тремя основными ветвями, которые расчленили фундамент Сахарской впадины на ряд поднятых и опущенных глыб, отраженных в строении чехла сложно построенными сводовыми поднятиями, огромными валами и обширными синеклизами. Вдоль разломов фундамент разбит на блоки, образующие горстовые поднятия. В рельефе поверхности фундамента они выделяются в виде погребенных кряжей, сложенных кристаллическими породами. В платформенном чехле кряжи отражены валообразными структурами, осложняющими строение сводовых поднятий. Эти структуры наиболее четко выражены в палеозойских отложениях, которые в их пределах отличаются сокращенной мощностью, перерывами и несогласно перекрыты породами мезо-кайнозоя. Валу отделены плоскими впадинами местами грабенового строения.

С запада на восток выделяются три крупных сводовых поднятия: Иджеране — Хасси-Р'Мель — М'Заб, Амгид — Эль-Биод — Хасси-Мессауд и Тихембока (см. рис. 28). Каждое из этих поднятий в своей южной части представляет выступ Туарегского массива с обнажающимися на поверхности палеозойскими породами, глубоко погребенный по мезо-кайнозойским отложениям в своей северной части.

Поднятие Иджеране и его погребенное продолжение Хасси-Р'Мель — М'Заб имеет общую протяженность 900 км, ширину 100 км и представляет крупный погребенный горст фундамента. С запада оно ограничено обширной

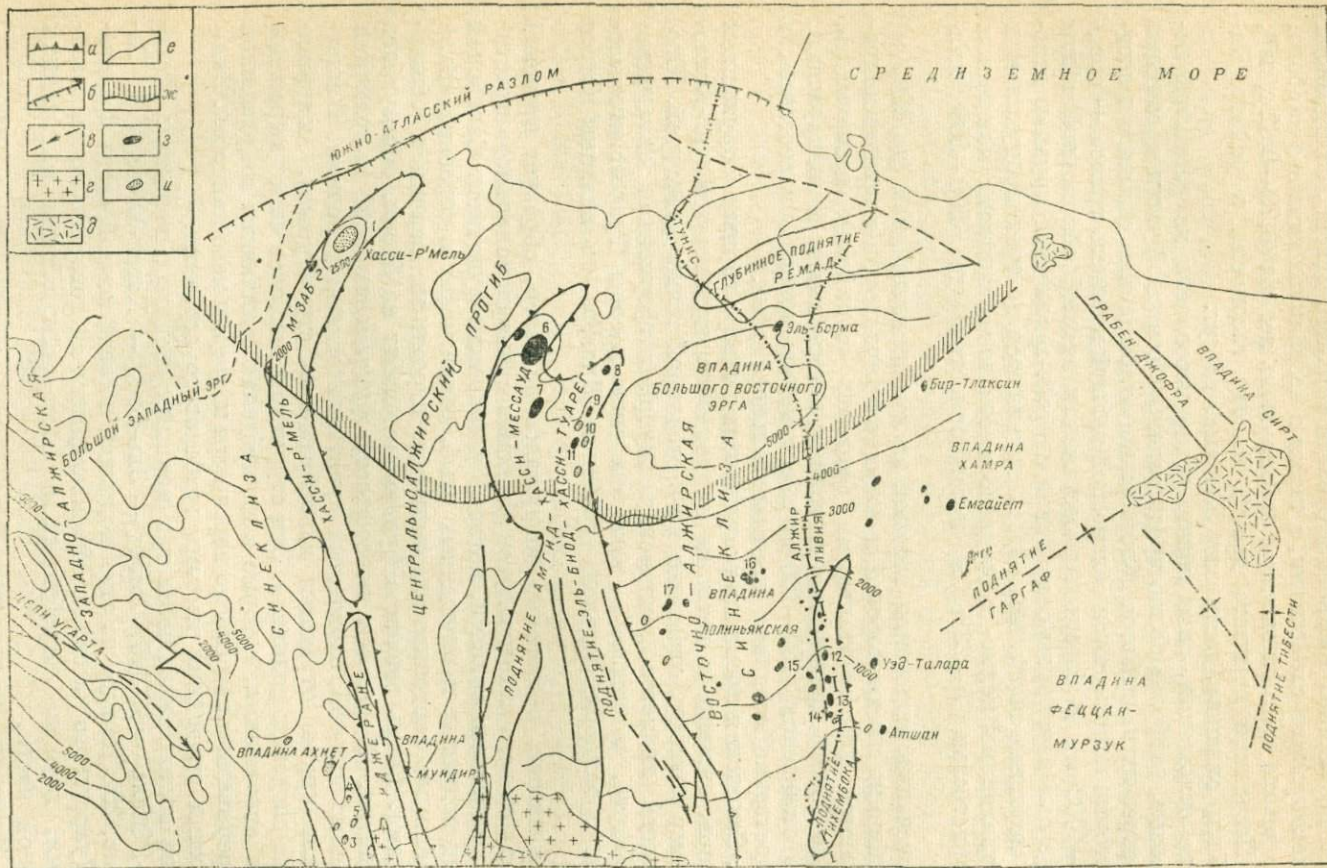


Рис. 28. Структурно-тектоническая схема Сахарской провинции и распространение нефти и газа. По М. И. Варенцеву, С. М. Дорошко, Е. Л. Меламуд, Г. А. Алексину с дополнениями Н. Ю. Успенской.

а — крупные поднятия; б — тектонический шов; в — крупные разломы; г — кристаллические массивы; д — вулканические породы; е — изобаты поверхности фундамента; ж — южная граница распространения соленосных отложений триаса; месторождения: з — нефтяные, и — газовые.

Нефтегазоносные районы и основные месторождения. Хасси-Р'Мельский район: 1 — Хасси-Р'Мель, 2 — Бельке-тайф; Ин-Салахский район: 3 — Джебель-Берга, 4 — Ин-Салах, 5 — Вали-Джаред; Хасси-Мессаудский район: 6 — Хасси-Мессауд, 7 — Эль-Хасси — Эль-Агреб; Хасси-Тауресский район: 8 — Рурд-эль-Багель, 9 — Хасси-Туарег, 10 — Рурд-Нус, 11 — Хасси-Тоуил, 12 — Зарзантин, 13 — Эджеле, 14 — Дом-Колениас, 15 — Тигнтурин, 16 — Оханет, 17 — Тин-Фуйе.

Западно-Алжирской синеклизой, выполненной мощными палеозойскими осадками и расчлененной на более мелкие впадины. Самая северная из них — впадина Большой Западный Эрг — выделяется значительной мощностью мезозойских отложений. От расположенного восточнее сводового поднятия Амгид — Эль-Биод — Хасси-Мессауд поднятие Иджеране — Хасси-Р'Мель отделено Центральноалжирским грабеном, выполненным в южной своей части палеозоем, а в северной — палеозоем и мезозоем.

Сводовобразное поднятие Амгид — Эль-Биод простирается на 770 км при ширине до 200 км. Восточное крыло его оборвано разломами амплитудой до 1000—2000 м. Поднятие имеет сложное строение и разбито продольными и поперечными разломами на ряд горстов и грабенов. На юге оно представляет огромный погребенный горст фундамента, отходящий от северного выступа Туарегского массива. Над этим горстом в чехле, сложенном породами всех систем палеозоя, выделяется свод Амгид. На северном погружении свода находится погребенное поднятие Эль-Биод, состоящее из двух ветвей — поднятия Хасси-Мессауд и поднятия Рурд-эль-Багель — Хасси-Туарег. На поднятии Эль-Биод в разрезе палеозоя сохранились лишь породы кембро-ордовика, перекрытые мезозойскими отложениями.

Восточно-Алжирская синеклиза, выполненная мощной (более 7000 м) толщей палеозойских и мезозойских отложений, отделяет свод Амгид — Эль-Биод от погребенного поднятия Тихембока, которое также контролируется выступом Туарегского массива. Длина поднятия 450 км, ширина 100—150 км. Поднятие разбито серией разломов, из которых самый крупный осложняет его западный склон. На западный склон и северное погружение поднятия Тихембока накладывается Полиньякская впадина, которая представляет южную часть Восточно-Алжирской синеклизы и выполнена палеозойскими отложениями мощностью более 3000 м, погребенными под мезозойскими слоями. Впадина осложнена многочисленными локальными поднятиями, следующими простиранию разломов. Палеозойские отложения, погребенные под мезозоем, отличаются здесь более полным разрезом мощностью более 3000 м и значительными перерывами в седиментации.

С востока поднятие Тихембока ограничено обширной впадиной Хамра, расположенной в пределах Триполитании (Западная Ливия). Эта впадина с юга ограничена поднятием Гаргаф, связанным с разломом, отходящим от выступа Тихембока, а с северо-востока — грабеном Джофра. Она выполнена нижним и верхним палеозоем, срезанным в северной ее части несогласно залегающими юрско-триасовыми и меловыми породами.

Разломы древнего нарушения, характерные для тектоники провинции, неоднократно оживлялись, в связи с чем основные структурные элементы имели длительное развитие.

В платформенном чехле выделяются три структурных яруса, разделенные крупными несогласиями и перерывами: палеозойский (кембрий — карбон), мезозойский (триас — нижний мел) и верхнемеловой — кайнозойский. Палеозойский структурный ярус наследует глыбово-блоковую структуру фундамента. Строение его осложнено разломами, флексурами, образующими грабены и горсты, и многочисленными локальными поднятиями, связанными с мелкими блоками фундамента и обычно оборванными разломами. В мезозойском структурном ярусе эти дислокации более слабо выражены, но разрывная тектоника проявляется еще отчетливо. В верхнемеловом — кайнозойском ярусе все структурные формы сглажены, а иногда не выявляются.

Условия залегания нефти и газа. В Сахарской провинции в настоящее время известно более 100 нефтяных и газовых месторождений, извлекаемые запасы которых на 1969 г. составили около 2 млрд. т нефти и более 4 млрд. м³ газа. Все они отличаются терригенным составом продуктивных горизонтов палеозойского и триасового возраста. Промышленная разработка месторождений началась в 60-х годах. В настоящее время около 30 месторождений находятся в эксплуатации. Все месторождения приурочены к крупным локальным поднятиям в чехле и связаны, как правило, с поднятыми блоками фундамента. Углы падения на их крыльях составляют несколько градусов, а в отдельных случаях достигают 12—18°. Многие поднятия в палеозойских слоях, как правило, разбиты продольными разрывами амплитудой до 1000 м, которые иногда пронизывают всю осадочную толщу. Простираение поднятий обычно субмеридиональное, подчиненное основному направлению разломов фундамента. Залежи нефти и газа, как правило, сводовые, иногда, особенно в мощных песчаниках кембрия, подстилаются подошвенной водой. Местами сводовые залежи разбиты на блоки. Встречаются тектонически экранированные и стратиграфические (Хасси-Туарег) залежи.

В распространении месторождений нефти и газа Сахарской провинции ясно проявляется связь их с крупными поднятиями структурными элементами — сводами, валами, выступами, которые можно рассматривать как зоны нефтегазонакопления. Сахарская провинция выделяется богатыми месторождениями нефти и газа, характеризующимися мощными коллекторами и наличием исключительно хорошей региональной покрывки, которой является мощная соленосная толща триаса. Наблюдается, что основные запасы нефти и газа приурочены к трансгрессивным элементам седиментационных циклов (кембрий, базальные песчаники нижнего девона, песчаные пласты в основании триаса).

В провинции выделяются нефтегазоносные области: Иджеране-Хасси-Р'Мельская, Амгид-Бюдская и Полиньякская, которые приурочены к соответствующим сводообразным поднятиям и их склонам, а также Триполитанская область, охватывающая впадину Хамра.

Иджеране-Хасси-Р'Мельская нефтегазоносная область приурочена к одноименному поднятию. В его северной части находится Хасси-Р'Мельский нефтегазоносный район. Здесь расположено уникальное газоконденсатное месторождение-сверхгигант — Хасси-Р'Мель, которое по запасам занимает одно из первых мест среди газовых месторождений капиталистического мира и дает более 75% добычи газа Алжира. Доказанные запасы его составляют более 2 трлн. м³ газа и 300 млн. т конденсата. Газ жирный, содержит 75—79% метана, около 15% высших углеводородов и до 5% азота. Месторождение приурочено к пологому поднятию, сложенному на поверхности сеноном. Газоносны три песчаниковых горизонта в базальных отложениях триаса на глубинах 2100—2250 м, лежащие непосредственно на отложениях кембро-ордовика. Региональной покрывкой залежей является 500-м соленосная толща триаса. К юго-западу от Хасси-Р'Мель в девонских отложениях под триасом обнаружено крупное нефтяное месторождение Белькетайф.

В южной части области на западном склоне Иджеранского поднятия (впадина Ахнет) находится Ин-Салахский нефтегазоносный район, где известно более 25 месторождений преимущественно газовых, в которых газоносны девонские (в основном нижнедевонские) и карбоновые песчаники. Месторождения связаны с пологими локальными поднятиями, сложенными палеозойскими и мезозойскими слоями. Из них самыми крупными являются месторождения Джебель-Берга и Ин-Салах.

Месторождения Амгид-Биодской нефтегазоносной области сосредоточены на глубоко погребенном под мезозоем поднятии Эль-Биод, в котором выделяются две ветви: Амгид — Хасси-Мессауд и Эль-Биод — Хасси-Туарег. Еще до накопления мезозойских осадков на поднятии Эль-Биод отложения верхнего палеозоя, начиная со среднего девона, были размыты, а отложения триаса здесь залегают непосредственно на нижнедевонских или кембро-ордовикских. На западной Хасси-Мессаудской ветви поднятия Эль-Биод в местах ее глубокого погружения находится Хасси-Мессаудский нефтегазоносный район, выделяющийся высокой нефтеносностью кембрийских отложений. Здесь расположено самое крупное в провинции нефтяное месторождение-сверхгигант — Хасси-Мессауд (рис. 29).

Разведанные извлекаемые запасы нефти Хасси-Мессауда составляют около 800 млн. т, а геологические запасы 5 млрд. т. Месторождение приурочено к очень пологой разорванной брахиантиклинали размером 48×32 км и амплитудой 300 м, сложенной кембро-ордовикскими слоями, непосредственно перекрытыми соленосной толщей триаса. В ядре поднятия кристаллический фундамент на глубине 3630 м образует эрозионный выступ, сложенный гранитами докембрия, на склонах которого вскрыты складчатые отложения позднего докембрия. Нефтеносны кембрийские отложения, содержащие на глубине 3000—3300 м четыре продуктивных пласта трещиноватых и выветрелых песчаников эффективной мощностью 80 м, в которых имеется общая громадная залежь нефти высотой 200 м, подстилаемая водой. Дебиты скважин месторождения от 10 до 2000 т/сут. Максимальные начальные дебиты превышают 2600 т/сут. Годовая добыча около 20 млн. т.

На восточной ветви свода Амгид — Эль-Биод выделяется Хасси-Туарегский нефтегазоносный район. Он включает несколько валообразных поднятий с локальными структурами блокового типа, к которым приурочены месторождения нефти и газа (рис. 30). В северной, более погруженной части района находятся два крупных нефтяных месторождения Рурд-эль-Багель и Эль-Хасси — Эль-Агреб, условия нефтеносности которых сходны с хасси-мессаудскими. Первое из них — гигант с извлекаемыми запасами 500 млн. т нефти. Южнее выделяется группа в основном газовых и газоконденсатных месторождений, среди которых наиболее крупные Хасси-Тоул, Рурд-Нус и Хамра. Залежи газа, газоконденсата и нефти в них имеются в песчаниках кембро-

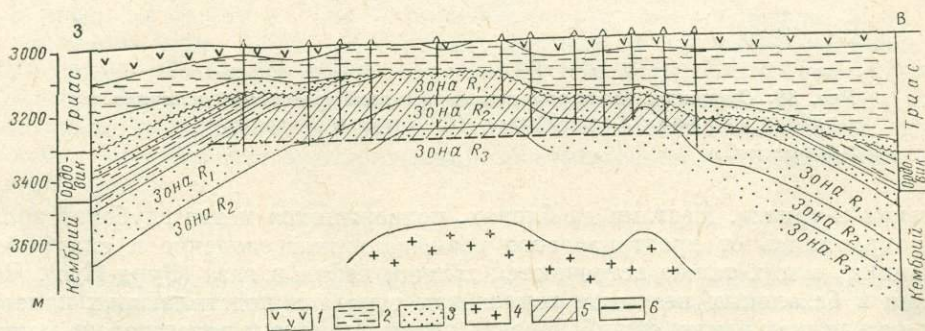


Рис. 29. Поперечный геологический разрез через месторождение Хасси-Мессауд. По Маланферу и Тиллу, 1963.

1 — соль; 2 — глины; 3 — песчаники и кварцито-песчаники; 4 — граниты; 5 — нефть; 6 — примерное положение водонефтяного контакта.

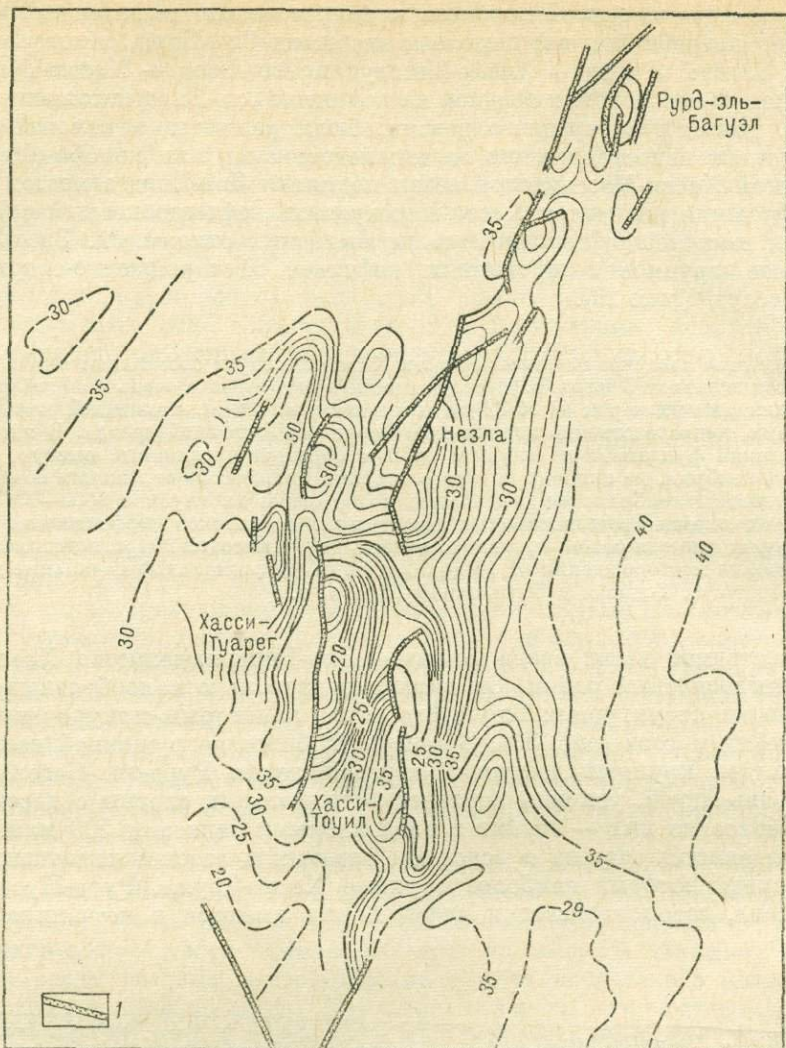


Рис. 30. Структурная карта послегерцинской эрозионной поверхности в районе поднятия Хасси-Туарег. По Кларе и Темперу.

1 — разломы.

ордовика и триаса. Местами на блоках, подвергшихся менее глубокой эрозии где сохранились от предтриасового размыва нижнедевонские и силурийские песчаники, в них также встречаются залежи нефти и газа (Рурд-Нус). Часто залежи в базальных песчаных горизонтах триаса и подстилающих палеозойских песчаниках имеют общий уровень водонефтяного и водогазового раздела, что указывает на взаимосоединенность резервуаров.

Трансгрессивные триасовые отложения продуктивны только там, где в их основании имеются песчаные пласты. В этом случае нефть и газ либо полностью (Хасси-Туарег, Хасси-Тоуил), либо частично (Рурд-Нус, Хамра) переходят

из палеозойских отложений в триасовые коллекторы. Дебиты газа из триасовых песчаников в отдельных месторождениях достигают 1,5—2,8 млн. м³/сут, а нефти 500—650 т/сут (Рурд-Нус, Хамра).

Большинство месторождений этого района в 1969 г. было законсервировано или разрабатывалось в неполном объеме, что было связано с пропускной способностью трубопроводов.

Полиньякская нефтегазоносная область отвечает Полиньякской впадине. На ее западном склоне протягивается сводовое поднятие Тин-Фуйе, а в восточной части на Тихембокском выступе выделяется свод Зарзаитин. Здесь имеется около 40 нефтяных и 15 газовых месторождений, дающих около половины добычи нефти провинции. Они связаны с локальными поднятиями субмеридионального простирания амплитудой 20—1000 м. Углы падения крыльев 5—30°. Поднятия осложнены сбросами, наиболее резко выраженными на западном склоне впадины. Месторождения обычно многопластовые. Залежи нефти и газа сводового типа, разбитые на блоки. Нефтяные залежи приурочены к мощным песчаникам ордовика, силура, нижнего и верхнего девона и карбона, перекрытым отложениями триаса. Газовые залежи имеются в песчаниках ордовика и нижнего девона, обеспечивающего главную добычу области. Кембрийские отложения здесь размыты или имеют очень низкую проницаемость на сводах поднятий.

Самые крупные месторождения Полиньякской области — Зарзаитин, Эджеле, Тигнтурин и Тин-Фуйе. Запасы газа области превышают 500 млрд. м³, а нефти 400 млн. т, из которых почти половина приходится на Зарзаитин.

К Полиньякской области по условиям нефтегазосности относятся также соседние месторождения Ливии — Уэд-Талара, Атшан и другие, расположенные на восточном склоне поднятия Тихембока.

Триполитанская нефтегазоносная область располагается в занятой пустыней впадине Хамра на территории Западной Ливии, захватывая южный Тунис, где находится наиболее крупное месторождение Эль-Борма с нефтяными залежами в триасе на глубине 2500—2700 м. Неподалеку от него открыто нефтяное месторождение Кескеса. Разрез палеозоя во впадине Хамра менее мощный, чем в Алжире. Мезозой в центральной ее части представлен в основном меловыми осадками; более древние отложения триаса и юры известны главным образом в ее северной и западной частях.

В пределах Ливии в Триполитанской области имеется несколько небольших месторождений — Тлаксин, Емгайет и другие, в которых нефтегазоносны породы силура (Тлаксин), ордовика и девона (Емгайет). Потенциальная годовая добыча Триполитанской области оценивается в 7,5 млн. т, однако из-за сравнительно незначительных запасов и неблагоприятного географического положения большинства месторождений промышленная их разработка пока нерентабельна.

Нефть в Сахарской провинции была открыта в 1954—1956 гг. после нескольких лет геологопоисковых работ, включавших обширные геофизические исследования и бурение параметрических скважин. В 1956 г. были открыты крупнейшие месторождения Хасси-Мессауд и Хасси-Р'Мель и ряд месторождений Полиньякской области, после чего разведка пошла быстрыми темпами. Освободительная война алжирского народа за свою независимость на несколько лет задержала промышленное освоение этой территории, характеризующейся к тому же очень тяжелыми географическими условиями. Тем не менее, Сахарская провинция быстро развивается и с каждым годом в ней увеличивается добыча нефти. Если в 1965 г. добыча Алжира составила 26 млн. т нефти, то в 1970 г. она возросла до 46,4 млн. т.

§ 16. Провинция перикоеанической впадины Сирта

Провинция впадины Сирта находится в восточной части Ливии (Киренаика). Она приурочена к кайнозойской грабеновой впадине северо-западного простирания, наложенной на окраинную часть Африканской платформы (рис. 31). Северо-западная часть впадины опущена по разломам под воды залива Сирт Средиземного моря.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Платформенный чехол, покрывающий кристаллический фундамент в пределах впадины Сирта, имеет мощность 3—8 тыс. м. Представлен он в основном отложениями миоцена и палеогена (до 3500 м), которые подстилаются всюду резко несогласно залегающей толщей верхнего мела мощностью обычно в несколько сотен метров (рис. 32). Трансгрессивные отложения верхнего мела в пределах локальных поднятий, как правило, залегают на сильно эродированной поверхности докем-

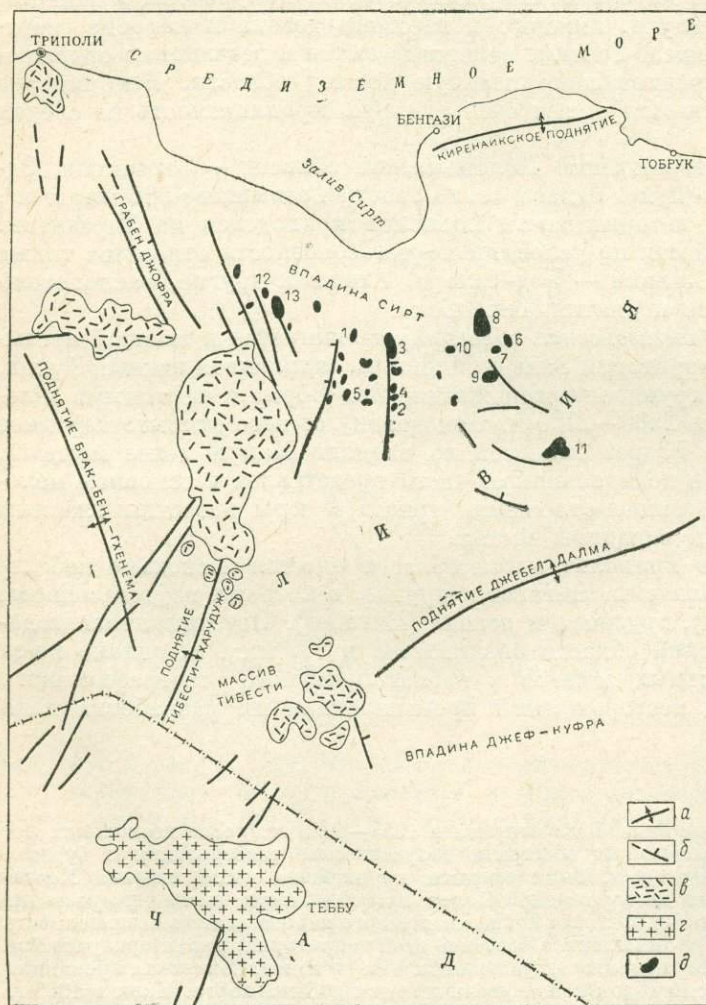


Рис. 31. Тектоническая карта впадины Сирта. По Л. С. Конянту и Г. Гудацци (1967) с дополнениями Г. Е. Рябухина и Е. Р. Алиевой.

а — оси антиклинальных поднятий; б — разломы; в — эффузивы; г — кристаллические массивы; д — месторождения нефти.

Нефтегазоносные районы месторождения провинции Сирт. Центральный район: 1 — Рагуба, 2 — Дефа, 3 — Белтен, 4 — Ваха, 5 — Самах; Восточный район: 6 — Нафара; 7 — Аугила, 8 — Амал, 9 — Гнало, 10 — Интесар; Юго-Восточный район: 11 — Сарир; Западный район: 12 — Дахра, 13 — Хофра.

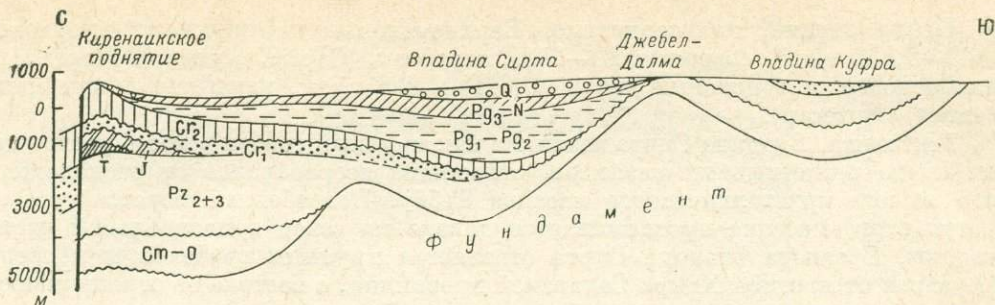


Рис. 32. Профильный геологический разрез впадины Сирта. По Л. С. Коннату и Г. Гудаци, 1966.

брийского фундамента. Местами между фундаментом и верхним мелом вскрыты маломощные морские песчаные отложения кембро-ордовика и иногда верхнего силура, представленные сахарскими фациями мощностью несколько сотен метров. На западном и восточном обрамлениях впадины Сирта мощность палеозойских пород достигает 2—3 тыс. м и в их составе присутствует также верхний палеозой. На восточном обрамлении впадины развита юрско-нижнемеловая песчано-глинистая толща мощностью более 1 тыс. м.

Вследствие блокового строения впадины наблюдается резкое изменение по площади состава и мощности разреза верхнего мела (до 600 м) и палеогена (до 6500 м). На поднятых блоках отлагались в основном мелководные калькаренитовые и доломитизированные известняки с включениями эвапоритов. На бортах и гребнях поднятых блоков росли рифовые массивы. В отдельных глубоко погруженных блоках образовались мощные толщи глин богатых органическим веществом. Самая глубокая часть впадины к югу от залива Сирт представляет глубокий трог, заполненный мощными олигоцен-миоценовыми обломочными породами мощностью около 3000 м. В южном направлении большинство карбонатов замещается эвапоритами и мелководными терригенными породами. Песчаные отложения развиты в основном в начале седиментационного цикла (верхний мел) и в его конце (миоцен).

Основным нефтепродуктивным комплексом является меловой — эоценовый. Нефтегазоносность связана с базальными меловыми песчаниками и мелководно-рифогенными известняками верхнего мела, палеоцена и нижнего и среднего эоцена. В верхнем эоцене и олигоцене имеется несколько продуктивных горизонтов, заключенных в линзовидных карбонатных и песчаных коллекторах, залегающих среди глин. На морских площадях залива Сирт установлена газоносность миоценовых отложений. Пористость карбонатных коллекторов достигает 24%, а проницаемость 400—800 миллидарси. Особенно высоким нефтенасыщением отличаются рифогенные известняки верхнего мела и палеоцена. Суточные дебиты скважин из этих известняков составляют 500—700 т, а в отдельных случаях достигают нескольких тысяч тонн (Интесар). Нефтеносным комплексом второстепенного значения являются трещиноватые кварцито-песчаники кембро-ордовикского возраста (Амал, Рагуба, Самах и др.) и карбонатные породы верхнего палеозоя. Местами продуктивны трещиноватые граниты выступов фундамента. Дебиты скважин из кембрийских кварцитов составляют от 140 (Амал) до 600 т/сут (Рагуба), а из коры выветривания фундамента — до 1600 т/сут (Аугила).

Нефти легкие, малосернистые. Верхнемеловые нефти имеют плотность 0,840—0,852 г/см³, содержат 19—20% парафина (Сарир, Аугила). Плотность палеоценовых и эоценовых нефтей 0,811—0,838 г/см³, парафина в них мало (Зелтен, Интесар).

Тектоника. Впадина Сирта возникла как крупный грабен в месте расхождения пучка региональных разломов, отходящих веерообразно от расположенного на юге кристаллического массива Теббу. Погребенный горстообразный выступ этого массива прослеживается далеко на север в центральной части впадины. С запада впадина Сирта отделяется крупным грабеном и полосой эффузивов от прогиба Хамра Сахарской провинции, с востока ее ограничивают выходы на поверхность палеозойских пород Киренаикского свода, а с юга крупное поднятие Джебел-Далма, отвечающее разлому фундамента. От залива Сирт впадина отделяется узкой погребенной зоной поднятий.

Образование впадины началось в позднемеловое время и продолжалось до конца миоцена, сопровождаясь расчленением ее фундамента на блоки. Процесс этот, по-видимому, продолжается и поныне. Крупные разломы, обусловившие возникновение впадины, были активными в течение длительного времени и контролировали структуры осадочного чехла. Разбитый на блоки фундамент впадины во время длительного домелового перерыва был сильно эродирован, на его поверхности образовались эрозионно-тектонические выступы (погребенные кряжи). В конце маастрихта эти выступы были уже в значительной степени сnivelированы. Мезо-кайнозойские структуры платформенного чехла генетически тесно связаны с разломами и выступами фундамента. Они представлены крупными пологими брахиантиклиналями с углами падения на крыльях в несколько градусов, иногда осложненными рифовыми массивами или сбросами в нижней части платформенного чехла.

Простираение локальных поднятий в общем согласуется с направлением ограничивающих или пересекающих впадину разломов (рис. 31).

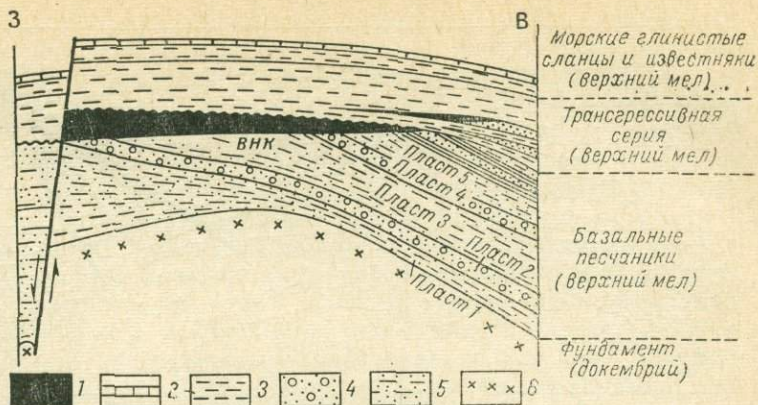
Условия залегания нефти и газа. В противоположность Сахарской провинции месторождения впадины Сирта характеризуются преимущественно нефтеносностью мезо-кайнозойских отложений карбонатного состава. Все месторождения приурочены к крупным локальным поднятиям, осложняющим центральную часть и склоны впадины. Эти структуры площадью в несколько сотен квадратных километров брахиантиклинального или блокового строения (Сарир) часто связаны с эрозионно-тектоническими выступами докембрийского фундамента, над которыми образовались рифогенные известняки и возникли рифовые массивы (Аугила, Нафоора). Месторождения высокодебитные. Залежи в песчаных пластах и рифогенных известняках обычно сводового типа, часто с общим водонефтяным разделом, иногда нарушенные сбросами. Глубина залежей в мел-эоценовых породах 1—3 тыс. м (Интесар).

К 1969 г. в Ливии было открыто около 50 месторождений, но разрабатывается только около 30 месторождений, из которых не менее пяти — гиганты. Самым крупным является месторождение Сарир — сверхгигант, извлекаемые запасы которого составляют 1,1 млрд. т нефти. Запасы месторождений Зелтен и Интесар равны соответственно 300 и 350 млн. т, а месторождений Гиало и Амал — 270 и 230 млн. т. Во всех этих месторождениях нефтеносны известняки мела и палеогена, кроме Амала, где нефтеносны песчаники кембро-ордовика. Годовая добыча каждого из них составляет от 7 до 20—30 млн. т. (Сарир, Зелтен). Начальные дебиты отдельных скважин достигают 8—10 тыс. т/сут.

В пределах провинции выделяется несколько нефтегазосных районов. Центральный район соответствует погребенному горстообразному выступу

Рис. 33. Схематический геологический разрез месторождения Сарир (Ливия). По Д. Джиллспи и Р. Санфорду, 1967.

1 — залежи нефти; 2 — известняки; 3 — глины и глинистые сланцы; 4 — песчаники; 5 — глинистые песчаники; 6 — кристаллический фундамент.



фундамента, который приподнят до глубины 2000 м в центральной части впадины Сирта. Здесь находятся месторождения Зелтен, Ваха, Дефа, Рагуба, Самах — первые, открытые в провинции. В них продуктивны, кроме мезокайнозойских, также кембро-ордовикские породы. На месторождении-гиганте Зелтен богатейшие залежи заключены в рифогенных известняках палеоцена.

Юго-восточный район расположен на центроклинали впадины Сирта. Здесь находится месторождение Сарир, потенциальная добыча которого 60 млн. т нефти в год. По верхнему мелу оно представляет пологое поднятие, разбитое на ряд блоков. В ядре поднятия находится горстобразный блок фундамента, окруженный глубоко опущенными блоками (рис. 33). Нефтеносны базальные песчаники верхнего мела мощностью 140—625 м, залегающие на фундаменте. В них заключена огромная структурно-стратиграфическая залежь высотой 90 м, подстилаемая водой и несогласно перекрытая трансгрессивной серией глинистых сланцев верхнего мела. Севернее Сарира расположены еще два месторождения аналогичного строения.

В восточном районе, где фундамент опущен до 3000 м и более, находятся месторождения Амал, Гиало и другие, а в последние годы обнаружены крупнейшие рифовые месторождения Интесар (Идрис), Аугила и Нафоора. Амал, Аугила и Нафоора соединяются на глубине погребенным гранитным краем длиной более 35 км, представляя, по-видимому, единое гигантское месторождение с извлекаемыми запасами около 750 млн. т нефти. Нефтеносны в нем, кроме рифовых известняков, также песчаники мелового возраста, отложения верхнего палеозоя и кора выветривания фундамента.

Месторождение Аугила представляет верхнемеловой риф на глубине около 2600 м, образовавшийся над выступом гранитного массива (рис. 34). Нефтегазосносны рифовые известняки и базальные песчаники мела, а также верхние 170 м выветренных трещиноватых гранитов фундамента, из которых получены высокие дебиты нефти.

В западном районе находятся месторождения Дахра, Хофра, Мабрук и другие менее значительные.

К востоку от впадины Сирта в пределах Западной пустыни АРЕ в грабеновой впадине Каттара, начиная с 1967 г., были открыты крупнейшие месторождения нефти и газа антиклинального строения, где из рифогенных известняков мела с глубины 2500—3300 м получены высокодебитные фонтаны легкой нефти (Эль-Аламейн, Ум-Барка, Абу-Харадиг). Годовая добыча каждого из

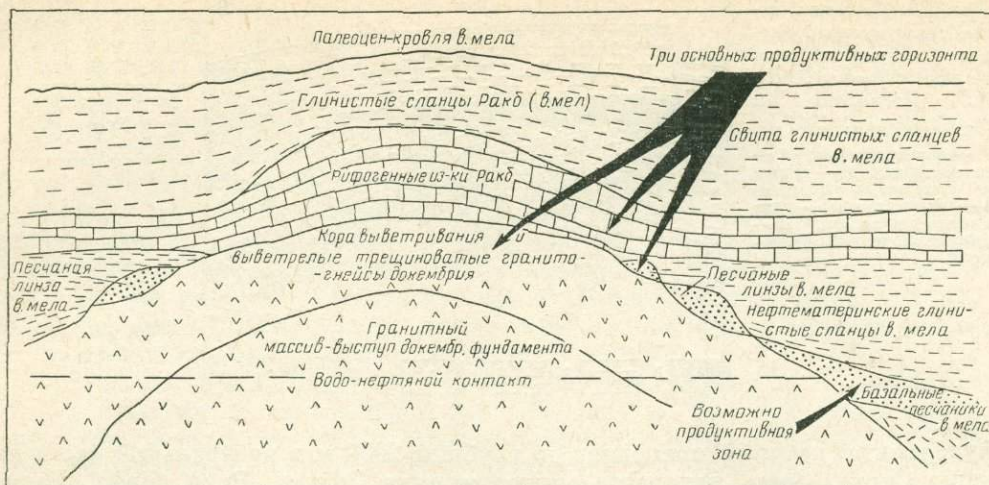


Рис. 34. Схематический поперечный разрез месторождения Аугила. По Армстронгу, 1967.

них достигает 2 млн. т нефти. Запасы Эль-Аламейна оцениваются в 260 млн. т. Еще неясно соотношение этой Северо-Египетской нефтеносной области с впадиной Сирта, хотя обращает на себя внимание стратиграфическая общность нефтегазоносных комплексов и тот факт, что впадина Катгара принадлежит к пучку веерообразных разломов, отходящих от массива Теббу.

Вполне возможно, что Северо-Египетскую область надо включить в провинцию впадины Сирта.

Провинция Сирта занимает в Африке первое место по добыче нефти. Запасы ее на 1970 г. исчислялись почти в 4 млрд. т. Нефть здесь была открыта только в 1959 г. на месторождении Зелтен. В 1962 г. Ливия дала первые 10 млн. т нефти. Последующее открытие ряда крупнейших месторождений — Сарир (1961 г.), Аугила (1966 г.), Ингесар (1967 г.), Нафоора (1968 г.) — обусловило исключительно высокие темпы роста нефтедобычи провинций, которая в 1970 г. составила 159 млн. т, что вывело Ливию на пятое место в мире. С 1961 по 1970 г. в Ливии добыто более 720 млн. т нефти. Эффективность бурения очень велика (около 700 т нефти промышленных категорий на 1 м разведочного бурения), а средняя производительность одной скважины 185 т/сут. По экспорту нефти Ливия занимает пятое место в мире.

§ 17. Провинция периконеческих впадин Западной Африки

Провинция Западной Африки в основном расположена под водами Атлантического океана. На суше находится ее узкая прибортовая полоса вдоль северного и западного побережий Гвинейского залива, представляющая собой части северного и восточного бортов этой огромной депрессии. Ширина полосы исчисляется несколькими десятками километров, расширяясь до нескольких сотен километров в устьях крупных рек. Такие участки, обычно отделенные выступами кристаллического фундамента, образуют полузамкнутые впадины, где мощность осадочного чехла максимальна. Нефтегазоносные области провинции Гвинейского залива (см. рис. 26) приурочены к впадинам Камозэ (Берег Слоновой Кости), Нигерской (Гана, Того, Дагомея, Нигерия), Дуала (Камерун), Огове (Габон), Конго (Народная Республика Конго, Республика Заир)

и Кванза (Ангола). К провинции надо отнести и Сенегальскую впадину, расположенную севернее Гвинейского залива (Сенегал и Мавритания), которая по своему строению и нефтегазоносности аналогична остальным впадинам.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Впадины побережья Западной Африки выполнены морскими прибрежно-лагунными и континентальными отложениями мезо-кайнозой (4—8 тыс. м.) Мощность осадочной толщи возрастает по направлению к океану, в этом же направлении фациальный состав отложений изменяется от континентальных к лагунным и морским.

Окаймляющие Гвинейский залив южные впадины были заложены раньше северных впадин (Нигерской, Сенегальской), образовавшихся в конце нижнего мела. Платформенный чехол впадин лежит непосредственно на кристаллическом фундаменте докембрийского и, возможно, байкальского возраста. В разрезе всех впадин выделяется регионально-соленосная толща апта лагунно-морского происхождения, представленная каменной и калийными солями с пропластками глин и мергелей. Подсолевые отложения местами представлены озерными осадками юры и нижнего мела — аркозовыми песчаниками, конгломератами и битуминозными сланцами мощностью более 1000 м (впадины Огове и Конго). Трансгрессивная надсолевая толща верхнемелового — кайнозойского возраста внизу включает лагунные морские осадки верхнего апта и альб-сеномана, представленные карбонатами и красноцветами (до 3000 м). Выше следуют карбонатные песчано-глинистые осадки верхнего мела (до 1500—2500 м). Палеогеновые отложения мергельно-известняково-доломитового состава имеют мощность до 1500 м (впадины Огове и Конго), неоген сложен в основном терригенными континентальными толщами. В Нигерской впадине апт-альб, верхний мел и палеоцен представлены мощной морской терригенной толщей мощностью до 3000 м.

Нефтегазоносность распространена в широком интервале от нижнего мела до миоцена. Основными продуктивными комплексами являются апт-сеноманский и палеоген-миоценовый. Коллекторами служат песчаники и известняки. Местами (Огове) нефтеносны трещиноватые алевроиты и сланцы эоцена и песчаники и известняки нижнего мела. Нефтеносны также кепроки соляных куполов, а во впадине Конго — подсолевые отложения. Мощность продуктивных горизонтов изменяется от нескольких метров до 60 м. Нефти малосернистые плотностью 0,76—0,90 г/см³.

Тектоника. Западный склон Африканской платформы по системе крупных разломов в мезозойское время был обрушен под воды Атлантического океана, где образовалась крупная тектоническая впадина Гвинейского залива. Поверхность докембрийского фундамента по этим разломам ступенчато погружается под углом 8—15° в южном и юго-западном направлениях. Моноклиальный склон, сложенный мезо-кайнозойскими отложениями, разбит на отдельные крупные блоки, осложненные линейными зонами приразломных поднятий. Последние часто осложнены соляной тектоникой. Соляные купола весьма различны по морфологии и глубине залегания соли. Некоторые из них имеют диапировый характер, другие связаны с глубоко погребенными соляными штоками. Соляная тектоника и развитие сбросов установлены сейсморазведкой также на дне Атлантического океана к западу от Африки.

Условия залегания нефти и газа. Большинство месторождений в южных областях провинции связано с соляными куполами, причем последние часто приурочены к нарушениям фундамента. Однако многие месторождения приурочены к локальным поднятиям, образовавшимся вдоль разломов фундамента, не осложненных солью (Нигерия), или над горстами фундамента (Пуэнт-Индиен).

В соляных куполах прорванного типа залежи нефти тектонически экранированные, стратиграфические и литологические (Озури, Ченгу и др.). В погребенных соляных куполах встречаются и сводовые залежи. Зонами нефтегазообразования являются линейные зоны поднятий, возникавшие чаще всего вдоль разломов фундамента.

Всего в провинции известно более 100 месторождений нефти и газа.

Большинство из них небольшие, с извлекаемыми запасами по несколько миллионов тонн. Однако за последние годы преимущественно в акватории (Нигерия, Народная Республика Конго, Ангола) открыты крупные месторождения с запасами в несколько десятков миллионов и даже более 100 млн. т каждое. Разведанные извлекаемые запасы нефти провинции на 1 января 1971 г. составили около 1400 млн. т, из них на долю Нигерии приходится 1250 млн. т.

Общая добыча нефти провинции в 1970 г. составила 62 млн. т, из которых на долю Нигерии приходится 53 млн. т. Наиболее перспективна в провинции акватория Гвинейского залива, где открыты и уже частично разрабатываются месторождения нефти в Нигерии, Габоне и Народной Республике Конго.

Нефтегазоносная область Нигерской впадины занимает сейчас третье место по добыче нефти на Африканском континенте. Она находится в дельте р. Нигер (Нигерия), а на западе продолжается на территории Дагомеи, Того и Ганы. Размер впадины 1000 × 500 км. Мощность осадочного чехла 6—8 тыс. м. Третичная моноклиналь здесь разбита многочисленными сбросами, часто параллельными древним береговым линиям дельты р. Нигер. Происхождение сбросов связывается с гравитационным соскальзыванием мощных толщ осадков вдоль края дельты в сторону океана по глинистым сланцам кампанского яруса. Плоскости сбрасывателей обычно наклонены к океану. Опущенные блоки часто слегка изогнуты, вследствие чего вдоль сбросов образовались замкнутые и полузамкнутые брахиантиклинали, нередко сильно разбитые, иногда осложненные соляными массивами. К ним приурочены месторождения нефти (рис. 35). Амплитуды поднятий и сбросов уменьшаются снизу вверх, и в верхней части плиоцена эти дислокации почти затухают.

Нефтяные месторождения группируются в районе порта Харкорт в прибрежной полосе около 5 км шириной в акватории. Нефтеносны песчаники миоцена и отчасти эоцена и верхнего мела. Залежи сводовые, часто разбитые сбросами, находятся на глубине 1700—3700 м (в море). Начальные суточные

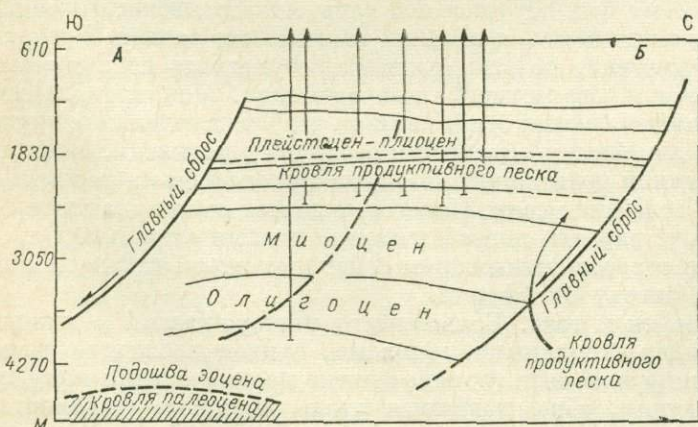


Рис. 35. Геологический разрез месторождения Бому, Нигерия. По Е. Френклу и Е. Кордри.

дебиты скважин часто исчисляются первыми сотнями тонн. Нефть высокого качества плотностью 0,788—0,880 г/см³.

Всего в Нигерии открыто более 70 месторождений, из них около 14 находятся в акватории на расстоянии 10—20 км от берега при глубине моря 8—20 м. Разрабатывается около 30 месторождений, причем основную добычу провинции дают морские площади. Крупнейшими месторождениями на суше являются Бому, Джонс-Крик, Имо-Ривер и другие, а в акватории — Окан и Мерен. Запасы каждого из них порядка 70—80 млн. т. В последние годы открыты также месторождения нефти в акватории у берегов Дагомеи.

Группа южных, соединяющихся между собой впадин (Дуала, Огове, Конго, Кванза) отделена массивом вулканических пород от Нигерской впадины. Нефтеносны в их пределах меловые и отчасти палеогеновые и миоценовые породы. Во впадине Дуала имеются всего три небольших месторождения нефти и газа, которые не разрабатываются. Продуктивны песчаники эоцена и верхнего мела.

Нефтегазоносная область впадины Огове (Габон) размером 500 × 200 км занимает второе место по добыче и запасам нефти после Нигерской. Осадочная толща мезо-кайнозой здесь достигает 8 тыс. м и начинается мощной толщей подсолевых отложений верхней юры — нижнего мела. Продуктивны отложения апта, верхнего мела и нижнего палеогена, иногда — миоцена.

Впадина Огове представляет собой нарушенную сбросами моноклинал, падающую на северо-запад под углами 8—12° и более и разделенную на две части меридиональной горстовой зоной. Все месторождения нефти приурочены к западной части моноклинали шириной 200 км, разбитой сбросами и в своей прибрежной части осложненной соляной тектоникой. Здесь располагаются крупные валлообразные поднятия с соляными куполами, в пределах которых мощность соли достигает 800 м, тогда как в межкупольных участках она уменьшается до 100 м. Высота поднятий достигает 2—3 км, ширина 1—4 км. К ним приурочены месторождения нефти и газа, в основном группирующиеся в районе Порт-Жантиль (рис. 36). Суточные дебиты скважин здесь 100—1000 т. Нефти плотностью 0,87—0,98 г/см³ содержат 0,4—0,8% серы.

Всего в нефтегазоносной области Огове известно более 20 нефтяных и газовых месторождений, из которых несколько в акватории (Ангий-океан, Ченгу-океан и др.). Морские месторождения удалены от берега на расстоянии

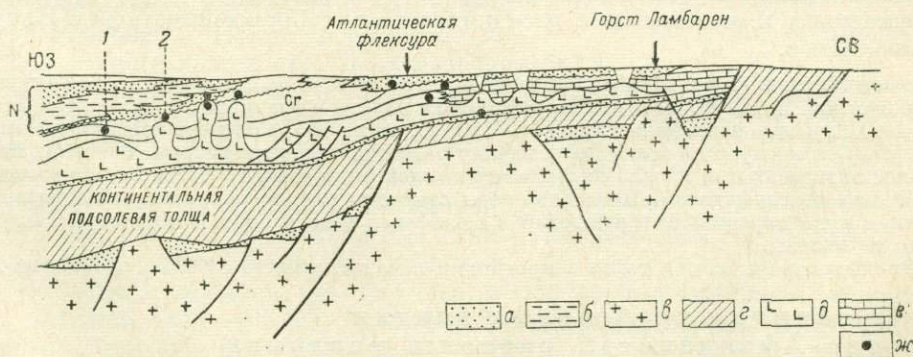


Рис. 36. Геологический разрез через впадину Огове (Габон). По Буйо.

Месторождения: 1 — Ангий; 2 — Озури.

а — песчаники; б — глины; в — кристаллический фундамент; г — подсолевой мезозой; д — соль; е — известняк; ж — нефтяные месторождения.

до 40 км при глубине моря до 30 м. Дебиты из меловых горизонтов на них достигают 100 т/сут на скважину (Ангий).

В нефтегазоносной области впадины Конго разрез мезозоя в основном континентальный. Долгие поиски на суше привели к открытию только мелких месторождений. С 1969 г. на шельфе залива Кабинда открыты очень богатые месторождения нефти — Эмерод и Кабинда «В», в которых нефтеносны не только надсолевые, но и подсолевые отложения. Месторождение Эмерод (Народная Республика Конго) приурочено к поднятию. Запасы нефти в кайнозойских песчаниках в его пределах составляют около 70 млн. т.

На месторождении Кабинда «В» (Ангола) богатые залежи нефти обнаружены на глубине до 3000 м в песчаниках миоцена и подсолевых отложениях мела. Запасы его 170 млн. т, а добыча достигла в 1970 г. 4,3 млн. т/год.

Нефтегазоносная область впадины Кванза (Ангола), заполненной осадками мощностью до 4000 м, с востока обрамлена глыбовыми горами, сложенными метаморфическими породами и гранитами докембрия. Фундамент погружается к океану до глубины 4000 м по системам ступенчатых разломов, чаще всего параллельных береговой линии. Почти в центральной части впадины в субширотном направлении протягивается крупное поднятие, которое делит впадину на две части. В северной части (собственно Кванза) расположены все месторождения.

Четвертичные и неогеновые отложения образуют здесь разбитую моноклиналь, погружающуюся под углом 2—6° в сторону океана. Меловые и палеогеновые породы смяты в протяженные антиклинали амплитудой до 200 м, осложненные в разной степени соляной тектоникой — от соляных подушек до прорванных диаширов. К ним приурочены месторождения нефти и газа. Продуктивны отложения апт — альба, сеномана и отчасти палеогена. Плотность нефти 0,876—0,888 г/см³. К 1967 г. на суше в Анголе было открыто около 13 небольших месторождений, самое крупное из которых Тобиас связано со структурой, осложненной солевой тектоникой.

Сенегальская нефтегазоносная область включает Сенегальскую периокеаническую впадину, вытянутую вдоль западного побережья Северной Африки на расстояние около 2 тыс. км. Впадина выполнена моноклинально залегающими отложениями мела, палеогена и неогена (до 6 тыс. м), которые подстилаются породами докембрия. Моноклиналь разбита ступенчатыми сбросами и погружается в океан. Бурением установлена промышленная нефтегазоносность верхнемеловых и апт-альбских песчаников на месторождениях Дьям-Ньяде и Нижний Диос.

Во всех впадинах провинции Западной Африки имеется большое количество естественных проявлений нефти и газа. Поиски нефти были начаты в тридцатых годах на территории Нигерии, а глубокое разведочное бурение в 1953 г., когда была получена первая промышленная нефть. Это послужило стимулом к началу разведки и других впадин. В период второй половины пятидесятых и начала шестидесятых годов было открыто большинство известных в провинции месторождений. Последние годы отмечены усиленной разведкой акватории и открытием ряда морских месторождений в шельфовой зоне у берегов Дагомеи, Камеруна, Габона и Анголы.

Промышленная добыча нефти в провинции началась только с 1964 г. в Нигерии.

§ 18. Провинция грабеновых впадин Восточно-Африканской системы разломов

Восточно-Африканская система разломов пересекает восточную часть Африки, прослеживаясь с юга на север через рифтовые впадины озер Ньяса, Танганьика, Киву, Альберт и др. (Кения и Танзания), грабены Красного моря,

Суэцкий и Западно-Аравийскую рифтовую зону. В северной части этой системы разломов находятся Суэцкая и Левантийская нефтегазоносные области.

Рифтовые впадины Центральной Африки, выполненные преимущественно континентальными отложениями перми, карбона, и мезо-кайнозой мощностью до 5—6 км могут рассматриваться как перспективно нефтегазоносные территории. Основанием для этого являются известные здесь признаки нефти и газа в неогеновых осадках.

Суэцкая нефтегазоносная область находится на территории АРЕ. Она расположена в пределах Суэцкого грабена, являющегося продолжением огромного грабена Красного моря, который входит в Восточно-Африканскую систему разломов и отделяет Африку от Синайского полуострова. Левантийская область находится в западной части Аравийского полуострова, на территории Израиля, Иордании и Ливана (рис. 37).

Суэцкая область представляет собой впадину, заполненную палеозойскими и мезо-кайнозойскими отложениями. Мощность их резко возрастает в центральной части впадины 3500 м. В прибрежной полосе разрезы становятся неполными и мощности уменьшаются.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. В стратиграфическом разрезе Суэцкой впадины большую роль играет базальная континентальная толща платформенного чехла мощностью до 700 м — «нубийская серия», включающая здесь отложения карбона и нижнего мела. Ее несогласно перекрывает морская преимущественно карбонатная толща верхнего мела — палеогена мощностью до 1100 м. Выше лежат нижний миоцен, представленный внизу базальными конгломератами, песчаниками (20—150 м) и карбонатными породами (до 1500 м), и соленосно-рифогенная толща среднего миоцена (300—700 м). Плиоцен представлен маломощными континентальными отложениями. Основными нефтегазоносными комплексами являются базальные песчаники, конгломераты и кавернозные известняки нижнего миоцена мощностью до нескольких десятков метров и рифогенные известняки и трещиноватые доломиты среднего миоцена мощностью до 100 м. Менее распространены нубийские песчаники. Еще меньшее значение имеют эоценовые

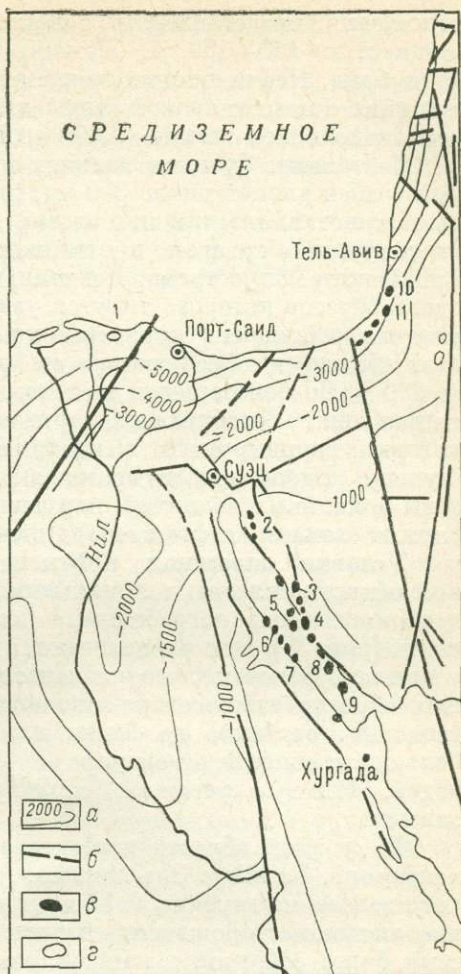


Рис. 37. Суэцкая и Левантийская впадины.

а — изогипсы поверхности фундамента; б — основные разломы; в — месторождения нефтяные; г — месторождения газовые. Суэцкая нефтегазоносная область, месторождения: 1 — Абу-Мад, 2 — Асл, 3 — Абу-Рудейс, 4 — Белаим, 5 — Белаим-море, 6 — Рас-Бакр, 7 — Рас-Гариб, 8 — Эль-Морган, 9 — Ама; Левантийская нефтегазоносная область, месторождения: 10 — Хелец-Брор, 11 — Кохлав.

отложения, представленные доломитизированными кавернозными известняками мощностью 140—180 м. Немного нефти получают из трещиноватых пород докембрия. Нефти нижних горизонтов тяжелые, плотностью 0,900—0,950 г/см³. Начиная с известняковой свиты нижнего миоцена и в среднем миоцене нефти несколько более легкие (0,860—0,880 г/см³).

Тектоника. Суэцкая впадина представляет собой узкий (50 км) ступенчатый грабен длиной около 350 км, расположенный между Нубийским и Аравийским кристаллическим массивами. От Красного моря он отделен погребенным структурным барьером, протягивающимся на юго-запад от южного окончания Синайского полуострова. Центральная часть впадины покрыта водами залива, вдоль берегов которого тянутся узкие низменные равнины. С запада и востока впадина ограничена крупными краевыми разломами, параллельными береговым линиям и образующими на поверхности вертикальные уступы высотой до 900 м. Грабен рассечен системами разломов ортогонального и диагонального направлений, разбивающих фундамент и домиоценовую толщу на блоки, которые группируются в протяженные горстовые зоны или тектонические ступени. Вдоль них в неогеновых слоях возникли приразломные линейные зоны локальных поднятий, нарушенных постмиоценовыми разрывами, которые служат зонами нефтегазонакопления.

Условия залегания нефти и газа. Все месторождения нефти Суэцкой области связаны с локальными поднятиями горст-антиклинального типа, возникшими над погребенными домиоценовыми блоками с выступами фундамента (рис. 38). Они располагаются вдоль побережья Суэцкого залива и в акватории его. Отмечено, что основные месторождения связаны с системой поперечных сбросов запад-северо-западного простирания. Залежи нефти чаще всего сводовые, разбитые на блоки или тектонически экранированные. В случае большой мощности резервуара (нубийские пески) залежи обычно подстилаются водой. Реже встречаются структурно-стратиграфические и литологические залежи.

В Суэцкой области известно около 20 месторождений нефти, из них Белаим-море, Рас-Гар, Эль-Морган, Амал и другие находятся в акватории Суэцкого залива на глубине до 35 м. Наиболее крупными являются открытые после революции месторождения-гиганты Эль-Морган и Амал с извлекаемыми запасами более 300 млн. т каждое, затем месторождения Белаим и Белаим-море, запасы которых в сумме составляют 200 млн. т. Старые месторождения разра-

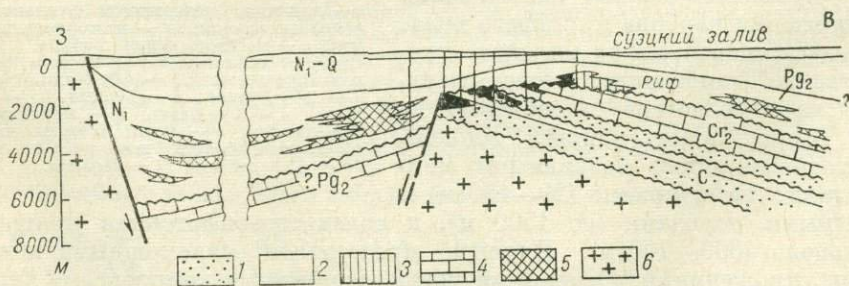


Рис. 38. Принципиальная схема типичных нефтяных месторождений Суэцкого залива. По Л. Уиксу.

1 — нубийские песчаники; 2 — глинистые сланцы; 3 — рифы; 4 — известняки; 5 — ангидриты; 6 — кристаллический фундамент.

батываются британскими компаниями, новые — национальными предприятиями.

Месторождения *Белаим* и расположенное западнее его *Белаим-море* представляют в неогене разбитые антиклинальные поднятия. Продуктивны в них высокодебитные песчаники миоцена и нубийские песчаники (*Белаим-море*), залегающие на глубине до 2850 м. В 1968 г. добыча *Белаима* превысила 3 млн. т, а *Белаима-море* составляла около 1 млн. т.

В крупнейшем в провинции недавно открытом в акватории месторождении *Эль-Морган* нефтеносны также отложения миоцена, из которых получены высокодебитные фонтаны нефти. Месторождение разрабатывается с 1967 г. и в 1969 г. дало 75% общей добычи АРЕ.

Во впадине дельты *Нила*, которую можно объединить с *Суэцкой* провинцией, открыты на суше и в акватории моря газовые месторождения *Вэстани*, *Абу-Мади*, *Абу-Гир* и др., где продуктивны песчаники мелового, палеоцен-эоценового и миоценового возраста. Несмотря на оккупацию Израилем части восточного побережья залива, добыча нефти АРЕ с 1967 по 1970 г. возросла с 6,2 до 19 млн. т, главным образом за счет новых морских месторождений как *Суэцкой*, так и *Северо-Египетской* областей.

Левантийская нефтегазоносная область. Промышленные месторождения нефти и газа известны только в южной части этой области, в Израиле, хотя обильные нефтепроявления имеются и в районе *Мертвого моря*, на территории *Иордании*, а также в *Ливане* и *Сирии*.

Стратиграфия и распределение нефти и газа. Палеозойские и мезозойские отложения платформенного чехла представлены морскими, преимущественно карбонатными породами, которые на востоке и крайнем юге области замещаются песчаниками *нубийского комплекса*. В западной части области мощность юрских известняков достигает 1000—2500 м, а песчано-глинистых пород *готерив-валанжина* и *баррема* превышает 500 м. Мощность оолитовых и детритусовых известняков *апт-альба* достигает 900—1000 м. Отложения верхнего мела и палеогена представлены известняками, мергелями и доломитами (до 1000 м). Неоген в прибрежной зоне выражен в морских мелководных фациях (600—700 м), а местами (в грабенах) — континентальными и озерными отложениями, иногда с вулканогенными породами. Нефтегазоносны песчаники нижнего мела и *верхнеюрские известняки*. Плотность нефти 0,870—0,882 г/см³.

Тектоника. *Левантийская область* является частью *Левантийского складчато-глыбового пояса*, разбитого мощными сбросами *Западно-Аравийской рифтовой зоны*, сопряженной с *Восточно-Африканскими разломами*. В *Средиземном море* скрыт меридиональный грабен, заложенный в фундаменте северо-западного склона *Аравийской платформы*. На суше сохранилась только его восточная наземная часть, опускающаяся ступенчато в море по системе параллельных берегу разломов. Грабен отделен сводообразным поднятием от грабена *Мертвого моря* — крупной сложно построенной впадины, продолжающейся на северо-восток, в долину р. *Иордан*.

Условия залегания нефти и газа. Все месторождения нефти и газа очень небольшие и находятся в южной части области. Они связаны с локальными поднятиями, осложненными разрывами, с поднятыми блоками фундамента в ядрах, которые локализуются вдоль линейных сбросовых зон. Здесь выделяются два нефтегазоносных района — *Присредиземноморский* и *Мертвого моря*. В *Присредиземноморском районе* известно около пяти месторождений, группирующихся в зоны северо-восточного простирания, которые протягиваются вдоль морского побережья и, по-видимому, отвечают разломам фундамента.

Наиболее крупным является месторождение Хелетц-Брор, в котором залежи нефти на глубине 1500 м приурочены к песчаникам баррема и к известнякам верхней юры на участке флексурного перегиба в приразломной части восточного поднятого борта грабена.

В газоносном районе Мертвого моря имеются два месторождения газа, где продуктивны известняки верхней юры на глубине 1100—1260 м. Запасы газа наиболее крупного из них — Зохар-Кидоде — около 1 млрд. м³.

В северной части Левантийской области в Ливане получены небольшие газовые фонтаны из отложений плиоцена и сенона. Перспективны здесь карбонатные породы юры и нижнего мела, в которых на сирийском побережье имеется месторождение асфальта (Латакия) и известно много нефтегазопроявлений.

Добыча нефти в Левантийской области составляет всего 100 тыс. т (1970 г.). Запасы нефти очень небольшие — 1,4 млн. т, газа — около 2 млрд. м³.

Поиски нефти на территории АРЕ начались в конце прошлого века, но первые промышленные результаты были получены в 1908 г. на месторождении Гемза. В 30—40-х годах был открыт целый ряд месторождений, в том числе Рас-Гариб. 50-е годы ознаменовались открытием Белаима, а в 60-х годах началось освоение акватории, сопровождавшееся открытием самых крупных месторождений. В Левантийской области разведка на нефть началась в 30-х годах, но первое месторождение Хелетц-Брор было открыто в 1940 г.

Глава 6

ГОРНЫЕ СООРУЖЕНИЯ АТЛАСА

§ 19. Провинции внутренних впадин Телльско-Рифского пояса альпид и Большого Атласа

Провинция внутренних впадин Телльско-Рифского пояса альпид. Единичные мелкие малодобитные месторождения, открытые начиная с 1880 г. в Северном Алжире во впадинах Шелифф, Константинос и Ходна (ограниченной с юга Сахарским Атласом), в настоящее время не разрабатываются (см. рис. 26). Продуктивны в них залегающие на небольших глубинах отложения миоцена (Шелифф), эоцена (Вад-Гэтерини во впадине Ходна) и верхнего мела.

Провинция впадин эпиплатформенной орогенической области Большого Атласа включает внутренние впадины Рарбскую, Марракешскую на территории Марокко и Восточно-Тунисскую, которые рассматриваются как нефтегазоносные области.

Рарбская (Южно-Рифская) и Марракешская впадины, разделенные Месетой, с востока ограничены активизированными участками платформы, а на западе открываются в Атлантический океан. Строение их асимметричное; борт, граничащий с Месетой, пологий со структурами платформенного типа, другой борт — складчатый, осложненный надвигами. Рарбская впадина, заложенная на палеозойском складчатом фундаменте, граничит на севере с Телльско-Рифским поясом. Палеозойский фундамент в ее пределах разбит на блоки, образующие эрозионно-тектонические выступы под чехлом осадков от солончатого триаса до плиоцена. Осадочный чехол на южном склоне впадины залегает спокойно, а на севере смят в складки, осложненные покровами. Нефтеносны трещиноватые метаморфические сланцы палеозоя и кора выветривания гранитов, где заключено около 40% запасов нефти, юрские известняки и песчаники, а местами песчаники миоцена.

Начиная с 1918 г., а в основном в 50-х годах, в Рарбской впадине было открыто свыше 20 месторождений нефти. На северном ее склоне, осложненном надвигами и покровными структурами, сложенными мезозоем, единичные месторождения имеются в складках покровов и резко дислоцированных антиклиналях. В пределах последних нефтеносны эрозионно-тектонические выступы юрских пород.

Самым крупным является месторождение Харича, дающее около половины добычи нефти области. В зоне разбитого сбросами южного платформенного склона впадины нефтеносны горстовые поднятия палеозойского фундамента, перекрытые осадочным чехлом. Залежи приурочены к палеозойским сланцам и кварцитам, а также к коре выветривания гранитов. К зоне регионального разлома, разделяющего Северный и Южный склоны прогиба, приурочено большинство месторождений. Здесь нефтеносны два структурных этажа: нижний — со структурами южного платформенного типа и верхний — со структурами северного покровного типа с соответствующими условиями нефтеносности. Поэтому в указанной зоне выделяются «нижние» и «верхние» одноименные месторождения (Верхний Сиди-Фили и Нижний Сиди-Фили).

Глубина залегания нефти в Рарбской впадине 600—1700 м. Плотность нефти 0,85—0,87 г/см³. Рарбская нефтегазоносная область дает около 100 тыс. т нефти в год — почти всю добычу Марокко.

В Маракешской (Магадор-Дуккала) впадине мощность осадочного чехла достигает 3 тыс. м, и он смят в складки субширотного простирания. Начиная с 1957 г. здесь открыты небольшие месторождения (два газовых и одно нефтяное), где продуктивны юрские известняки. На месторождении Сиди-Рахлем начальные дебиты нефти достигали 150 т/сут.

В 1968 г. в акватории Маракешской впадины открыто первое морское месторождение Западный Тарфаз в отложениях мезозоя.

Восточно-Тунисская впадина (Тунис и Северный Алжир) ограничена с запада системой субмеридиональных разломов, а на востоке открывается в Средиземное море, где палеозойский фундамент погружен на глубину до 6 км. Осадочный чехол сложен толщей отложений от пермских до четвертичных, регионально погружающейся к востоку. Слои смяты в антиклинальные складки субширотного и северо-восточного простирания. В пределах Туниса находятся небольшие месторождения Кап-Бон и Доулеб. В Кап-Боне залежь газа открыта в песчаниках нижнего мела. В Северном Алжире расположено небольшое нефтяное месторождение Джебел-Онк, где продуктивны известняки верхнего мела.

АРАВИЙСКАЯ ПЛИТА И АЛЬПИЙСКАЯ
СКЛАДЧАТАЯ СИСТЕМА
ЮГО-ЗАПАДНОЙ АЗИИ
(БЛИЖНИЙ И СРЕДНИЙ ВОСТОК)

Глава 7

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

Геологическое строение Азиатского континента характеризуется наличием трех древних платформ — Сибирской, Китайской и Индостана и Аравийской плиты Африканской платформы, которые разделены обширными областями байкальской, каледонской, герцинской, мезозойской и альпийской складчатости (рис. 39).

В пределах зарубежных стран Азии по геологическому строению и условиям нефтегазоносности выделяются три крупные части: Юго-Западная Азия (Средний и Ближний Восток), Южная и Восточная Азия и Центральная Азия.

К Юго-Западной Азии относятся территории Анатолийского и Аравийского полуостровов, Месопотамская низменность и горная страна, расположенная к югу и юго-востоку от Каспийского моря. Северная часть этой территории от западных берегов Анатолийского полуострова и до западных границ Пакистана входит в состав мощного пояса альпид, протягивающегося далее на восток до Восточного Тибета.

Геологическое строение Юго-Западной Азии характеризуется тремя крупными тектоническими элементами: Аравийской плитой, Месопотамским передовым прогибом и областью альпийской складчатости.

Аравийская плита обрамляет с северо-востока Арабо-Нубийский кристаллический щит Африканской платформы, сложенный нерасчлененными дорифейскими образованиями и байкалидами, перекрытыми моноклинально залегающими отложениями палеозоя, мезозоя и отчасти кайнозоя. Плита ступенчато погружается к северу и северо-востоку к центральной части Месопотамского

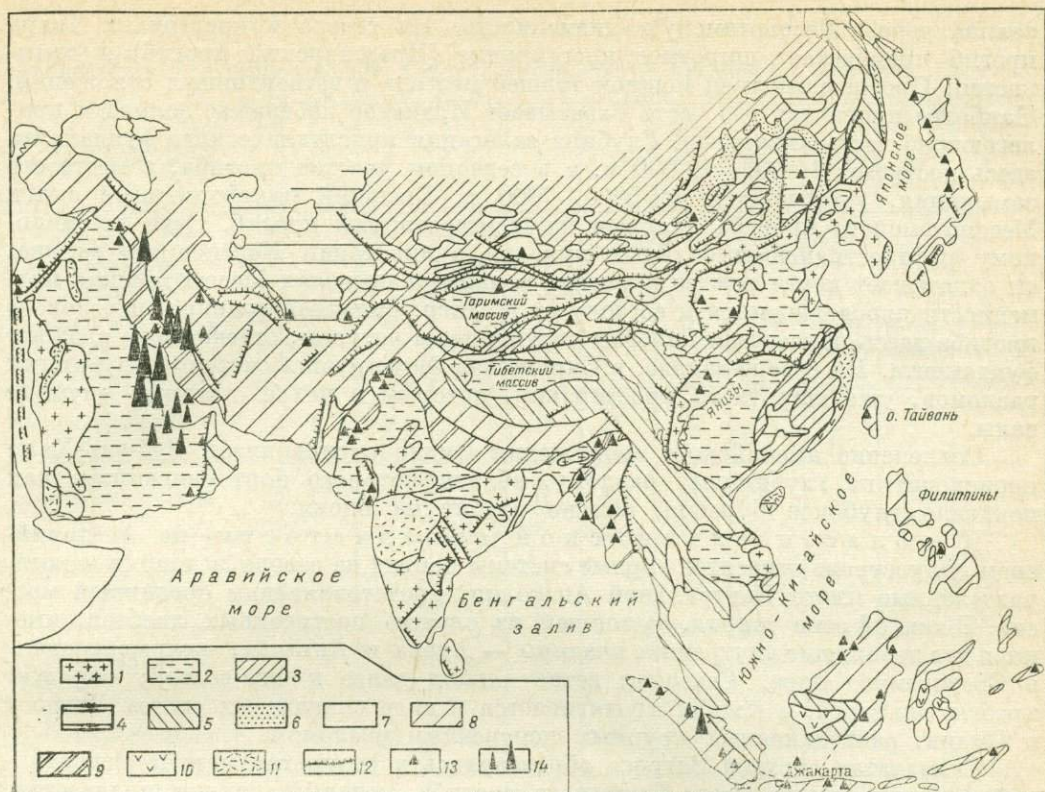


Рис. 39. Тектоническая схема территорий Азии (без СССР). По М. В. Муратову с дополнениями Н. Ю. Успенской.

1 — выступы платформ с дорифейским и байкальским складчатым основанием; 2 — чехол платформ с дорифейским и байкальским складчатым основанием; 3 — каледониды и герциниды; 4 — чехол эпипалеозойских платформ; 5 — область мезозойской складчатости; 6 — наложенные мезозойские впадины; 7 — наложенные впадины неотектонического типа; 8 — область кайнозойской (альпийской и тихоокеанской) складчатости; 9 — передовые прогибы кайнозойской складчатости; 10 — мезозойские и кайнозойские интрузии; 11 — эффузивы; 12 — разломы; 13 — группы месторождений нефти и газа и отдельные месторождения в зарубежной Азии; 14 — основные месторождения-гиганты и сверхгиганты.

передового прогиба. В ее пределах выделяются внутренняя гомоклинал, где кристаллический фундамент, перекрытый осадками палеозоя и мезозоя, залегает неглубоко (до 2000—3000 м), и перикратонный прогиб, который характеризуется большой тектонической расчлененностью и возрастанием мощности палеозой- и мезо-кайнозойского чехла до 5000—9000 м (рис. 40). Арабо-Нубийский щит и западная часть плиты разбиты Восточно-Африканской системой разломов, по которым произошло опускание рифтовой зоны залива Акаба, Мертвого моря и долины р. Иордан (см. рис. 39). Детали строения Аравийской плиты на большей ее части, покрытой пустынями, известны недостаточно. К крупным типично платформенным структурам ее северной части относятся и несколько обширных унаследованных поднятий, связанных с выступами фундамента (Диярбакырское, Мардин и др.). В юго-восточной части плиты выделяется обширная синеклиза Руб-эль-Хали.

Месопотамский передовой прогиб прослеживается на расстоянии 1700 км от западного окончания хребта Оман по акватории Персидского

залива через Месопотамскую низменность. На севере в предгорьях Тавра прогиб приобретает широтное простирание (Предтаврский прогиб) и замыкается. Прогиб выполнен мощной толщей неогена и четвертичных отложений. Наиболее прогнутая его часть охватывает Иранское побережье залива и прилегающую часть акватории. Глубина залегания кристаллического фундамента здесь достигает 11 000—12 000 м, а в северном участке прогиба, в месте его замыкания, уменьшается до 5000—7000 м. Внешний платформенный склон Месопотамского прогиба наложен на перикратонный прогиб. Судя по широкому распространению соляных куполов в акватории Персидского залива, он охватывает почти всю ее площадь, а далее в пределах Месопотамской низменности прослеживается к востоку от р. Тигр. Западная граница передового прогиба здесь намечается пологим структурным уступом, отвечающим разлому фундамента. На северо-западе, в Сирии, она фиксируется системой глубинных разломов, уже широтного простирания, которым в чехле отвечают крупные валы.

Сочленение альпийского сооружения Омана с синеклизой Руб-эль-Хали происходит по глубинному разлому, вблизи которого борт синеклизы, как показало глубокое бурение, сильно разбит на блоки.

К области альпийской складчатости на Анатолийском полуострове относятся горные системы понтид на севере и таврид на юге, разделенные плато Центральной Анатолии, представляющим срединный массив. В южной зоне таврид, состоящей из сложно построенных хребтов, имеются две небольшие внутренние впадины — Адана и Анталья, открывающиеся в Средиземное море. Северная ветвь альпид далее к юго-востоку образует хребты Эльбурса, а южная протягивается в виде складчатых систем Загроса и Омана, разьединенных крупным поперечным разломом.

Складчатая система Загроса образовалась в результате неоген-четвертичной складчатости на месте флишевого прогиба, который, как предполагается, развивался на платформенном основании в позднем мелу и палеогене. Зона Загроса характеризуется линейными, очень протяженными складками чешуячато-надвигового строения.

Территория, расположенная между мегантиклинориями Загроса, Эльбурса, Туркмено-Хорасанскими, Паропамизскими и Сулеймановыми горами, носит название Иранского нагорья. Нагорье представляет собой область развития альпийских складчатых сооружений и крупных соединяющихся между собой межгорных впадин (Деште-Кевир, Лутской и др.). В основании впадин, вероятно, имеются погруженные срединные массивы докембрийского возраста. Впадины, кроме Лутской, выполнены соленосной толщей олигоцен — миоцена.

На Аравийской плите выделяется Аравийская нефтегазоносная провинция, отвечающая перикратонному прогибу с наложенным на него платформенным склоном Месопотамского прогиба. В альпийском складчатом поясе выделяется Ирано-Иракская провинция, включающая внутренний геосинклинальный склон прогиба, а также провинция Кумской межгорной впадины и небольшая провинция прибрежных впадин Анатолийского полуострова. Стратиграфический диапазон отдельных нефтегазоносных провинций показан в таблице 10.

Для региона Среднего Востока, тяготеющего к Месопотамскому прогибу, характерно исключительно высокое распространение месторождений-гигантов, и сверхгигантов, которых в Аравийской провинции насчитывается не менее 25, а в Ирано-Иракской — более 10. Основная добыча нефти связана с ними.

Стратиграфическое распределение нефтегазоносности на Среднем и Ближнем Востоке

Нефтегазоносная провинция и область	P	T	J ₁	J ₂	J ₃	Cr ₁	Cr _{1al} - Cr _{2t}	Cr ₂	Pg	N
Аравийская плита Аравийская, области:										
Басра-Кувейтская	—	—	—	—	Н	Н*	Н*	Н-тя- желая	Н-тя- желая	Н-тя- желая
Террасы Хаза	Г	—	—	Н	Н*	—	—	—	—	—
Катарского свода	Г	—	—	Н Г	Н*	Н	Н	—	—	—
Впадины Руб-эль-Хали: Абу-Даби	—	—	—	Н Г	—	Н*	—	—	—	—
Оман	—	—	—	—	—	—	Н* Г	—	—	—
Сирийско-Иракская	—	Н	Н	—	—	—	Н	Н	—	Н
Альпийский складчатый пояс Ирано-Иракская, области:										
Иранская	—	—	—	—	—	Н	Н	Н	Н* Г	—
Северо-Иракская	—	—	—	—	—	—	Н	Н	Н*	—
Турецкая	—	—	—	—	—	—	Н	Н	—	—
Кумская	—	—	—	—	—	—	—	—	Н	—
Прибрежных впадин Анатолийского полу- острова	—	—	—	—	—	Н	—	—	Н	Н

Всего по Среднему Востоку в 1970 г. добыто около 690 млн. т нефти, что соответствует 29% мировой добычи. Это количество нефти было получено всего из 110 месторождений 2670 эксплуатационными скважинами, что свидетельствует об их исключительно высокой продуктивности. Разведанные извлекаемые запасы нефти составляют здесь более 47 млрд. т (на 1 января 1971 г.), т. е. более 65% разведанных запасов капиталистических стран. При этом более 50% выявленных запасов приурочено к карбонатным коллекторам. Первое место

по запасам (33 млрд. т) и добыче нефти (более 420 млрд. т в 1970 г.) занимает Аравийская провинция, которая является одной из крупнейших нефтегазовых провинций земного шара.

Добыча Ирано-Иракской провинции в 1970 г. составила 265 млн. т, а запасы ее — 14 млрд. т — более чем в 2 раза меньше запасов Аравийской провинции (табл. 11 и табл. 12).

Таблица 11

Добыча нефти и газа по странам Среднего и Ближнего Востока

Страна	Нефть, млн. т.		Газ, млрд. м ³	
	1960 г.	1970 г.	1960 г.	1970 г.
Иран	52,000	190,000	1,0	9,5
Саудовская Аравия	61,500	175,500	—	—
Кувейт	84,000	138,000	0,9	2,1
Ирак	48,000	75,600	0,6	—
Абу-Даби	—	32,800	—	—
б. Нейтральная зона (Кувейт)	7,000	27,000	—	—
Катар	8,300	17,000	—	—
Оман	—	16,400	—	—
Бахрейн	2,250	3,800	—	—
Дубай	—	4,200	—	—
Сирия	—	4,500	—	—
Турция	—	3,550	—	—
Израиль	0,140	0,085	—	—
Всего	263,190	688,435	2,5	11,6

Таблица 12

Разведанные запасы нефти и газа по странам Ближнего и Среднего Востока

Страна	Нефть, млн. т		Газ, млрд. м ³
	1960 г.	1970 г.	1970 г.
Абу-Даби	—	1 575	142
Бахрейн	32,6	86	269
Дубай	—	130	142
Ирак	3 380,0	4 301	21,2
Иран	5 434,9	9 499	524
Израиль	5,4	1,8	6056
Катар	325,2	557	2,0
Кувейт	8 686,2	9 240	226
б. Нейтральная зона (Кувейт)	—	—	1075
Оман и Маскат	932,0	3 765	226
Саудовская Аравия	—	226	57
Сирия	6 765,0	17 553	1401
Турция	—	166	21,2
Израиль	9,67	90	5,4
Всего	25 570,97	47 489,8	10 025,8

§ 20. Аравийская провинция

Аравийская провинция отвечает перикратонному прогибу, возникшему на прогнутом краю Аравийской плиты, втянутому в передовую прогиб (см. рис. 40). Территориально провинция соответствует в основном территории Юго-Западного Ирака, Кувейта, Саудовской Аравии, Катара, Бахрейна, Абу-Даби, Омана, Дибая и Маската. Здесь находятся основные нефтегазоносные области провинции с крупнейшими месторождениями нефти. К Аравийской провинции относятся также нефтеносные площади Северо-Восточной Сирии.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Разрез отличается устойчивым и спокойным характером осадконакопления в мелководно-морских и пресноводных условиях. В пределах внутренней гомоклиналы древний палеозой представлен терригенными образованиями, а верхний силур — девон — карбонатно-глинистыми. Общая их мощность достигает 1500 м. В разрезе кембрия предполагается наличие соленосных толщ, обусловивших проявление соляной тектоники в южной части Аравийского полуострова, Персидском заливе и Южном Иране. Пермо-триасовые отложения залегают трансгрессивно и представлены красноцветными и карбонатно-эвапоритовыми породами. Разрез залегающих выше мезозойских образований общей мощностью 3300—4500 м характеризуется чередованием морских и лагунных осадков с преобладанием карбонатных пород и развитием эвапоритовых фаций. Терригенные породы развиты преимущественно в разрезе несогласно залегающего нижнего мела и сеномана с максимальным содержанием песчаных фаций в Кувейте и прилегающих районах суши и акватории. Палеоген-неогеновые отложения представлены преимущественно песчано-глинисто-ангидритовыми породами мощностью 600—800 м. Основными региональными несогласиями являются предпермское, преднижнеюрское, предверхнеюрское и предмиоценовое.

Нефть и газ в огромных количествах добывают из отложений юры и мела. Коллекторы юры (так называемый «аравийский тип» коллектора) представлены калькаренистыми * известняками с высокой первичной пористостью, местами — рифогенными и оолитовыми известняками; коллекторы мела — песками, песчаниками и известняками. Мощности нефтегазоносных горизонтов значительны (обычно 50—200 м, иногда больше). В средней юре продуктивны известняки бат-байоса.

Выделяются три основных нефтегазоносных комплекса: верхнеюрский, нижнемеловой (неоком-аптский) и среднемеловой (альб-сеноманский) **. В первом продуктивны карбонатные свиты оксфорд-келловея (свита джубайл) и кимеридж-титона (свита араб). Из них наиболее продуктивна свита араб, представленная несколькими пластами калькаренистых и органических известняков мощностью от 6—10 до 50—60 м, разделенных прослоями ангидритов, битуминозных глин и глинистых сланцев. Пористость известняков обычно 20—30%, проницаемость от 75 до 1500 миллидарси. В них выделяются четыре эксплуатационных горизонта, разделенные пластами ангидритов. Покрышкой залежи свиты араб служит плотный ангидрит свиты хит мощностью 60—70 м, венчающий разрез верхней юры. Свита араб залегает на глубине 1200—3000 м и

* Известняки, состоящие из раковинного или кораллового песка, образованного эрозией более древних известняков (Грабау).

** Меловая система здесь делится на три отдела: нижний, средний и верхний.

продуктивна почти на всех месторождениях Саудовской Аравии и Катара с прилегающей акваторией.

Высокие коллекторские свойства свиты араб обусловлены в основном калькаренитами, накопление которых происходило в краевой зоне шельфа (см. рис. 40). Граница максимального нефтенакопления верхнеюрских отложений определяется исчезновением калькаренитовых известняков, которые в юго-восточной части провинции (впадина Руб-эль-Хали) замещаются более глубоководными доломитизированными известняками, нефтеносными в меньшей степени.

Второй продуктивный комплекс (неоком-апт) в Кувейте и Саудовской Аравии представлен двумя типами коллекторов: калькаренитовыми и оолитовыми известняками титон-валанжина и песками и песчаниками баррема (Кувейт).

Третий комплекс (альб-сеноман) представлен песками и слабо сцементированными песчаниками альб-сеномана, реже — известняками (Басра-Кувейтская область). Высокопористые альбские песчаники (свита бурган) аккумулируют гигантские запасы нефти. К северу и востоку они замещаются глинистыми сланцами (см. рис. 40). Коллекторские свойства песчаников очень высоки: пористость 25—30%, проницаемость до 4000 миллидарси. Покрышкой третьего комплекса служит толща сланцевых глин, которая к югу от Кувейта и в Персидском заливе замещается известняками. Залежи в свите бурган находятся на глубине 1150—1300 м.

В юго-восточной части провинции (впадина Руб-эль-Хали) нижний и средний мел представлены доломитизированными известняками, являющимися здесь основными нефтеносными свитами.

Единичные залежи газа и нефти встречены, кроме того, в доломитах палеоцен-эоцена (б. Нейтральная зона Кувейт), нижней юры и триаса (Юго-Восточная Сирия), а залежи газа — в доломитах и известняках пермского возраста (Саудовская Аравия и погружение Катарского свода).

Нефти Аравийской провинции сернистые (серы в среднем 1—2,2%), легкие. Плотность нефтей карбонатных пород юры и мела 0,845—0,868 г/см³. Нефти меловых песчаников несколько более сернистые, плотностью 0,815—0,880 г/см³ иногда до 0,90—0,95 г/см³.

Тектоника. Аравийская провинция характеризуется значительным расчленением кристаллического фундамента и резко выраженной блоковой его тектоникой, которая в платформенном чехле отражена крупными валообразными поднятиями, преимущественно субмеридионального простирания. Это простирание древнего заложения распространяется на Месопотамский прогиб и далее под складчатую систему Загроса.

В южной части перикратонного прогиба, прилегающей к Персидскому заливу, где расположены все основные месторождения провинции, геофизической разведкой и бурением выявлены следующие крупные структурные элементы (с севера на юг): Басра-Кувейтская впадина, структурная терраса Хаза, Катарское сводовое поднятие и синеклиза Руб-эль-Хали. Эти структурные элементы охватывают также акваторию Персидского залива. Они различаются мощностями и фациями отложений верхнего мезозоя и кайнозоя и представляют крупные поднятые и опущенные сегменты перикратонного прогиба аравийской плиты, разделенные, по-видимому, поперечными разломами, которые продолжают через Месопотамский прогиб и Персидский залив. Басра-Кувейтская впадина с примыкающей к ней акваторией в строении чехла отражена увеличенной мощностью меловых (до 2300 м) и палеогеновых (до 900 м) отложений. Терраса Хаза представляет приподнятую зону, где мощность меловых слоев сокращена до 850 м, а палеогена до 500 м. Мощность юрских слоев здесь

возрастает до 1350 м. Терраса Хаза протягивается вдоль берега залива и в акватории почти на 650 км при ширине 100—200 км с очень пологим наклоном к востоку, северу и югу. Оба этих структурных элемента осложнены валообразными поднятиями субмеридионального простирания, которые прослеживаются на сотни и десятки километров и почти не выражены в кайнозойских слоях. Валы осложнены локальными поднятиями, к которым приурочены месторождения нефти. Эти структуры асимметричного строения с почти плоским сводом и крутыми линейными крыльями, разбиты сбросами и более резко выражены в глубоких слоях. Мощности слагающих их пород уменьшаются к сводам. В фундаменте им отвечают горстовидные блоки, испытавшие дифференцированные движения по разломам. Синклинали, разделяющие валы, выражены слабо или совсем отсутствуют. Некоторые локальные поднятия по геофизическим данным осложнены внедрением соли (рис. 41).

К югу от террасы Хаза выделяется погружающийся к северу Катарский свод, лежащий на продолжении пологого Центральноаравийского свода, который выделяется в пределах внутренней гомоклинали Аравийской плиты. Погружение Катарского свода в рельефе отражено Катарским полуостровом и отделяет террасу Хаза от обширной синеклизы Руб-эль-Хали, занятой пустыней. С ним связано расчленение Персидского залива на Северную и Южную впадины. Катарский свод отличается сокращенной мощностью мезо-кайнозойских отложений и, возможно, является остаточным поднятием.

Громадная окраинная синеклиза Руб-эль-Хали занимает всю юго-восточную часть Аравийской плиты и с востока граничит по глубинному разлому со складчатым сооружением Омана. Размер ее 1200 × 600 км. Продолжением ее является Южная впадина Персидского залива. Синеклиза выполнена, как предполагают, отложениями палеозоя, мезозоя и кайнозоя, мощностью до 7000 м и характеризуется большими мощностями кайнозойских, а в северной ее части также меловых отложений и широким распространением солянокупольной тектоники. Большинство локальных поднятий здесь связывается с соляными куполами как погребенными, так и выступающими на поверхность. Эти структуры имеют небольшие размеры, диаметр до 10—15 км, овальную форму; им соответствуют гравитационные аномалии. Особенно широко распространены соляные диапиры близ побережья Абу-Даби и в Южной впадине Персидского залива.

Условия залегания нефти и газа. Все месторождения провинции нефтяные приурочены к локальным поднятиям, осложняющим валы, и к соляным

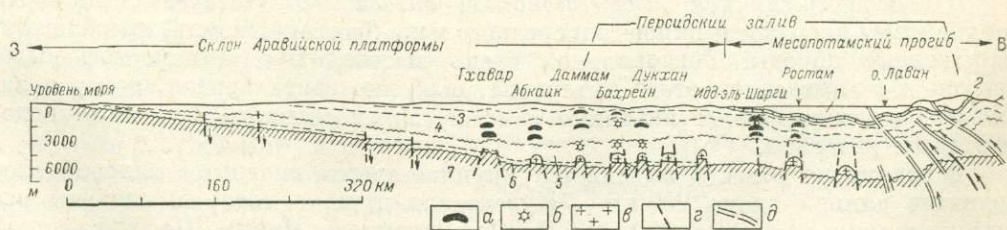


Рис. 41. Схематический региональный профильный разрез через южную часть Персидского залива. По Хестеру с изменениями, 1965.

а — залежи нефти; б — залежи газа; в — кембрийские соляные штоки; г — разломы; д — надвиги.
1 — фарс; 2 — известняк асмари; 3 — мел; 4 — юра; 5 — триас и более древние отложения; 6 — кембрий;
7 — фундамент.

куполам. Основными зонами нефтегазоаккумуляции в центральной части провинции являются две ясно выраженные валообразные структуры большой протяженности — Кувейтская дуга и вал Эн-Нала, пересекающие под острым углом общее простирание слоев. В их пределах концентрируются все сверхгиганты.

Залежи нефти обычно сводового типа, заключены в массивных карбонатных или в пластовых резервуарах; иногда они содержат газовые шапки. Высота залежей не превышает первые сотни метров. Реже встречаются тектонически экранированные залежи. Покрышками карбонатных коллекторов служат прослойки галогенных или мергельных пород, а песчаных коллекторов — глины. Достаточной для изоляции является мощность покрышек в несколько десятков метров.

В Аравийской провинции выделяются пять нефтегазоносных областей, соответствующих ее тектоническому районированию: Басра-Кувейтская, террасы Хаза, погружения Катарского свода, синеклизы Руб-эль-Хали, а также Сирийско-Иракская область в северной части провинции. Первые четыре области включают основные месторождения, которые отличаются очень высокими дебитами скважин. В среднем каждая скважина в год дает 300—350 тыс. т нефти. В пределах названных областей насчитывается 26 месторождений-гигантов, из которых 14 — сверхгиганты с запасами от 800 млн. до нескольких миллиардов тонн нефти. Уникальными, самыми богатыми в мире месторождениями являются Гхавар и Бурган, запасы которых соответственно составляют 10,7 и 9,4 млрд. т.* Эти два месторождения вместе с семью другими сверхгигантами (запасы каждого из которых составляют (в млрд. т): Сафания-Хафджи — 3,5, Румейла — 1,9, Абкаик — 1,7, Раудхатейн — 1,1, Катиф — 1,2, Манифа — 1,15, Ферейдон-Маржан — 1,1) содержат в своих недрах 32 млрд. т нефти, т. е. 99% запасов всей Аравийской провинции (33 млрд. т.). Годовая добыча каждого из них составляет десятки миллионов тонн, а самых крупных — Гхавара — 80 млн. т и Бургана — 120 млн. т. Добыча шести первых из упомянутых месторождений (вместе с месторождением Дукхан в Катаре) в 1968 г. составила почти 90% добычи всей провинции.

Следует заметить, что добыча Аравийской провинции регулируется спросом и не является максимальной с точки зрения ее потенциальных возможностей.

Несмотря на то, что все месторождения провинции контролируются структурным фактором, степень нефтенасыщения в их пределах зависит от фациальных условий распространения основных продуктивных свит араб и бурган, к которым приурочены все месторождения-сверхгиганты (см. рис. 40).

В Басра-Кувейтской нефтегазоносной области отсутствует свита араб верхней юры и в разрезе нижнего и среднего мела (баррем-сеноман) преобладают терригенные породы. Региональной очень высокой продуктивностью выделяются песчаные свиты этого интервала, особенно свита бурган, которая включает многочисленные нефтяные залежи, взаимосвязанные с общим водо-нефтяным разделом.

В структуре области выделяется крупное слегка изогнутое валообразное поднятие длиной около 250 км — Кувейтская дуга, с которым связаны все наземные месторождения Кувейта и Юго-Западного Ирака. На Кувейтской дуге нефтяные месторождения приурочены к брахиантиклиналям и куполам. Северные поднятия дуги в районе Басры в Юго-Западном Ираке (Зубаир, Румейла, Сев. Румейла) и в Северном Кувейте (Раудхатейн) вытянуты в се-

* Здесь и далее указывается величина извлекаемых запасов.

веро-западном направлении и узкие; южные поднятия куполообразные и, возможно, на глубине осложнены соляной тектоникой — Бурган, Минагиш (Кувейт); Вафра (б. Нейтральная зона Кувейта).

Месторождение-сверхгигант Бурган (Большой Бурган) представляет крупное поднятие размером 40×14 км, с углами падения на крыльях до 3° . Оно состоит из трех куполов (Бурган, Магва и Ахмади) амплитудой до 240 м (рис. 42). Купола по отложениям апт-неокома разбиты на блоки многочисленными радиальными и параллельными сбросами амплитудой 30—90 м, обычно затухающими с глубиной. Продуктивны четыре песчаные свиты: первая и вторая — в отложениях сеномана, третья — в альбе (свита бурган) и четвертая — в неоком-апте (свита зубаир). Наиболее богаты нефтью свиты бурган и зубаир эффективной мощностью 70 и 150 м, дающие 90% добычи месторождения. Залегают они на глубине 1700—2300 м. Дебиты большей части скважин 700—800 т/сут, в отдельных случаях до 1500—2000 т/сут.

Сходное с Бурганом строение имеют расположенные к югу от него месторождения-гиганты Вафра и Минагиш. В месторождениях-гигантах и сверхгигантах северной части Кувейтской дуги (Раухатейн, Сабрия, Румейла и др.) наиболее богатые залежи заключены в песках неокома на глубине около 3000—3500 м. Нефть очень высокого качества плотностью $0,815—0,845$ г/см³. Такие же условия нефтеносности крупного месторождения Северная Румейла.

К югу от Кувейтской дуги в акватории Саудовской Аравии в северо-восточном направлении прослеживается еще один вал, к которому приурочено крупнейшее морское месторождение Сафания-Хафджи — самое крупное морское месторождение нефти в мире. Это узкое поднятие длиной 62 км, хорошо выраженное в кайнозойских слоях. Условия нефтеносности такие же, как в Бургане. Нефтенасыщенная мощность разреза 290 м. Такие же условия нефтеносности характеризуют открытые в последние годы в пределах Басра-Кувейтской

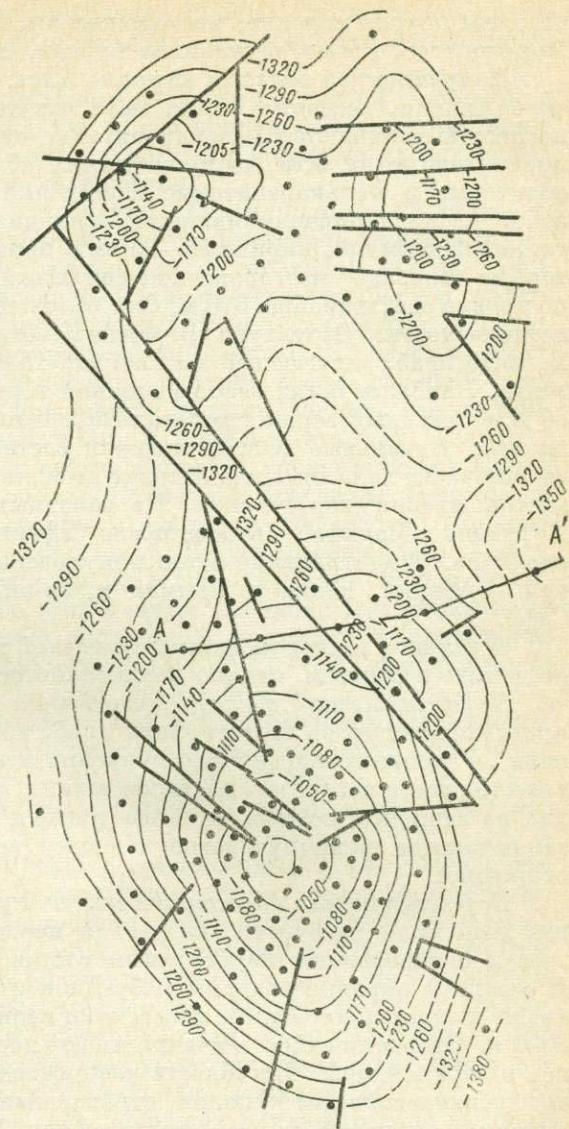


Рис. 42. Структурная карта кровли сеноманских известняков мауддуд месторождения Бурган (Кувейт). По А. Фоксу. Стратоизогипсы через 30 м.

впадины другие морские месторождения, в том числе сверхгигант Ферейдон-Маржан, где, кроме песчаников бурган, продуктивны известняки неокома.

В нефтеносной области террасы Хаза, расположенной в пределах Саудовской Аравии, песчаные фации мела отсутствуют. Здесь региональной нефтеносностью отличаются калькаренитовые известняки свиты араб верхней юры, продуктивные на всех месторождениях области; местами также продуктивны оолитовые и калькаренитовые известняки средней юры. Наиболее крупной зоной нефтенакпления является громадное валообразное поднятие Эн-Нала длиной 225 км при ширине 16—25 км с пятью локальными, структурами, с которыми связано месторождение-сверхгигант Гхавар. Амплитуды поднятий по кровле свиты араб до 370 м. Они осложнены сбросами и имеют общий контур нефтеносности. Структура отражена четким гравитационным максимумом. В свите араб, залегающей на глубине 1550—1750 м, заключены четыре горизонта. Наиболее богат нефтью нижний горизонт эффективной мощностью 40—50 м, сложенный зернистыми калькаренитовыми местами рифогенными известняками. Начальные дебиты скважин составляют от 750 до 1500 т/сут. От северной части вала Эн-Нала отходят несколько ветвей, на которых расположены месторождения-сверхгиганты. На западных ветвях находятся месторождения Хурсания и Манифа — второе после Сафании по величине морское месторождение мира. К центральной ветви приурочено месторождение Берри, а к восточной — Абкаиик, Катиф и Даммам и, по-видимому, морской сверхгигант Абу-Сафа.

Остальные месторождения Саудовской Аравии, хотя и уступают описанным по добыче и запасам, однако в большинстве случаев относятся к крупнейшим.

Нефтегазоносная область погружения Катарского свода характеризуется продуктивностью не только свиты араб, но и известняков нижнего и среднего мела, а также газоносностью пермских известняков (Дукхан, Авали). Здесь известно всего несколько месторождений. Среди них к гигантам относятся Дукхан на западном побережье п-ова Катар и газонефтяное месторождение Авали, заключающее громадную газовую шапку (запасы газа 560 млрд. м³) с нефтяной оторочкой.

Нефтегазоносная область синеклизы Руб-эль-Хали и прилегающей акватории еще мало разбурена, но весьма перспективна. Разрез здесь характеризуется однообразным карбонатным составом от верхней перми до сеномана. В северной окраине впадины (Абу-Даби и акватория) регионально нефтегазоносны доломитизированные известняки неокома, залегающие на глубине 1500—3000 м. Второстепенное значение имеют доломитизированные известняки средней и верхней юры. Это область распространения солянокупольной тектоники. К глубоким соляным куполам, отраженным в надсолевой толще пологими поднятиями округлой формы, нарушенными сбросами, приурочены почти все месторождения области. Среди них к гигантам относятся морские месторождения Идд-эль-Шарги (Катар), Умм-Шаиф (Абу-Даби) Сассан (Иран) и Фатех (Дибай), а в пределах суши — Мурбан-бу-Хаза и Мурбан-Баб (Абу-Даби).

В предгорьях хребта Оман моноклинальный склон синеклизы разбит на блоки крупными разломами большой амплитуды, уходящими в фундамент. В краевых частях поднятых блоков, вдоль разломов возникли поднятия, с которыми связаны высокодебитные месторождения нефти и газа — Фахуд, Натих, Ийбал в Омане. На глубине они осложнены соляными диаширами, поднимающимися по разломам. Основной нефтегазоносной свитой являются доломитизированные известняки среднего мела. Мощность нефтенасыщенной толщи около 460 м. В 400 км к юго-западу от этой группы месторождений в пустыне

Саудовской Аравии открыто новое месторождение Шайбах. В последнее время нефть открыта к югу от Омана в Мармуле, недалеко от побережья Аравийского моря.

Обращает на себя внимание региональное сходство впадины Руб-эль-Хали с крупнейшей нефтегазоносной провинцией Примексиканской впадины, центральная часть которой занята соляными куполами, а в бортовых частях месторождения связаны с приразломными поднятиями.

Сирийско-Иракская нефтегазоносная область выделяется на платформенном крыле передового прогиба на территории Северо-Восточной Сирии и сопредельной части Северного Ирака. Она находится на правобережье р. Тигр, долина которого здесь совпадает с осевой частью передового прогиба. Почти все месторождения Сирии и иракские месторождения Аин-Зала и Бутма расположены в пределах Предсинжарской плиоцен-плейстоценовой впадины, выделяющейся на платформенном крыле передового прогиба в его северной части и с севера ограниченной поднятием фундамента Мардин. Месторождения приурочены к локальным поднятиям с выступами фундамента в ядрах, осложняющим валообразные структуры широтного простирания, погребенные в Сирии под толщей грубообломочного плиоцена. Поднятия нарушены разрывами. Разрез платформенного чехла сопоставим с разрезом Саудовской Аравии.

В Сирии открыто около семи месторождений: Карачок, Румейлан, Суедие, Сухне и др. Нефтегазоносны верхнемеловые (маастрихт-кампан), трещиноватые и кавернозные известняки, частично рифогенные, мелководные известняки среднего мела (альб-сеноман), а также рифогенные и пористо-трещиноватые доломиты нижней юры и триаса. Нефти тяжелые ($0,92-0,97 \text{ г/см}^3$). Запасы наиболее крупного месторождения Суедие около 90 млн. т, Карачока — 45 млн. т. К юго-западу от этой группы месторождений на северном склоне крупного Дэйрэзорского свода открыто газонефтяное месторождение Джибисса, где продуктивны известняки миоцена на глубине 500—700 м.

С 1961 г. в Сирии работает национальная нефтяная компания, которой помогают советские специалисты.

В месторождениях Аин-Зала и Бутма, расположенных в Ираке непосредственно к югу от сирийских на правобережье Тигра, также нефтеносны известняки верхнего и среднего мела, содержащие нефть плотностью $0,866 \text{ г/см}^3$. Южнее находится группа непромышленных месторождений Кайара, Найма, Яван, расположенных по оси одного общего вала северо-западного простирания и имеющих общий контур залежей в известняках верхнего мела и плиоцена. Нефть высокосернистая плотностью $0,946-0,989 \text{ г/см}^3$. Такого же типа месторождение Касаб. Предполагается, что здесь нефть мигрировала в меловые и неогеновые резервуары из подстилающих известняков верхней юры.

К числу благоприятных факторов, обусловивших исключительно высокую нефтеносность Аравийской провинции, относятся следующие: 1) геотектоническое положение ее — провинция представляет глубоко прогнутый перикратонный прогиб, ограничивающий крупное поднятие Арабо-Нубийского щита; 2) длительное унаследованное развитие, обеспечившее устойчивое прогибание прогиба, что в сочетании с общей тенденцией к поднятию щита могло обеспечить устойчивость гидродинамических градиентов; 3) расчленение перикратонного прогиба на отдельные крупные блоки (ванны), прогибавшиеся неравномерно во времени, что вызвало появление зон больших градиентов мощностей (осадков), вмещающих основные нефтеносные комплексы юрского и мелового возраста, с которыми связаны месторождения-сверхгиганты; 4) наличие внутри впадины крупных валообразных поднятий древнего заложения,

развивавшихся унаследованно с начала мезозоя, и солянокупольных структур; 5) региональное распространение и исключительная фациальная выдержанность на больших площадях нефтегазоносных комплексов высокой проницаемости и развитие в разрезе эвапоритовых пород, являющихся эффективными покрывками.

Первое месторождение нефти Аравийской провинции было открыто американской нефтяной компанией в 1932 г. на о. Бахрейн. Проводившиеся в этот же период поиски в Саудовской Аравии, Кувейте и Катаре, привели к открытию таких громадных месторождений, как Бурган (1938 г.), Абкаик (1941 г.) и др. Во время войны работы были приостановлены и возобновились только после войны, особенно после постройки трансаравийского нефтепровода через Аравийскую пустыню к портам Средиземного моря. Начиная с 1948 г., были открыты Гхавар и ряд других крупнейших месторождений. Выход в акваторию в начале 50-х годов явился новым этапом. В 1951 г. было открыто морское месторождение Сафания. С 1960 по 1968 г. число морских месторождений возросло с 4 до 30. Этот этап ознаменовался также открытием богатых месторождений в районе Басры (Юго-Западный Ирак) и во впадине Рубль-Хали, а также открытием после почти 30-летнего периода поисков промышленной нефти в сирийской части провинции.

Глава 9

ОБЛАСТЬ АЛЬПИЙСКОЙ СКЛАДЧАТОСТИ ЮГО-ЗАПАДНОЙ АЗИИ

§ 21. Ирано-Иракская провинция

Ирано-Иракская провинция занимает геосинклинальный склон Месопотамского прогиба, охватывающий территории Юго-Западного Ирана, Северо-Восточного и Северного Ирака и примыкающие районы Турции. С северо-востока и севера она ограничена складчатыми системами Загроса и Тавра, а с юго-запада — Аравийской провинцией.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Отложения мезозоя Ирано-Иракской провинции представлены в общем таким же карбонатным разрезом, как в Аравийской провинции, что объясняется образованием Загросской складчатой системы в неогеновое время на краю Аравийской плиты. Характерно здесь наличие двух стратиграфических комплексов — карбонатного мел-нижнемиоценового и соленосно-обломочного миоцен-плиоценового. В позднем олигоцене — раннем миоцене в южной части провинции (Иран) образовалась толща мощностью от 100 до 600 м морских частично доломитизированных и рифогенных известняков с тонкими прослоями мергелей и ангидритов. На юго-западе Ирана она носит название свиты асмари и выделяется высокой нефтегазоносностью. В юго-восточной прибрежной части Ирана свита асмари замещается чередованием известняков, мергелей и доломитов и не содержит нефти. К западу, в направлении к платформе, она переходит в терригенную толщу. К северо-западу, в Ираке, известняки асмари частично замещаются рифогенной нефтеносной толщей так называемого «главного известняка» (свита кальхур), среднеолигоцен-олигоценового возраста, над которой выделяется оолитовый и органогенный евфратский известняк (нижний миоцен). Высокая нефтегазоносность известняков асмари связана с их тектонической трещиноватостью (так называемый «иранский тип» коллекторов). Сами по себе известняки имеют низкую пористость (2—7%) и проницаемость. Коллекторские свойства свиты кальхур тоже в основном обусловлены тектонической трещиноватостью.

Вышележащая толща фарса миоцен-плиоценового возраста сложена в Иране в нижней части соленосной толщей, а выше терригенно-карбонатными за-

гипсованными осадками. В северо-западном направлении, в Северном Ираке, в разрезе нижнего фарса соль замещается карбонатами с прослоями ангидритов и большую роль приобретают терригенные компоненты. Соленосны здесь вышележащие отложения среднего фарса.

Основным нефтеносным комплексом провинции является карбонатная свита асмари — кальхур, выделяющаяся исключительно высокой даже в мировом масштабе продуктивностью. Коллекторские свойства обусловлены тектонической трещиноватостью, причем при низкой первичной пористости самого известняка (7%) трещинная его пористость достигает 20%, а проницаемость местами несколько дарси (10 дарси в Ага-Джари). Трещины сообщаются на протяжении десятков километров. Региональной покрышкой является соленосная толща фарса. Второстепенное значение имеют нефтеносные комплексы, сложенные известняками верхнего мела (маастрихт-кампан) и среднего мела (турон-сенман). Нефтеносность обнаружена также в известняках валанжин-титона. Нефтематеринские породы встречаются в разрезе на разных уровнях в отложениях нижнего и среднего мела, а также в верхнемеловых и эоценовых мергелях, содержащих битуминозные глины.

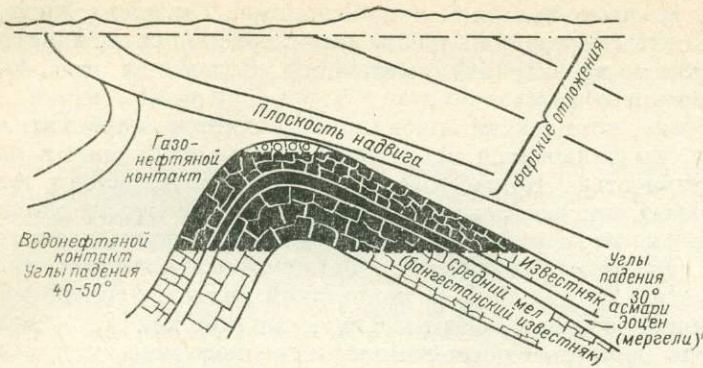
Нефти провинции сернистые (серы 1—2%), средней плотностью 0,875 г/см³. В северной части провинции (Северный Ирак и Турция) распространены также нефти высокосернистые повышенной плотности.

Тектоника. Геосинклинальный склон Месопотамского прогиба охватывает Месопотамскую низменность к северу от р. Тигр в пределах Южной Турции, Северного Ирака и Ирана и почти всю прибрежную полосу Ирана (см. рис. 40). В структурном отношении геосинклинальный склон неотделим от складчатой зоны Загроса. Он сложен системой складок, простирающихся с северо-запада на юго-восток, которая подразделяется на две зоны: интенсивной складчатости и слабой складчатости. Зона интенсивной складчатости расположена вдоль фронта передовых хребтов. Высокоамплитудные антиклинальные складки этой зоны протяженностью до нескольких сотен километров, в ядрах которых выступают мезозойские известняки, отличаются крутыми падениями крыльев, симметричным или слабо асимметричным строением и местами сильно разбиты сбросами и взбросами.

Зона слабой складчатости, к которой приурочена большая часть месторождений Ирана и Ирака, расположена между передовыми хребтами и осевой частью прогиба. Складчатость здесь имеет дисгармоничный характер. В плотных карбонатных породах мела и свиты асмари возникли длинные коробчатые антиклинали с плоскими сводами. Северо-восточные крылья их обычно пологие, а юго-западные падают под углами от 20 до 70°, иногда подвернуты и слабо нарушены разрывами. Антиклинали разделены обширными впадинами, заполненными мощными толщами отложений плиоцена и верхнего миоцена. С приближением к осевой части передового прогиба складки выволаживаются.

Лежащая выше соленосная толща нижнего фарса над этими простыми складками дислоцирована весьма интенсивно: смята в мелкие складки опрокинутые, взброшенные, иногда веерообразные или диапировые. Горизонтальные перемещения по взбросам местами достигают 2,5 км. В районах, где нижний фарс выходит на поверхность на больших площадях, дисгармоническое строение складок выражено еще резче и над их известняковыми сводами местами образуются крупные синклинали, заполненные породами миоцена и плиоцена (рис. 43). В Северном Ираке строение складок упрощается, так как нижний фарс представлен здесь карбонатной толщей с прослоями ангидритов (рис. 44).

Рис. 43. Геологический разрез месторождения Ага-Джари.



За пределами провинции в Юго-Восточном Иране к зонам складчатости приурочены соляные купола и штоки с солью кембрийского возраста. Месторождения нефти здесь отсутствуют.

Условия залегания нефти и газа. Ирано-Иракская провинция по запасам и добыче занимает после Аравийской провинции второе место в Азии. В 1970 г. здесь было добыто около 265 млн. т нефти, из которых на долю Ирана приходилось 190 млн. т. Разведанные извлекаемые запасы провинции на 1 января 1971 г. составляли 14 млрд. т, из них на долю Ирана приходилось около 9,5 млрд. т (84%). В пределах провинции известно около 30 месторождений нефти и газа, среди которых 12 гигантов, с запасами более 200 млн. т. Среди них выделяются пять месторождений-сверхгигантов: Киркук в Ираке (2,14 млрд. т), а в Иране — Марун (1,5 млрд. т), Ага-Джари (1,3 млрд. т), Гач-Саран (1,14 млрд. т) и Ахваз (850 млн. т). Очень крупными месторождениями являются также Биби-Хакимех и Раг-е-Сафид (с запасами по 640 млн. т каждое).

Возникновение таких колоссальных скоплений нефти связано с крупными размерами структур, исключительно высокими коллекторскими свойствами продуктивных известняков асмари и кальхур, обусловленными тектонической трещиноватостью и наличием мощной покрывки гидрохимических отложений нижнего фарса.

Все месторождения провинции связаны с антиклинальными складками. Залежи сводовые, подстилающиеся водой, заключены в массивных трещиноватых резервуарах, сложенных карбонатными породами. Этаж нефтегазоносности достигает 1200 (Ага-Джари) — 2300 м (Гач-Саран). Широко распростра-

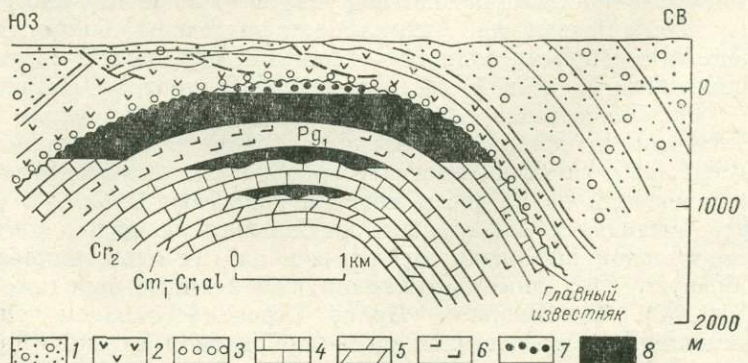


Рис. 44. Геологический разрез месторождения Киркук (Ирак). По Р. Мейнхолду.

1 — верхний фарс (моласса); 2 — нижний фарс (эвапориты); 3 — базальный конгломерат; 4 — известняк; 5 — мергель; 6 — ангидрит; 7 — газ; 8 — нефть.

нены газовые шапки. Встречаются и газоконденсатные залежи. Нефтегазонакопление связано с антиклинальными зонами большого протяжения, в пределах которых группируются все месторождения.

В провинции с юга на север выделяются следующие нефтегазоносные области: Иранская, Северо-Иракская и Турецкая.

Иранская нефтегазоносная область находится на продолжении поперечного Басра-Кувейтского прогиба в наиболее погруженной по фундаменту части Месопотамского прогиба, окаймленного горной системой Загроса. Нефтеносная полоса шириной до 50 км приурочена к опущенному крылу региональной флексуры амплитудой 6—12 км, отделяющей прогиб от фронта горной системы Загроса. Движения вдоль этой флексуры имели шарнирный характер, так как в миоценовое время наиболее глубокая часть передового прогиба располагалась к северо-востоку от нее, а в верхнемеловое — эоценовое время еще далее к востоку. В Иранской области известно более 25 месторождений, среди которых 11 гигантов. Все они приурочены к крупным антиклинальным складкам, расположенным кулисообразно вдоль антиклинальных зон. Размеры отдельных складок (20—50) × (3—7) км. К самой северной зоне складок приурочены месторождения Месджид-и-Сулейман и Лали, ко второй зоне — Гач-Саран, Фарис, Хафт-Кел, к третьей — Биби-Хакимех, Пазанан (газонефтяное), Ага-Джари и, по-видимому, Марун и Ахваз. Дебиты скважин из свиты асмари колоссальны, в среднем достигают нескольких тысяч тонн в сутки. Максимальные дебиты 10—12 тыс. т/сут отмечаются на месторождении Ага-Джари.

Месторождения Ага-Джари, Гач-Саран, Биби-Хакимех характеризуются высокопродуктивными залежами в сообщающихся по трещинам известняках асмари и сеноман-туронских известняках, образующих общий резервуар. Залежи второстепенного значения открыты также в валанжин-титонских известняках (Гач-Саран, Биби-Хакимех, Месджид-и-Сулейман). Годовая добыча самых крупных месторождений области (Ага-Джари, Гач-Саран) достигает 30—50 млн. т.

В газоконденсатном месторождении Пазанан газовая залежь в асмари имеет высоту 600 м и находится под очень высоким давлением. На базе колоссальных запасов газа этого месторождения (1,4 трлн. м³) построен газопровод из Ирана в Советский Союз. В последнее время в горном районе Загроса, к северо-востоку от Гач-Сарана, открыт новый нефтеносный район. Месторождения нефти Риг, Дудроу и Шуром связаны с крупными асимметричными и разбитыми складками, где нефтеносны известняки верхнего и нижнего мела на глубине 1500—2500 м.

Северо-Иракская нефтегазоносная область протягивается от границы Ирака с Ираном до границы его с Турцией. Она также располагается на месте поперечного прогибания передового прогиба, хорошо выраженного по фундаменту и по мощностям мезозоя и палеогена. В миоцене на месте этого поперечного прогиба образовалась приподнятая зона. На ней расположены месторождения Киркук, Бай-Гассан, Ямбур, Нафт-Хане — Нафте-Шах, которые приурочены к более простым, чем в Иране, симметричным складкам. Складки протягиваются параллельно складчатым цепям. Основным нефтегазоносным горизонтом здесь является «главный известняк» мощностью до 300 м, представленный в рифовых и предрифовых фациях вместе с вышележащим евфратским известняком.

Самым богатым и наиболее характерным является одно из старейших месторождений провинции — сверхгигант Киркук, которое дает более 55 млн. т в год нефти (1968 г.), т. е. 80% добычи Ирака (см. рис. 44). Оно приурочено к крупной антиклинали размером 98 × 3,5 км, разбитой системой поперечных сбросов. Антиклиналь осложнена тремя поднятиями, разде-

ленными седловинами, которые охвачены общим контуром нефтеносности залежи в «главном известняке» — основном коллекторе. В начале миоцена главный известняк выходил на поверхность и подвергался выветриванию, что обусловило появление в нем вторичной пористости. Однако главное значение имеет высокая трещиноватость известняка за счет мелких трещин и небольших разрывов тектонического происхождения, пересекающих его во всех направлениях. Размер трещин 0,5—5 мм, иногда до 2 см. Они обуславливают прекрасную проницаемость коллектора (до 1 дарси) и пористость до 38%. Трещины сообщаются между собой на протяжении десятков километров. Взаимообобщение в резервуаре настолько свободно, что давление в разных частях залежи выравнивается в течение нескольких часов. Нефть легкая (0,84—0,85 г/см³), сернистая (2%). Ниже основной залежи в Киркуке имеются две залежи значительно меньших размеров в известняках верхнего и среднего мела.

Месторождения Бай-Гассан и Ямбур, а также расположенные южнее на границе с Ираном месторождение Нафт-Хане и его продолжение Нафте-Шах сходны по своему строению с Киркуком, но меньше и значительно менее продуктивны вследствие худших коллекторских свойств главного резервуара.

Турецкая нефтегазоносная область по своему геологическому строению является непосредственным продолжением Северо-Иракской. Она расположена в центриклинальной части Месопотамского прогиба, между надвинутым поясом Таврских сооружений и выступом фундамента поднятия Мардин. В разрезе отложений юры и нижнего мела наблюдаются крупные перерывы. Для стратиграфии области характерна мощная карбонатно-эвапоритовая толща юры и триаса, на которой несогласно лежат рифогенные известняки среднего и верхнего мела мощностью более 400 м, содержащие нефть в нескольких интервалах разреза. Эвапоритовые отложения нижнего фарса на замыкании прогиба были уничтожены эрозией в результате общего воздымания территории в плиоцен-антропогенное время. Поэтому регионально нефтеносные известняки верхнего палеогена-миоцена здесь не продуктивны.

Структуры представлены длинными узкими разбитыми разрывами передовыми складками с амплитудами до 700 м широтного (таврского) простирания с более крутыми и опрокинутыми южными крыльями. В ядрах некоторых складок глубокими скважинами были вскрыты отложения палеозоя. К складкам приурочены месторождения нефти. К 1969 г. здесь было открыто около 15 месторождений, из которых самыми крупными являются Селмо и Силиванка, дающие основную добычу Турции. На месторождении Селмо начальные дебиты скважин из известняков верхнего мела с глубины около 1800 м достигали 2000 т/сут. Плотность нефти 0,85 г/см³. В ряде других более мелких месторождений (Гарзан, Раман и др.) нефть тяжелая.

В Ирано-Иракской провинции, изобилующей естественными нефтегазопроявлениями, поиски нефти с начала XX в. производились на территории Ирана. В 1908 г. было открыто первое месторождение Месджид-и-Сулейман. До Второй мировой войны в Иране было открыто еще несколько месторождений, в том числе гиганты и сверхгиганты (Ага-Джари — в 1937 г.). Однако добыча нефти в этот период не превышала 9—10 млн. т в год. В послевоенное время, особенно в конце 50-х и начале 60-х годов, открыт еще ряд месторождений, в том числе гигантов, из которых разрабатывалось всего 11.

В Ираке в конце 20-х годов было открыто первое месторождение Киркук, а затем, в послевоенное время еще ряд небольших месторождений.

В турецкой части провинции первые небольшие месторождения нефти были открыты в послевоенное время. К 60-м годам относится открытие крупных месторождений — Селмо, Силиванка, Бейан, Куркан и Бати-Раман.

§ 22. Провинции межгорных и прибрежных впадин альпийской системы

Провинция Кумской межгорной впадины. Кумская впадина представляет западную часть межгорной впадины Даште-Кевир, отделяющей хр. Эльбурс от хр. Загроса. С востока и севера она обрамлена альпийскими горными складчатыми сооружениями (см. рис. 40). По геофизическим данным мощность осадочного покрова впадины составляет 5—6 км. Стратиграфический разрез характеризуется мощной толщей морских песчано-глинистых и карбонатных пород мезозоя. Эоцен представлен эвапоритами и красноцветами с туфами и покровами базальтов. Олигоцен — нижний миоцен (от 300 до 2600 м) подразделяется на две свиты. Нижняя (300—1000 м) — лагунная с красноцветами, гипсами и солью. Верхняя — морская свита кум (0—1600 м) сложена известняками, частично рифогенными, мергелями, глинами и вулканическими породами и представляет аналог свиты асмари. Выше залегают соленосные и красноцветные отложения миоцена мощностью до 3400 м.

Кумская впадина характеризуется сравнительно просто построенными антиклинальными зонами, образующими две системы юго-восточного и юго-западного простирания. В западной части впадины расположены два месторождения — нефтяное Алборс и газоконденсатное Сарадже. Они приурочены к крупным антиклиналям, простирающимся с запад-северо-запада на восток-юго-восток. Месторождение Алборс открыто в 1956 г., но первый крупный фонтан нефти получен на нем только в 1961 г. Структура представляет собой асимметричную коробчатую антиклиналь размером 50 × 16 км с более крутым северо-восточным крылом. В эвапоритовых красноцветных отложениях над продуктивными известняками свод складки разбит надвигом. Сводовая, подстилаемая водой залежь нефти в известняках нижней части свиты кум находится на глубине 2300 м и характеризуется высоким пластовым давлением (600 кгс/см²). Нефть бессернистая, плотностью 0,83 г/см³. Дебиты скважин первое время были очень велики (от нескольких тысяч до 10—15 тыс. т/сут на скважину).

Аналогичное строение имеет газоконденсатное месторождение Сарадже, открытое в 1958 г., где дебиты газа достигают 1 млн. м³/сут на скважину. Доказанные запасы месторождений — 7 млн. т конденсата и 40 млрд. м³ газа.

Северо-западнее Кумской впадины на юго-восточном побережье Каспийского моря расположена Южно-Прикаспийская впадина, где в поисковой скважине в районе Горган был получен фонтан газа из отложений миоцена. Эта впадина относится к категории перспективных.

Провинция прибрежных впадин Анатолийского полуострова. В зоне Таврид, обрамляющей с юга Анатолийский полуостров, находятся две небольшие впадины — Адана и Анталья, выполненные мезо-кайнозойем и раскрывающиеся в Средиземное море. Впадина Адана расположена в прибрежной части Южной Турции и заполнена мощной толщей (до 5000 м) плиоцена, среднего и нижнего миоцена и меловыми отложениями (1000—2000 м). Нефтяные горизонты приурочены к известнякам нижнего миоцена, песчаникам верхнего миоцена, песчаникам верхнего мела, альбу и апту. Строение впадин осложнено длинными складками, разбитыми разломами. В 1960 г. во впадине Адана было открыто небольшое месторождение легкой нефти Бульгурдаг.

Во впадине Анталья и остальных впадинах Анатолийского полуострова пока обнаружены только нефтепроявления, приуроченные к палеогеновым, меловым и юрским песчаникам и известнякам.

Раздел II

ИНДОСТАНСКАЯ ПЛАТФОРМА И АЛЬПИЙСКАЯ СКЛАДЧАТАЯ СИСТЕМА ЮЖНОЙ И ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

Глава 10

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

В область Южной и Восточной Азии входят полуострова Индостан (с о. Цейлон) и Индокитай, Индонезийский архипелаг, Филиппины, о. Тайвань и дуга Японских островов. В геологическом строении этой территории выделяются докембрийская Индостанская платформа, альпийские складчатые сооружения и их передовые прогибы (см. рис. 39).

Индостанская древняя платформа сложена разбитым докембрийским фундаментом, выходящим на поверхность в ее южной и северо-восточной частях. В осадочном чехле развиты обширные синеклизы, выполненные мезо-кайнозойем и покрытые трапшами.

Северо-западная часть платформы разбита Камбейским грабеном, открывающимся в Аравийское море. К северу, западу и востоку Индостанская платформа погружается очень постепенно, и пологие ее склоны образуют окраинные впадины, на которые наложены платформенные склоны неогеновых передовых прогибов.

Альпийские складчатые сооружения ограничивают с северо-запада и севера платформу Индостана, образуя горные хребты Гиндукуша и Гималаев. В Индокитае альпийские складки резко поворачивают на юг, и широтное простирание Гималаев сменяется субмеридиональным простиранием Бирманской складчатой системы, которая далее протягивается на острова Суматра и Ява.

На Зондском архипелаге сходятся три альпийские орогена: Евразийский, Восточно-Азиатский и Австралийский, образуя сложный тектонический узел. В северной части Восточно-Азиатской кайнозойской дуги выделяется Японская складчатая система.

В строении азиатских альпид, так же как и европейских, принимают участие три структурных комплекса: выступы основания; геосинклинальный комплекс, начинающийся с верхнего палеозоя и заканчивающийся в конце эоцена; молассовый комплекс, характеризующий заключительный этап геосинклинального развития области и охватывающий неоген (отчасти верхний олигоцен и антропоген). Осадки этого комплекса заполняют внутренние и межгорные впадины и передовые прогибы.

Западная часть альпид Южной Азии, или Гиндукуш-Гималайский сектор, имеет чрезвычайно сложное строение. Она представляет собой сочетание разнородных и часто разновозрастных блоковых структур, ориентировка которых зависит от системы разрывных нарушений и конфигурации Индостанской платформы и других древних массивов. Альпиды обычно отделены серией надвигов от передового прогиба, который хорошо прослеживается от Аравийского моря до Бенгальского залива и имеет общую длину 2700 км при ширине 200 км. Прогиб асимметричного строения и выполнен континентальными молассами неогенового и четвертичного возраста, а также современным аллювием Инда и Ганга общей мощностью более 10 000 км. Передовой прогиб делится на четыре

части (Нижнеиндский, Пенджабский, Предгималайский и Бенгальский прогибы) тремя поперечными выступами Индостанской платформы — Саккарским и Потварским выступами на западе и Ассамским кливом на востоке.

На Индокитайском полуострове альпиды представлены Бирманской складчатой зоной, которая образует пучок крупных складок меридионального простирания, сложенных мезозоем и палеогеном. Между Бирманской зоной и расположенным восточнее нижнепалеозойским массивом Шань находится крупная внутренняя Ирравадийская впадина. Альпийские ветви протягиваются далее в Зондский архипелаг, где они смыкаются с тихоокеанскими островными дугами.

К нефтегазоносным провинциям Индостанской платформы относятся Камбейская провинция периокеанической грабеновой впадины, Индская провинция, приуроченная к западному склону Индостанской платформы и платформенному борту неогенового передового прогиба, и Ассамская провинция, расположенная над Ассамским выступом северо-восточного склона платформы.

К провинциям геосинклинального типа относятся Восточно-Бенгальская провинция складчатого склона Бенгальского передового прогиба, Ирравадийская и Индонезийская провинции внутренних впадин альпийской складчатой зоны, а на востоке Азии — Японская провинция кайнозойских прибрежных впадин Японской тектонической системы. Стратиграфическое распределение нефтегазоносности в этих провинциях показано в табл. 13.

Таблица 13

Стратиграфическое распределение нефтегазоносности в Южной и Восточной Азии

Нефтегазоносная провинция	J	Pg ₁	Pg ₂	Pg ₃	N ₁	N ₂	Q
Индостанская платформа Камбейской впадины	—	—	H*	H	H Г	—	—
Индская	H	H	Г H*	H	H	—	—
Ассамская	—	—	—	H	H	—	—
Альпийский складчатый пояс Восточно-Бенгальская	—	—	—	—	Г	—	—
Ирравадийская	—	—	—	H	H	—	—
Индонезийская	—	—	H	H	H Г	H	—
Прибрежных и внутренних впадин Японской тектонической системы	—	—	—	Г	Г H	H Г	Г

Таблица 14

Добыча нефти и газа по странам Южной, Восточной и Центральной Азии, Австралии и Новой Зеландии

Страна	Нефть, млн. т.		Газ, млрд. м³	
	1960 г.	1970 г.	1960 г.	1970 г.
Индонезия	19,500	45,000	2,431	2,6
Бруней, Малайзия	4,650	7,400	0,082	—
Бирма	0,520	1,000	0,021	—
Индия	0,440	6,800	—	—
Япония	0,500	0,800	0,676	2,4
Пакистан	0,350	0 500	0,633	2,7
КНР (включая нефть из горючих сланцев)	5,500	19,095	—	—
Всего по Азии	31,460	80,595	3,843	7,7
Австралия	—	8,550	—	2,1
Новая Зеландия	—	0,100	—	—

Таблица 15

Разведанные запасы нефти и газа по странам Южной и Восточной Азии, Австралии и Новой Зеландии

Страна	Нефть, млн. т		Газ, млрд. м³
	1960 г.	1970 г.	1970 г.
Южная и Восточная Азия			
Бирма	6,0	5,4	2,3
Бруней и Малайзия	68,4	136,0	1,7
Индия	68,8	129,0	51,0
Индонезия	1 210,1	1 361,0	85,0
Пакистан	3,3	5,7	566,0
Япония	7,3	4,1	16,0
Всего по Азии	1 363,9	1 641,2	722,0
Австралия	—	254	357
Новая Зеландия	—	28,7	184
Итого		282,7	541

Индская и Восточно-Бенгальская провинции находятся в Пакистане и Народной Республике Бангладеш, Камбейская и Ассамская провинции — в Индии. В пределах Бирмы находится Ирравадийская нефтегазоносная провинция (внутренняя впадина грабенного типа).

По добыче (45 млн. т в 1970 г.) и разведанным запасам (более 1,3 млрд. т в 1970 г.) нефти на первом месте в Южной и Восточной Азии стоит Индонезийская провинция — в основном Индонезия. По разведанным запасам газа на первом месте (более 566 млрд. м³ в 1970 г.) стоит Пакистан, затем Индонезия (85 млрд. м³) (табл. 14 и 15).

Глава 11

ИНДОСТАНСКАЯ ПЛАТФОРМА

§ 23. Провинция Камбейской перикокеанической впадины

Провинция Камбейской впадины, относящейся к типу перикокеанических впадин, раскрывающихся в океан, в настоящее время является одной из основных в Индии. Она расположена к северу от Камбейского залива, акватория которого занимает ее южную часть. Нефть впервые была получена в 1958 г. на месторождении Камбей.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Камбейский грабен выполнен толщей осадочных пород от мелового до четвертичного возраста. Отложения мела не вскрыты в скважинах, но обнажаются на бортах грабена, где представлены континентальными песчаниками и известняками. Выше залегают мощные эффузивы и туфы, образовавшиеся в конце мелового периода. Разрез палеоген-неогеновых отложений представлен в основном терригенными, местами угленосными осадками мощностью до 2000—4000 м. Продуктивные горизонты связаны с песчаниками и алевrolитами палеоцена, эоцена, олигоцена и миоцена. Каждый горизонт включает до нескольких десятков песчаных пластов. Основным нефтегазоносным комплексом является эоценовый, к которому приурочено свыше 70% запасов нефти и газа. Нефти малосернистые, высокопарафинистые, плотностью 0,78—0,86 г/см³.

Тектоника. В Камбейской впадине выделяют бортовые части и центральный грабен (рис. 45); последний имеет ширину от 45 до 100 км и длину около 360 км и характеризуется блоковым строением. Поднятые блоки в осадочном чехле соответствуют сводам, а опущенные — впадинам, где мощность кайнозоя достигает 4000 м. С севера на юг выделяются Навагам-Калолский свод, Тарапурская впадина, Дадар-Джамбусарский свод, Брочская впадина и Олпад-Анклешварский свод. Своды и впадины осложнены локальными поднятиями приразломного и надразломного типа.

Навагам-Калолский свод осложнен двумя полосами локальных поднятий, к которым приурочено несколько месторождений нефти и газа (Калол, Навагам и др.). Южнее расположена Тарапурская впадина, на южном склоне которой находятся два поднятия с месторождениями нефти Камбей и Катан. Еще южнее находятся Дадар-Джамбусарский свод, представляющий горст, ограниченный с юга и севера крупными разломами, и Брочская впадина. Самым южным структурным элементом является Олпад-Анклешварский свод, осложненный тремя зонами поднятий: Анклешварской, Касамбовской и Алибетовской. Свод характеризуется неглубоким залеганием траппов и пород переходной зоны. Мощность осадочных отложений в его пределах колеблется от 1000 до 2500 м. Зоны поднятий асимметричного строения, их более крутые юго-восточные крылья разбиты сбросами и взбросами. На юго-западе они протягиваются под воды Камбейского залива, где бурением обнаружена нефть.

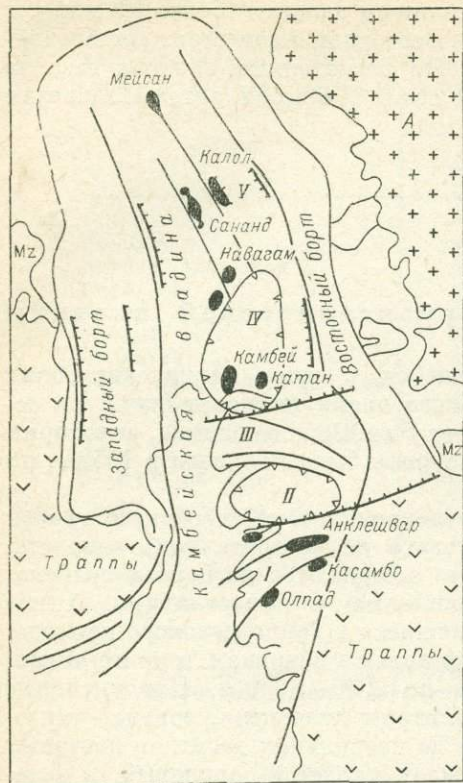


Рис. 45. Структурная схема Камбейской впадины. По Н. И. Белому.

I — Олпад-Анклешварский свод; II — Брочская впадина; III — Дадар-Джамбусарский свод; IV — Тарапурская впадина; V — Навагам-Калолский свод.

Очень перспективны структуры, выявленные советской морской сейсморпартией в акватории южной части Камбейского залива, в особенности Бомбейский свод в зоне перехода Камбейского залива в шельф Аравийского моря. Южнее этого свода расположен континентальный склон, осложненный линейными антиклиналями, при разведке которых до глубины моря в 50 м могут быть открыты новые месторождения.

§ 24. Индская провинция

Провинция находится в Пакистане, на склоне Индостанской платформы с наложенными передовыми прогибами, окаймленными с запада складчатыми сооружениями Сулеймана и Киртара (рис. 46).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Платформенный чехол сложен морскими, преимущественно карбонатными породами мезозоя и известняками, глинами и нуммулитовыми сланцами палеоцен-эоцена общей мощностью до 4000—5000 м на юге и 500—1200 м на севере. Выше залегает континентальная неоген-плейстоценовая моласса, выполняющая передовые прогибы.

Условия залегания нефти и газа. Месторождения нефти приурочены к локальным поднятиям обычно асимметричного строения и амплитудой до 250 м. Некоторые из них в верхних горизонтах отражены структурными носами. Иногда поднятия разбиты небольшими сбросами. Зоны нефтегазонакопления тяготеют к приразломным зонам.

В разработке на 1968 г. находились месторождения Анклешвар, Калол, Навагам и Касамба. В самом крупном месторождении Анклешвар, приуроченном к широтной асимметричной структуре размером 12×3 км и амплитудой 240 м, залежи нефти и газа находятся в трех горизонтах эоцена и в одном горизонте миоцена. Залежи сводовые, иногда с газовыми шапками. Дебиты скважин достигают 300 т/сут при штуцере 15 мм. Запасы исчисляются в 48 млн. т по категории В и в 150 млн. т по категории С₁. Годовая добыча месторождения несколько более 1 млн. т нефти.

Второе место по запасам занимает месторождение Алиабет, приуроченное к крупному поднятию, которому отвечает одноименный остров в дельте р. Нарбада. В Камбейской впадине известно 12 средних и мелких газонефтяных месторождений, однако ее территория (вместе с акваторией Камбейского залива и шельфом) недостаточно изучена и судить о ее перспективах еще рано.

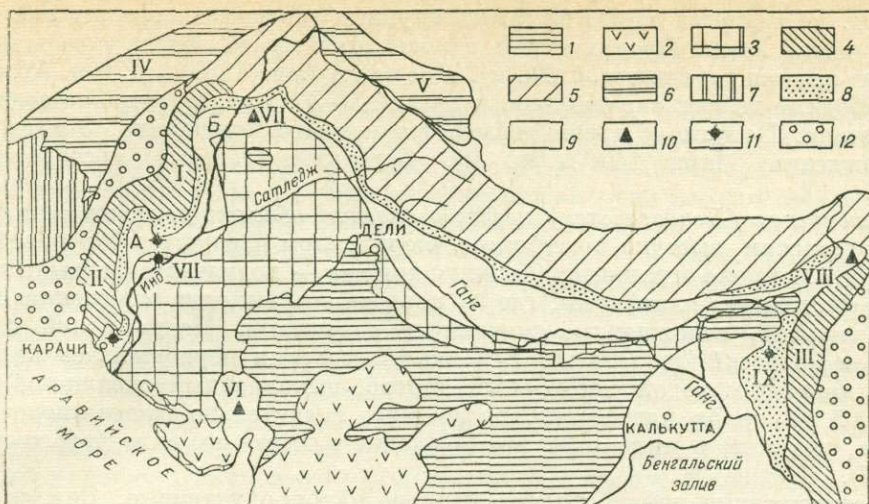


Рис. 46. Обзорная тектоническая схема нефтегазоносных провинций Индостана. По К. Н. Кравченко, Э. Б. Мовшовичу и Б. А. Соколову с изменениями. Н. Ю. Успенский.

1 — докембрийский фундамент Индостанского щита на поверхности; 2 — декканские траппы; 3 — склоны Индостанской платформы с неглубоко погруженным фундаментом (выступы на склонах платформы: А — Саккарский, Б — Потварский); 4 — альпийские складчатые сооружения Сулеймана (I), Киртара (II), Аракан-Йома (III); 5 — горное сооружение Гималаев; 6 — горные сооружения Гиндукуша (IV) и Каракорума (V); 7 — Гильмендско-Белуджистанский срединный массив; 8 — складчатые борты передовых прогибов; 9 — платформенные склоны и осевые зоны передовых прогибов; 10 — нефтеносные районы; 11 — газоносные районы; 12 — тыловые прогибы; нефтегазоносные провинции: VI — Камбейская, VII — Индская, VIII — Ассамская, IX — Восточно-Бенгальская.

Внизу она представлена миоценовой красноцветной свитой марри (1000—3000 м), а выше — обломочной толщей сивалик (3000—5000 м). В северной части провинции (Потварская область) чехол начинается с соленосной толщи кембрия, над которой залегает маломощный палеозой.

Основным продуктивным комплексом являются трещиноватые, местами рифовые известняки эоцена-палеоцена мощностью до 700 м. Кроме того, на юге газоносны местами известняки среднего эоцена (месторождение Мари) и песчаники верхнего мела; на севере нефтеносны песчаники верхнего кембрия, юры и миоцена.

Тектоника. Склон платформы здесь образует два выступа: северный — Потварский и южный — Саккарский, обусловившие изгибы складчатого обрамления. На эти выступы наложены Нижнеиндский и Пенджабский передовые прогибы. Платформенный склон и перекрывающие его части прогибов осложнены брахиантиклинальными поднятиями, к которым приурочены все месторождения нефти и газа.

Условия залегания нефти и газа. В провинции выделяются Саккарская газоносная и Потварская нефтегазоносная области, приуроченные к Потварскому и Саккарскому выступам. Всего здесь известно 16 месторождений, из которых 7 нефтяных и 9 газовых.

Саккарская (Нижнеиндская) газоносная область расположена в нижнем течении р. Инд на небольшом Саккарском выступе склона платформы, превышение которого над соседними частями Нижнеиндского прогиба составляет по подошве кайнозоя около 2000 м. Здесь открыты два значительных месторождения — Суи и Мари. Месторождение Суи с извлекаемыми запасами газа около

180 млрд. м³ является одним из самых крупных газовых месторождений зарубежной части Азии. Продуктивная карбонатная толща эоцена содержит две сводовые залежи газа высотой 226 и 146 м на глубине 1250 и 1170 м. Абсолютные свободные дебиты скважин составляют 2,5—3,3 млн. м³/сут. Газ содержит 90% метана. Попутно с газом добывается немного конденсата. Запасы газа месторождения Мари 140 млрд. м³. Остальные газовые месторождения мелкие.

Потварская (Пенджабская) нефтегазоносная область находится на крупном Потварском выступе платформы, перекрытом Пенджабским передовым прогибом. С юга она ограничена Соляным краем — поднятым моноклинальным блоком фундамента платформы, где на поверхность выходят отложения палеозоя и мезозоя, осложненные смятием и разрывами. Пенджабский прогиб выполнен молассой (до 8000 м). Его ось постепенно перемещалась на платформу, поэтому молодой предгорный прогиб, выполненный сиваликом и наложенный на склон платформы, расположен значительно южнее миоценового прогиба, который в настоящее время входит в состав его складчатого склона (рис. 47).

Месторождения нефти области мелкие, малопродуктивные. Они связаны с двумя антиклинальными зонами, осложняющими платформенный склон и разделенными наиболее погруженной частью сиваликского предгорного прогиба. Более интенсивно смята и нарушена северная антиклинальная зона, граничащая с миоценовым прогибом, где находятся месторождения Кхаур и Дулиан. В южной зоне расположены месторождения Джойя-Мозёр, Балкассар, Карсал. Основным эксплуатационным горизонтом являются известняки эоцена; нефтеносны также известняки палеоцена и песчаники юры (Дулиан, Карсал, Тут) и местами трещиноватые песчаники миоцена (Кхаур). Глубины залегания продуктивных отложений палеогена 2300—2600 м, юры — 2700—3000 м. Небольшие притоки нефти на месторождении Джойя-Мозёр были получены из кембрийских песчаников. Месторождения Дулиан и Балкассар дают основную добычу Пакистана. Средний суточный дебит скважин до 50—70 т. В 1968 г. с помощью советских геологов в Потварской области были открыты два новых месторождения нефти — Кот-Саранг и Тут. В последнем с глубины 4465 м был получен приток нефти дебитом около 185 т/сут и газа 146 тыс. м³/сут.

Поиски нефти в Индской провинции, где имеется много выходов нефти и газа, были начаты еще сто лет назад. Однако только в 1915 г. было открыто первое месторождение нефти — Кхаур, а через 20 лет — Дулиан. В 1952 г. было открыто газовое месторождение Суи, а в 50—60-х годах все остальные месторождения нефти и газа.



Рис. 47. Геологический профиль через Потварскую нефтегазоносную область. По Пинфолду.

1 — соленосные породы кембрия; 2 — палеозой, мезозой; 3 — эоцен, палеоцен; 4 — миоцен (свита марри), 5 — плиоцен, плейстоцен (сивалик); 6 — нефть.

§ 25. Ассамская провинция

Ассамская провинция находится в штате Ассам в северо-восточной части Индии. Она приурочена к Ассамской окраинной впадине Индостанской платформы, которая протягивается узкой полосой между предгорьями Восточных Гималаев и горами Нага альпийской Бирманской зоны (см. рис. 46).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Ассамская впадина в центральной своей части, соответствующей долине р. Брахмапутра, выполнена толщей терригенных осадков палеогена и неогена мощностью 6000—7000 м, залегающей на кристаллическом фундаменте. Палеогеновые отложения морские с многочисленными прослоями известняков, а неогеновые — преимущественно континентальные молассы. В южной части впадины, разбитой краевыми взбросами хребта Нага, ниже палеогена, появляются меловые карбонатные породы. Мощность палеогена и неогена здесь возрастает почти вдвое, эти отложения представлены преимущественно аргиллитами. Основным нефтегазоносным комплексом является глинисто-песчаная толща олигоцена. Мощность отдельных продуктивных горизонтов олигоцена достигает 130 м. Дебиты скважин из этих отложений составляют от 20 до 40—70 т/сут. Второе место занимает миоценовый нефтегазоносный комплекс. Песчаные линзовидные горизонты миоцена многочисленны, но обладают низкими коллекторскими свойствами и малодебитны. Нефть плотностью 0,840—0,860 г/см³ преимущественно парафинистая.

Тектоника. Ассамская окраинная впадина возникла над выступом Индостанского щита — Ассамским клином, образованным кристаллическим массивом Шиллонг. На разбитый разломами массив Шиллонг в неогеновое время были надвинуты Восточные Гималаи и горы Нага, перекрывшие его склоны (рис. 48). Поверхности взбросов и надвигов были предопределены разломами кристаллического массива. Краевые структуры Нага, взброшенные по довольно крутым (до 45°) разломам, захоронены под аллювием, выполняющим впадину, и входят в состав ее южной части. Вдоль краевых взбросов на поднятых их крыльях встречаются узкие и довольно крутые приразломные антиклинали, разбитые поперечными сбросами и осложненные местами явлениями грязевого вулканизма (Дигбой).



Рис. 48. Геологический профиль Ассамской впадины. По Лизсу.

В центральной части впадины геофизической разведкой и бурением в неогеновой толще обнаружены погребенные валлообразные зоны, осложненные пологими, разбитыми на блоки поднятиями платформенного типа.

Условия залегания нефти и газа. Месторождения нефти принадлежат двум типам структур — приразломным и пологим платформенным поднятиям. Самое старое месторождение Дигбой, открытое еще в 1890 г. на взброшенном крыле взброса Нага, представляет узкое приразломное поднятие. Нефтеносны 24 песчаных пласта миоцена, объединенные в три горизонта. Продуктивные пласты на размытом своде структуры частично выходят на поверхность. Долгое время Дигбой давал основную добычу не только Ассамской провинции, но и всей Индии. Сейчас его годовая добыча менее 175 тыс. т. К приразломным структурам относятся еще два небольших месторождения. Из них на Макум-Намданге нефтеносны моноклиально залегающие трещиноватые песчаники олигоцена.

К платформенному типу структур относятся открытые в 50-х и начале 60-х годов в долине р. Брахмапутра четыре крупных и высокодебитных месторождения: Нахоркатия, Моран, Рудрасагар и Лаква. Разрабатываются первые три из них, обеспечивающие в настоящее время основную добычу провинции. Сводовые, разбитые на блоки залежи заключены в основном в рукавообразных песчаниках олигоцена на глубинах около 3500 м. Извлекаемые запасы месторождений Нахоркатия и Моран составляют 35—45 млн. т. Добыча нефти Ассамской провинции в 1967 г. составила около 3 млн. т.

Глава 12

ОБЛАСТЬ АЛЬПИЙСКОЙ СКЛАДЧАТОСТИ ЮЖНОЙ И ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

§ 26. Восточно-Бенгальская провинция

Восточно-Бенгальская провинция находится в Народной Республик Бангладеш, на геосинклинальном склоне передового прогиба складчатого сооружения Аракан-Йома (см. рис. 46) Бирманской складчатой системы. Последняя протягивается к югу от массива Шиллонг и от Ассамской провинции отделена крупным разломом. Прогиб на юге открывается в Бенгальский залив.

Стратиграфия и распределение газонефтеносности. Осадочный комплекс прогиба представлен мощной песчано-глинистой толщей мелководно-морских и аллювиально-дельтовых отложений олигоцена (более 1000 м) и среднего миоцена (до 6000 м). Промышленная газоносность связана с песчаными пластами среднего миоцена. Газ метановый, местами содержит небольшое количество конденсата.

Тектоника. Строение передового прогиба характеризуется резкой асимметрией: на западе протягивается его глубоко погруженный платформенный склон, на востоке — геосинклинальный склон шириной свыше 150 км. Вблизи хребта Аракан-Йома он осложнен антиклинальными складками, иногда чешуйчато надвинутыми друг на друга. В западном направлении складки становятся спокойнее, форма их приобретает коробчатый характер. Многие складки осложнены глинистыми диапирами. На севере, где геосинклинальный склон ограничен массивом Шиллонг, складки ориентированы параллельно его краю в широтном направлении, а южнее приобретают меридиональное простирание.

Условия залегания газа. Все месторождения приурочены к антиклинальным складкам, разбитым разрывами, и содержат сводовые залежи газа. В северной части провинции, в Силхетском газоносном районе, имеется много газонефтепроявлений и открыто три месторождения газа; из них разрабатываются два — Силхет и Чхатак на склоне массива Шиллонг. Газовые залежи залегают здесь на глубине 1100—1300 м и приурочены к двум пачкам миоценовых песчаников мощностью от 30 до 50—60 м каждая. Коллекторские свойства песчаников очень высокие. Извлекаемые запасы газа на месторождении Силхет составляют 3 млрд. м³. Южнее, в Титас-Разидпурском газоносном районе, месторождения приурочены к крупным брахиантиклиналям меридионального простирания и такого же, как в Силхете, строения, но запасы газа в них больше. Самым крупным является месторождение Титас, где газ открыт в более низких слоях миоцена на глубине около 3000 м. Считается, что по запасам Титас не уступает месторождению Суи. Южнее, в Читтагонгском районе, открыто газовое месторождение Джалди. Газ открыт также на побережье в районе г. Ситуэ и в акватории Бенгальского залива.

§ 27. Ирравадийская провинция

Ирравадийская провинция находится в пределах Бирмы и связана с крупной внутренней впадиной грабенного строения долины р. Ирравади, ограниченной на западе альпийскими складками антиклинорий Аракан-Йома и Нага, на востоке — областью мезозойской складчатости и срединным массивом Шань, а на севере гималайскими надвигами; на юге впадина открывается в море (рис. 49).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Кайнозойская толща осадочных пород, заполняющая Ирравадийскую впадину, характеризуется исключительно большой мощностью (более 20 000 м). Она представлена чередованием мощных свит глинисто-песчанистого состава палеогенового и неогенового возраста. В южной части впадины это в основном морские породы, северней — чередование морских, солоноватоводных и пресноводных толщ, а на самом севере, в Чиндвинском прогибе, — преимущественно пресноводные угленосные и грубообломочные отложения. Нефтеносность связана в основном со свитой пегу олигоцен-миоценового возраста, особенно с ее нижней угленосной частью (олигоцен), являющейся основным продуктивным комплексом. Многочисленные (до 30—50) прослои продуктивных песчаников мощностью от нескольких метров до нескольких десятков метров характеризуются очень изменчивыми коллекторскими свойствами. Суточные дебиты скважин составляют от нескольких килограммов до десятков, редко сотен тонн. Нефть высокосмолистая, парафинистая (8—10%), плотностью 0,820—0,830 г/см³.

Тектоника. Ирравадийская впадина представляет односторонний грабен размером (1000—1200) × (150—200) км. Ось впадины смещена к западу, и здесь мощность кайнозойских отложений наибольшая. В пределах осевой части впадины выделяются три крупных прогиба: Чиндвинский, Минбу и Дельтовый (Южный), разделенные поднятиями. В юго-восточной части впадины имеется также прогиб Ситтанг, отделенный от прогибов Дельтового и Минбу антиклинальной зоной Пегу-Йома, возникшей в миоцене. Прогибы осложнены узкими антиклинальными зонами субмеридионального простирания.

Условия залегания нефти и газа. Месторождения нефти приурочены к брахиантиклинальным поднятиям, осложняющим антиклинальные зоны, в которых происходило нефтенакопление. Эти поднятия часто асимметричного строения

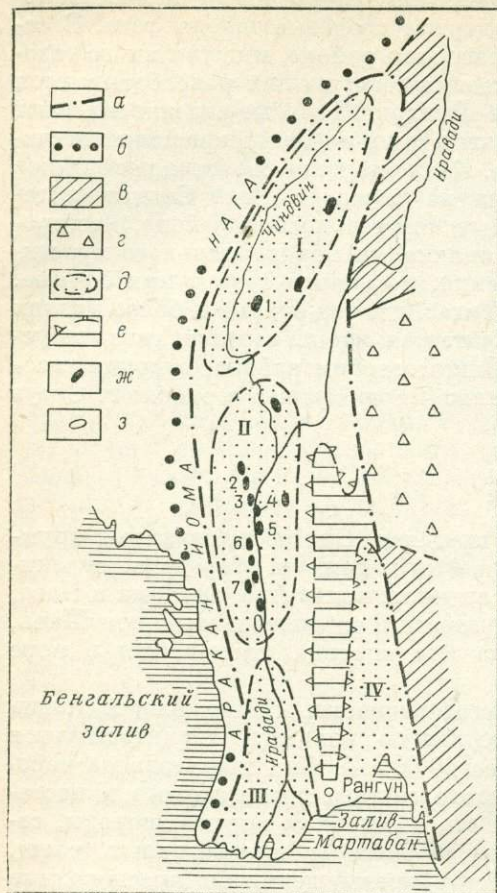


Рис. 49. Схема строения Ирравадийской впадины.

а — граница Ирравадийской провинции; б — область альпийской складчатости; в — область мезозойской складчатости; г — срединный массив Шань; д — прогибы: I — Чиндвин, II — Минбу, III — Дельтовый (Южный), IV — Ситтанг; е — зона Пегу-Йома; ж — нефтяные месторождения: 1 — Индо, 2 — Енангят, 3, 4 — Ланива — Чаук, 5 — Енангьяунг, 6 — Минбу, 7 — Енанма; з — газовое месторождение Пшайе.

нами была начата англичанами в конце прошлого столетия и до 20-х годов производилась главным образом на месторождении Енангьяунг, которое в 1918 г. дало максимальную добычу — 800 тыс. т нефти. В последующие довоенные годы было открыто большинство месторождений и основным по добыче стало месторождение Ланива-Чаук. К 1940 г. годовая добыча Бирмы составила около 1 млн. т. Во время войны промыслы были разрушены. В настоящее время добыча достигла довоенного уровня. Суммарная добыча провинции составляет около 50 млн. т.

§ 28. Индонезийская провинция

Индонезийская провинция охватывает ряд кайнозойских внутренних впадин, расположенных преимущественно на островах Суматра, Ява и Борнео Зондского архипелага и в западной части о. Новой Гвинеи (Западный Ириан).

с крутыми, иногда подвернутыми восточными крыльями, осложненными надвигами. Поднятия разбиты многочисленными поперечными сбросами эпитантиклинального характера, затухающими на небольшой глубине, и осложнены диапиризмом и грязевыми вулканами. Все месторождения многопластовые, количество залежей в них достигает нескольких десятков; глубина их от нескольких сотен метров до 1500 м. Залежи нефти сводовые, обычно разбитые сбросами на блоки и тектонически экранированные. Встречаются структурно-литологические залежи (Енангьяунг). Известны единичные месторождения моноклинального строения (Енанма) с литологическими залежами.

Основные месторождения приурочены к прогибу Минбу, в котором мощность кайнозойских отложений достигает 15 км. Здесь открыто 11 нефтяных месторождений и одно газовое (Пшайе). Все они находятся в двух антиклинальных зонах, расположенных кулисообразно. Самыми крупными являются месторождения Енангьяунг и Ланива-Чаук (Сингу), разделенное руслом р. Ирравади на две части. Оба они расположены в северной антиклинальной зоне и характеризуются дебитами нефти до 120—150 т/сут. Многие залежи имеют газовые шапки. Относительно крупным является также месторождение Индо в Чиндвинском прогибе, в котором обнаружена тяжелая нефть.

Нефтепроявления в долине р. Ирравади были известны со средних веков. Нефть добывалась из колодцев. Добыча нефти скважинами

Она находится на территории Индонезии, султаната Бруней и частично Малайзии (Саравак) и Филиппин (рис. 50).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Впадины Суматры, Явы и Восточного Борнео выполнены отложениями палеогена, неогена и плейстоцена мощностью до 6000 м на Яве, до 12000 м на Суматре и местами до 11000—20 000 м на Борнео. Фундаментом впадин являются докембрийские и байкальские кристаллические породы, местами в его состав входят складчатые и метаморфизованные мезозойские образования. Разрез кайнозойских отложений в различных частях провинции имеет значительные отличия. В целом он представлен слабо сцементированными глинисто-песчаными образованиями неогена, местами с подчиненными прослоями карбонатов. Эти отложения морские в нижней части разреза, кверху замещаются паралическими угленосными и континентальными. В этом направлении возрастает и песчанность разреза. В верхней его части распространены туфы.

Основным нефтегазоносным комплексом являются отложения верхнего миоцена — плиоцена. Песчаные коллекторы обычно линзовидные. Местами нефтеносны глобигериновые мергели миоцена и плиоцена (Ява), а в Западном Ириане — рифовые известняки верхнего миоцена. Нефтеносность охватывает также отложения олигоцена-эоцена (Борнео, Ява). Нефтематеринские толщи предполагаются в основном в нижней глинистой части разреза палеогена.

Нефти Индонезийской провинции малосернистые, в основном двух типов: парафинистые и беспарафиновые. Плотность нефтей варьирует в широких пределах — от 0,776 до 1,034 г/см³. Самые крупные скопления состоят из тяжелых нефтей. Некоторые нефти имеют своеобразный, характерный только для нефтей вулканических областей, состав: они богаты ароматическими углеводородами и твердым парафином.

Тектоника. Индонезийская провинция находится в чрезвычайно сложной тектонической обстановке — на стыке альпийской складчатости Евразии с тихоокеанской складчатостью Восточной Азии. Индонезийская тектоническая область является примером современной геосинклинали и характеризуется крупными дугами кайнозойской складчатости, образовавшими систему островов и разделяющих их геосинклинальных котловин (моря Банда и др.). Одной из основных дуговых структур является Бирмано-Яванская дуга, которая прослеживается на громадное расстояние из Бирмы через Андаманское море и южную часть островов Суматра и Ява, сочленяясь на востоке с южными разветвлениями тихоокеанской складчатости. Западные ветви последней на юге замыкаются горными сооружениями островов Борнео и Сулавеси, восточные протягиваются в Новую Гвинею и далее на юго-восток.

Бирмано-Яванская дуга образована кайнозойскими антиклинориями, покрытыми вулканами. Разломами она делится на ряд блоков. С севера тектонические структуры дуги окаймлены неогеновыми впадинами, которые отделяют ее от Малаккско-Калимантанского мезозойского складчатого сооружения — стабильного блока, представляющего самую южную часть азиатского континента. В настоящее время этот блок погружен под воды мелкого моря и образует обширный Зондский шельф Южно-Китайского моря и шельф Яванского моря, где глубина воды всего 40—50 м. На суше остатки этого блока выступают в центральной части о. Борнео и в северо-восточной прибрежной полосе о. Суматра. Внутри зоны мезозойской складчатости имеется, по-видимому, область консолидации типа срединного массива, переработанная мезозойскими движениями — продолжение Индосинийского массива Индокитая.

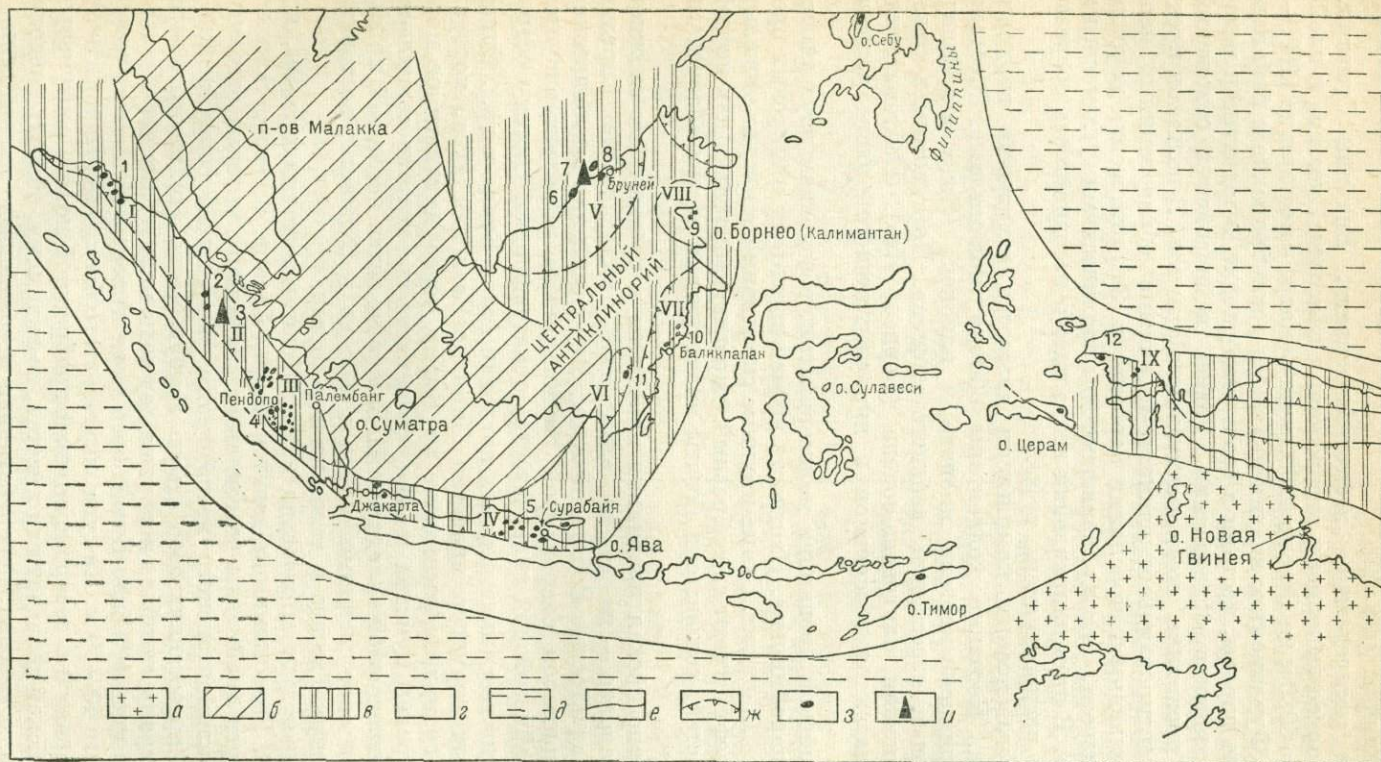


Рис. 50. Тектоническая схема и нефтегазоносные области Индонезийской провинции. Составила Н. Ю. Успенская по Р. Мейнхолду, К. М. Севостьянову и М. М. Афанасьевой.

а — области байкальской и герцинской складчатости; б — Малаккско-Калимантанское мезозойское складчатое сооружение; область кайнозойской складчатости; в — предчетвертичной складчатости, г — современной геосинклинали; д — талассократоны; е — тектонические границы; ж — неогеновые впадины; з — месторождения нефти и газа; и — нефтяные месторождения-гиганты.
 Нефтегазоносные области и районы. Суматра: I — Северная, II — Центральная, III — Южная; Ява: IV — район Тжепу; Борнео: V — Саравакская. Восточная: VI — Барито; VII — Кутей; VIII — Таракан; IX — Западно-Ирианская область.
 Месторождения: 1 — Рангау; 2 — Дури; 3 — Минас; 4 — Пендопо; 5 — Кавенган; 6 — Мири; 7 — Серия; 8 — Ампа; 9 — Таракан; 10 — Санга — Санга; 11 — Танджунг; 12 — Кламоно.

Неогеновые впадины Суматры, Явы и Борнео, возникшие между кайнозойским и мезозойским складчатым сооружением, являются внутренними впадинами. Складчатость заполняющих их молодых отложений параллельна их простиранию. Протяженные антиклинальные зоны, хорошо выраженные на поверхности, отвечают разломам и поднятым блокам докайнозойского фундамента. Наиболее интенсивно эти зоны проявляются вблизи кайнозойских горных сооружений складчатых дуг и ослабевают по направлению к более стабильному мезозойскому обрамлению впадин.

Условия залегания нефти и газа. Антиклинальные зоны неогеновых впадин представляют зоны нефтегазонакопления, в пределах которых группируются все нефтяные месторождения. Последние приурочены к отдельным брахиантиклинальным поднятиям. Отмечается отсутствие крупных месторождений в сильно нарушенных зонах, ближайших к горным цепям. Нефтеносные поднятия обычно асимметричного строения, разбиты поперечными сбросами на ряд блоков. Некоторые складки осложнены явлениями зачаточного глинистого диапиризма. На Яве и Суматре наблюдается приуроченность месторождений к эрозионно-тектоническим выступам фундамента. Эти выступы, иногда сложенные гранитами, образуют погребенные кряжи, вдоль которых в отложениях неогена возникли антиклинальные зоны и происходила преимущественная локализация коллекторских пород (рис. 51). Только над такими выступами образовались песчаные коллекторы в нижнем миоцене.

Все месторождения многопластовые; залежи в них сводовые, обычно разбитые разрывами и тектонически экранированные. Продуктивные горизонты, как правило, залегают на небольших глубинах — от нескольких сотен метров до 1700—2000 м. Всего в провинции известно около 90 месторождений, из них более 75 в Индонезийской республике. Все месторождения нефтяные.

В Индонезийской провинции выделяются следующие субпровинции, приуроченные к крупным неогеновым впадинам: Суматры, Явы, Северо-Западного Борнео, Восточного Борнео (Калимантана), Западно-Филиппинская, Западно-Ирианская (Новая Гвинея).

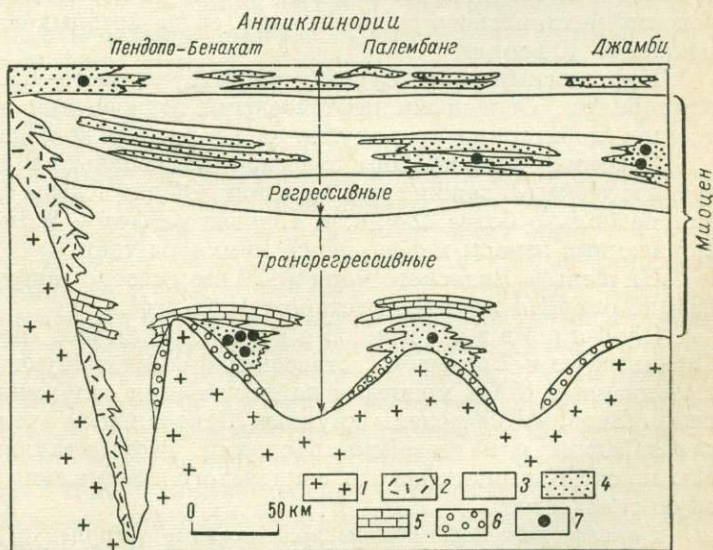


Рис. 51. Схематический разрез, показывающий влияние рельефа фундамента на распределение фаций миоцена и плиоцена на северо-востоке Суматры. По Веннекерсу.

1 — фундамент; 2 — туфы;
3 — глины; 4 — песчаники;
5 — известняки; 6 — конгломераты; 7 — нефть.

Субпровинция Суматры является самой богатой в Индонезии по добыче и запасам. Она включает три нефтегазоносные области — Северную, Центральную и Южную, отвечающие самостоятельным прогибам неогеновой впадины. Северный прогиб открывается на северо-восток в море, а Центральный и Южный заключены между зоной кайнозойских антиклинорий и прибрежной мезозойской складчатой зоной. Стратиграфические разрезы этих прогибов сопоставляются с трудом вследствие резких изменений фаций и мощностей выполняющих их кайнозойских мелководных отложений. В разрезе северо-восточного прогиба, мощность которого достигает 12 000 м, выделяются палеогеновые отложения (4000 м), отсутствующие южнее, где разрез начинается с неогена и мощность его сокращена до 3000—6000 м.

В северной области имеется 12 месторождений, из которых основные Рангау и Палу-Табухан. Центральная область самая крупная на Суматре по добыче и запасам. Здесь находится месторождение гигант Минас с извлекаемыми запасами нефти 570 млн. т. Годовая добыча Минаса 15 млн. т нефти (1968 г.). Второе по значению — месторождение Дури, добыча которого составляет 2,5 млн. т. Нефтеносные антиклинали в Центральном районе выражены интенсивнее, чем на севере; нефтеносные песчаники плиоцена и миоцена обладают лучшими коллекторскими свойствами. В южной области сосредоточена большая часть месторождений Суматры — около 30. Они приурочены к трем структурным зонам северо-западного простирания, возникшим над выступами фундамента (см. рис. 51). Крупными являются месторождения Пендопо и Палембанг, в ядрах которых обнаружены выступы гранита. Суммарная добыча нефти Палембанга более 56 млн. т. В других месторождениях в основном нефтеносны вышележащие слои верхнемиоцен-плиоценового возраста.

Субпровинция Явы имеет гораздо меньшее промышленное значение, чем субпровинция Суматры. Стратиграфический разрез неогеновой впадины здесь характеризуется выдержанными мелководно-морскими осадками, начинающимися с олигоцена, общей мощностью всего от 2000 до 6000 м. В строении впадины выделяются два антиклинория, разделенные прогибом. К складкам северного из них приурочено 18 небольших месторождений западного нефтегазоносного района Тжепу, среди которых основным является месторождение Кавенган.

Нефтеносный район Сурабая расположен восточнее, в прогибе между антиклинориями. Основными нефтеносными горизонтами здесь являются мелоподобные глобигериновые ракушники верхнего плиоцена.

Нефтяные залежи Явы залегают на небольших глубинах (600—1600 м); средние дебиты скважин здесь невелики. Общая добыча Явы с начала эксплуатации несколько более 22 млн. т. Годовая добыча — несколько сотен тысяч тонн. Доказанные запасы менее одного миллиона тонн.

На шельфе Яванского моря в 120 км к северо-западу от Джакарты в начале 1969 г. открыто крупное месторождение нефти.

Субпровинция Борнео включает нефтегазоносные области Саравакскую и Восточную, отвечающие соответствующим глубоким впадинам, выполненным очень мощными кайнозойскими отложениями, частично угленосными. Впадины разделены крупным Центральным антиклинорием, сложенным мезозойскими и палеозойскими слоями. Этот антиклинорий является частью Малаккско-Калимантанского складчатого сооружения, втянутой в кайнозойскую складчатость.

Саравакская нефтегазоносная область (Бруней и Саравак) представляет открывающуюся в море впадину, выполненную палеоген-неогеновыми отло-

жениями колоссальной мощности (10—20 тыс. м и более), около половины которых приходится на долю палеоцен-эоцена, обычно резко несогласно залегающего на слабо метаморфизованных меловых отложениях. Кайнозойские отложения смяты в узкие длинные складки в основном северного или северо-восточного простирания, разделенные широкими синклиналями. Складки осложнены брахиантиклиналями разбитыми многочисленными разрывами с явлениями диапиризма. К этим структурам в прибрежной зоне акватории приурочены месторождения нефти. Коллекторами служат песчаники плиоцена и миоцена. В Сараваке находится месторождение Мири, а в Брунее — Серия, Джерудонг и морские месторождения Ампа, Юго-Западная Ампа, Лутонг, Фэрли и др.

Месторождение-гигант Серия — самое большое на о. Борнео, с запасами 250 млн. т, приурочено к крупному широкому поднятию, разбитому серией ступенчатых сбросов, параллельных его оси. Нефтеносны 26 песчаных пластов плиоценового и верхнемиоценового возраста. Добыча превышает 4 млн. т нефти в год. Суммарная добыча месторождения с начала эксплуатации и до 1969 г. составила свыше 100 млн. т. Извлекаемые запасы до 250 млн. т.

Восточная нефтегазоносная область Борнео включает три нефтегазоносных района, приуроченных к впадинам Барито, Кутей и Таракан. Мелкая впадина Барито, наложенная на юго-восточный склон Центрального антиклинория, содержит единственное нефтяное месторождение Танджунг на своем приподнятом восточном борту. Оно приурочено к антиклинали, осложненной интрузией изверженных пород и крупных надвигов, и давало почти 2 млн. т нефти в год (1963 г.). В последнее время добыча его сильно снизилась.

Впадины Кутей и Таракан открываются в море и выполнены палеоген-неогеновыми отложениями, начинающимися с эоцена, мощностью 9000—10 000 м, сложенными в протяженные складки субмеридионального простирания. Во впадине Кутей с ними связаны месторождения нефти Санга-Санга и Самбоджа с залежами в основном в миоцене, открытые более 60 лет назад в районе г. Баликпапан. Годовая добыча месторождения Санга-Санга около 100 тыс. т.

Во впадине Таракан, расположенной частично на островах Таракан и Бунджу, имеется несколько небольших месторождений с залежами в отложениях плиоцен-плейстоцена. Самое крупное месторождение — Таракан имеет годовую добычу 150 тыс. т.

Западно-Филиппинская нефтегазоносная субпровинция расположена к северо-востоку от о. Борнео на Западно-Филиппинской кайнозойской дуге, где имеются неогеновые впадины с многочисленными выходами нефти. На о. Себу обнаружены два незначительных месторождения с годовой добычей не более нескольких сотен тонн.

Западно-Ирианская субпровинция также относится к Индонезийской провинции. Она расположена на п-ове Vogelkop в западной части о. Новая Гвинея и включает о. Церам. Субпровинция приурочена к неогеновой впадине, заполненной мощной толщей мелководно морских и континентальных отложений. Впадина с трех сторон окружена кайнозойскими складчатыми сооружениями, представляющими восточную ветвь тихоокеанской складчатости. В Западном Ириане разрабатываются три небольших месторождения нефти, открытых в конце 40-х годов, основное из которых — Кламоно за 20 лет эксплуатации дало около 4 млн. т тяжелой нефти. Остальные месторождения истощены. На всех месторождениях нефтеносны рифовые известняки миоцена в бортовой части впадины.

Нефть на Зондском архипелаге известна по естественным выходам с глубокой древности. Бурение на нефть было начато голландцами в 1872 г. на Яве и вслед за тем в 1883 г. на Суматре и Борнео. Систематическая разработка месторождений началась в 1910 г. Большая их часть была открыта в период с 1927 по 1941 г. До 1941 г. в провинции добывалось не более 12—17 млн. т. нефти в год. Во время Второй мировой войны и японской оккупации промыслы и нефтеперерабатывающие заводы были разрушены. Восстановили их главным образом после учреждения в 1945 г. Индонезийской Республики. В последние годы нефтедобыча провинции очень возросла, достигнув 52 млн. т в 1970 г., из которых 45 млн. т приходится на Индонезию и 7,4 млн. т на Бруней и Малайзию. В значительном объеме разведка ведется на шельфах Яванского моря и между островами Борнео — Суматрой и Борнео — Сулавеси, где уже открыты новые месторождения. Разведуются акватории Западного Ириана, Малаккского пролива и Южно-Китайского моря.

§ 29. Провинция кайнозойских прибрежных и внутренних впадин Японской тектонической системы

В состав Японской тектонической системы входят островные дуги кайнозойской складчатой области, частично затопленные водами Тихого океана, и окаймляющие их с востока геосинклинальные желоба, а с запада — геосинклинальные котловины Японского и Восточно-Китайского морей. Провинция охватывает и прибрежные внутренние впадины кайнозойской складчатости Японских островов (Хоккайдо, Хонсю и Кюсю) и о. Тайвань. Остров Хоккайдо лежит на продолжении Сахалинской складчатой зоны, кулисно расположенной к Японской дуге, включающей острова Хонсю и Кюсю.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. На складчатом фундаменте впадин, сложенном палеозойскими и мезозойскими породами, залегает толща миоцена (мощность до 6000 м) и плиоцена (мощность 4500 м). Это в основном морские аргиллиты и алевролиты с редкими песчаными пачками и многочисленными включениями эффузивных пород. В низах миоцена имеются туфы, туфобрекчи, конгломераты. В разрезе плиоцена преобладают аргиллиты, а в плейстоцене — пески и алевролиты. На о. Хоккайдо миоцен угленосен и подстигается темноцветными сланцами олигоцена и угленосным верхним мелом. Коллекторами служат трещиноватые туфы и аргиллиты, реже песчаники, часто линзовидные. Промышленно нефтегазоносны отложения миоцена и плиоцена. Основным нефтегазоносным комплексом является верхнеплиоценовый. Нефть очень малосернистая, плотностью 0,76—0,92 г/см³. В плиоценовых и четвертичных слоях растворенный в воде газ насыщает песчаные, реже гравийные толщи. Газ содержит от 27 до 95% метана, примеси углекислого газа и азота.

Тектоника. Центральные части Японских островов заняты антиклинориями, сложенными гнейсами, вулканогенными породами и складчатыми палеозойскими и мезозойскими образованиями. Антиклинории разбиты разломами и покрыты вулканами. С востока и запада они окаймлены кайнозойскими впадинами, выполненными складчатыми терригенными, местами угленосными отложениями (рис. 52).

Строение впадин осложнено резко выраженными антиклинальными зонами субмеридионального направления, разбитыми разрывами.

Условия залегания нефти и газа. Нефтегазоносность приурочена к кайнозойским впадинам. Большая часть месторождений нефти связана с сильно дислоцированными антиклинальными складками, обычно разбитыми на блоки поперечными нарушениями. Месторождения многопластовые со сводовыми тектонически экранированными и литологическими залежами. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 20 до 2500 м. Нефтяных месторождений

известно более 80, почти все они малодебитные и после нескольких лет разработки добыча их обычно сильно уменьшается. Половина месторождений уже выработана. Основная добыча ведется из 10 месторождений, расположенных в нефтегазоносных районах Ниигата и Акита — Ямагата на западном побережье о. Хонсю. Газовых месторождений около 40, добыча из них растет с каждым годом. В большинстве газовых месторождений водорастворенный газ заключен в плиоцен-плейстоценовых отложениях, залегающих почти горизонтально, в обширных пологих синклиналиях. Предполагается, что газ биохимического происхождения. Суточные дебиты его из скважин очень разнообразны и достигают нескольких тысяч кубометров. Запасы водорастворенного газа в Японии очень значительны. Газ широко используется в промышленности и коммунальном хозяйстве. В некоторых районах разрабатываются также каменноугольные газы в ряде шахт.

Основные нефтегазоносные районы расположены в западных впадинах островов Хоккайдо, Хонсю и Кюсю. В последнее время начато интенсивное освоение акватории Японского моря, где бурение ведется на глубине до 20 м. На о. Хоккайдо месторождения нефти значительные; газоносность приурочена к палеогеновым отложениям. На о. Хонсю в нефтеносном районе Акита — Ямагата наряду с мелкими месторождениями находится одно из крупных в

Японии месторождение Ябасе. Расположенный южнее нефтегазоносный район Ниигата дает в год около 400 тыс. т нефти — половину добычи страны. Среди месторождений района основное — Кубики — самое крупное в Японии, расположенное на суше и в акватории. В центральной части района на побережье находится самое крупное в стране месторождение водорастворенного газа — Ниигата, занимающее площадь 1000 км² на суше и 2000 км² в акватории. Оно дает в год около 100 млн. м³ газа. Наиболее богатые газовые горизонты здесь обнаружены на глубинах до 700 м в миоцене. Залежи тектонически экранированные. Район Ниигата дает 75% добычи газа страны. Второе место по добыче газа занимает газоносный район Южного Канто на восточном побережье о. Хонсю, представляющий собой обширный прогиб, в середине которого находится г. Токио. К центру прогиба площадью 4 тыс. км² приурочены залежи водорастворенного газа в четвертичных отложениях. Запасы газа 80 млрд. м³. Общая добыча газа в Японии 2,5 млрд. м³ (1970 г.), а нефти 0,8 млн. т (1970 г.). Около

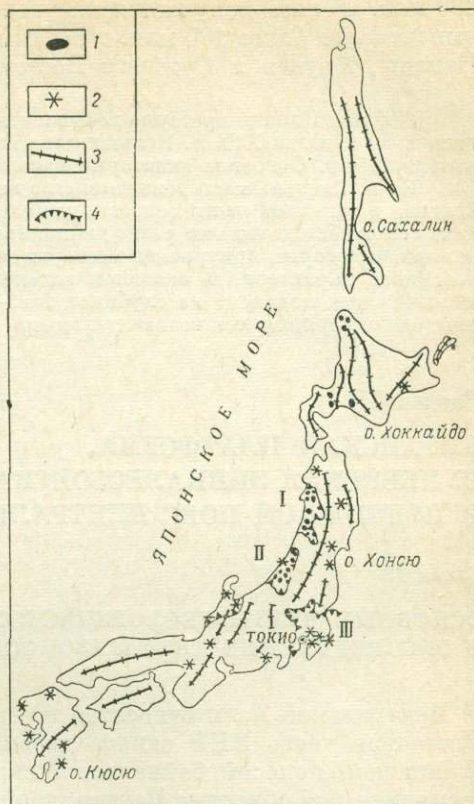


Рис. 52. Нефтеносные и газоносные районы Японии. По К. Канеко.

1 — продуктивные нефтеносные площади; 2 — газоносные площади в четвертичных продуктивных отложениях; 3 — простирации складок; 4 — основные кайнозойские впадины. Нефтегазоносные районы: I — Акита-Ямагата; II — Ниигата; III — газоносный район Южного Канто.

300 млн. м³ газа получается на угольных шахтах. Япония в настоящее время импортирует более 100 млн. т нефти в год, а также сжиженный газ из Аляски, Канады, Брунея и Среднего Востока.

Нефть в Японии кустарно добывалась с XIII в., но промышленная разработка ее началась в 70-х годах XIX в. Большинство месторождений водорастворенного газа открыто в начале 1951 г. Освоение акватории началось в 50-х годах.

На о. Тайвань месторождения газа известны с 1875 г. Они приурочены к кайнозойской впадине в западной части острова, выполненной мио-плиоценом мощностью до 10 км. Впадина осложнена длинными резко дислоцированными линейными складками и брахиантиклиналями, к которым приурочены месторождения с залежами сводового и тектонически экранированного характера. В основном залежи газовые. Газоносны до 15 пластов песчаников нижней части плиоцена на глубинах 1400—3900 м. Все известные на Тайване месторождения (около 10) являются незначительными. В 1970 г. добыча нефти составила около 100 тыс. т.

Раздел III

КИТАЙСКАЯ ПЛАТФОРМА, ДУНБЕЙСКАЯ ЭПИПАЛЕЗОЙСКАЯ ПЛАТФОРМА И ПОДВИЖНОЙ ПОЯС ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Глава 13

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

К Центральной Азии относятся в основном территории КНР и МНР (рис. 53). Восточная часть КНР занята древней Китайской платформой. С севера она ограничена полосой байкальской складчатости, с запада — эпи платформенной орогенической областью Центральной Азии. С юго-запада и юга Китайская платформа окаймлена областью раннемезозойской складчатости Северного Тибета и Северного Индокитая.

Отличительной чертой подвижной Китайской платформы является слабая консолидация и сильная расчлененность фундамента и возникновение в платформенном чехле вдоль крупных разломов линейных складчатых и глыбово-складчатых приразломных зон. Эти структуры, называемые яньшаньскими, представляют своеобразнейшую черту тектоники КНР. Формирование их началось в мезозое и особенно интенсивно происходило в конце юры и мелового периода, когда Китайская платформа испытала сильное раздробление во время складчатости мезозойских систем Тихоокеанского пояса и Индокитая. Отдельные приразломные локальные поднятия имеют сундучный, горст-антиклинальный, гребневидный или изоклинальный характер. Иногда они опрокинуты или надвинуты обычно в сторону опущенного крыла взбросов. Прогобы, разделяющие поднятия, часто имеют характер грабен-синклиналей. В конце неогена и плейстоцена, когда Китайская платформа поднялась, яньшаньские дислокации также испытали сильное поднятие и образовали горные кряжи высотой до 2000—3000 м.

Чехол платформы сложен палеозойскими мелководными карбонатными породами и мощными континентальными красноцветными образованиями мезокайнозойского возраста.

По степени тектонической активности Китайская платформа делится на две части поясом герцинской складчатости Циньлин, отходящим от Куньлуня.

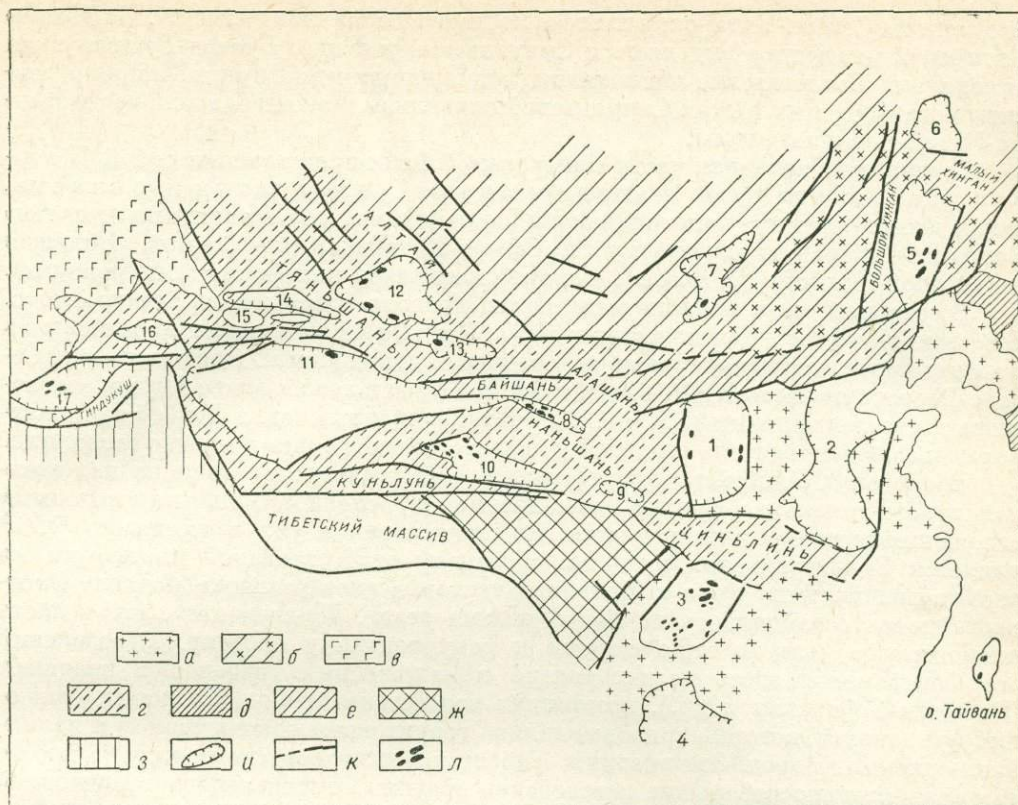


Рис. 53. Схема тектоники Центральной и Восточной Азии и размещения нефтегазоносных провинций и областей. Составила Н. Ю. Успенская по М. И. Варенцову, В. Н. Дитмару, Н. Т. Куренкову, К. М. Кравченко и тектонической карте Евразии 1964 г.

а — Древняя Китайская платформа; б — эпигерцинская Дунбейская платформа; в — эпигерцинская Скифско-Туранская платформа; г — эпи платформенная орогенетическая область Центральной Азии; д — байкальские складчатые сооружения; е — области каледонской и герцинской складчатости в разной степени переработанные мезозойскими движениями; ж — мезозойские складчатые сооружения; з — альпийские складчатые сооружения; и — контуры некоторых мезо-кайнозойских впадин; к — основные разломы; л — месторождения нефти и газа (в МНР, КНР и Афганистане).
Синеклизы и впадины. Китайская платформа: 1 — Ордосская, 2 — Северо-Китайская, 3 — Сычуаньская, 4 — Гуанси-Гуйчжоуская; Дунбейская платформа: 5 — Сунляо, 6 — Зее-Буреинская; область герцинской складчатости: 7 — Восточно-Гобийская; эпи платформенная орогенетическая область Центральной Азии: 8 — Цзюцюаньская, 9 — Минхэ, 10 — Цайдамская, 11 — Таримская, 12 — Джунгарская, 13 — Турфанская, 14 — Илийская, 15 — Иссыккульская, 16 — Ферганская, 17 — Афгано-Таджикская.

Северная часть — Северо-Китайская платформа, относительно подвижная, южная часть — сильно активизированная Южно-Китайская платформа с более полным и мощным осадочным чехлом и более резко выраженными яншаньскими дислокациями, которые сопровождалась вулканизмом.

В пределах Северо-Китайской платформы выделяются две крупные синеклизы — Ордосская и Северо-Китайская. Ордосская синеклиза выполнена преимущественно мезозойскими красноцветными отложениями, которые начинаются с триаса, а Северо-Китайская — кайнозойскими. Все синеклизы Китайской платформы, как северной, так и южной ее частей, характеризуются угловатыми очертаниями и ограничены обычно крупными разломами. Яншаньские складча-

тые зоны на Северо-Китайской платформе имеют локальное развитие. На Южно-Китайской платформе выделяются Сычуаньская и южнее Гуанси-Гуйчжоуская синеклизы. Яньшаньские дислокации весьма напряженного типа, широко развиты в приобортовых частях Сычуаньской синеклизы и в центральной части Южно-Китайской платформы.

Северная и западная части Центральной Азии представляют собой Центральназиатскую палеозойскую складчатую область, заключенную между каледонидами и байкалидами, обрамляющими древнюю Восточно-Сибирскую платформу, и Северо-Китайской платформой. Большая часть этой области в мезозое характеризовалась платформенным режимом.

В северной части области выделяется Монголо-Охотский складчатый пояс. В восточной части этого пояса находится Дунбейская эпигерцинская платформа, активизированная новейшими движениями. Она охватывает Северо-Восточную часть КНР, бассейн Зеи и Буреи и левобережье Амура, а на востоке достигает границы КНР и СССР. Платформенный чехол Дунбейской платформы разобран местами выступами палеозойского и более древнего основания.

В пределах Дунбейской платформы в КНР выделяется крупная наложенная грабен-синеклиза Сунляо, выполненная в основном мощными меловыми отложениями платформенного типа. Ее продолжением уже в пределах СССР является Зее-Буреинская впадина. К западу от Дунбейской платформы на территории пустыни Гоби в Монголии тектоническое развитие Монголо-Охотского пояса остановилось на более раннем этапе. По-видимому, эту область низкогорного рельефа надо отнести к рекуррентному орогену. Мезозойский осадочный чехол здесь развит только в наложенных грабеновых впадинах (Восточно-Гобийская и др.), возникших вследствие глыбово-блоковых движений фундамента, которые сопровождались гранитоидным магматизмом и излиянием основных пород. Эти впадины относятся к тихоокеанскому типу*, так же как сравнительно небольшие мезозойские впадины сопредельного с Монголией Забайкалья, возникшие на каледонском и байкальском фундаменте.

К югу от Монголо-Охотского пояса в неоген-четвертичное время образовалась эпиплатформенная орогеническая область Центральной Азии с высокогорным рельефом, где горные хребты разделены глубокими неотектоническими впадинами**. Последние выполнены мощными кайнозойскими осадками, которые сформировались на палеозойском складчатом основании или на покрывающем его платформенном чехле.

Нефтегазоносность как Китайской, так и эпигерцинской платформ и эпиплатформенной орогенической области связана в основном с отложениями мезозоя, в меньшей степени — кайнозоя. Примечательно, что промышленные нефть и газ здесь распространены преимущественно в континентальных и солоноватоводных отложениях, обычно образовавшихся в древних озерах, что подтверждает мнение И. М. Губкина, высказанное им еще в 1932 г.

Продуктивные горизонты по большей части отличаются непостоянным распространением и низкими коллекторскими свойствами; большую роль играет их трещиноватость. Местами нефтеносны морские породы триаса и перми. Нефтепроявления известны и в породах палеозоя.

Нефтегазоносные провинции древней Китайской платформы связаны с внутриплатформенными синеклизами Сычуаньской и Ордосской. К Дунбейской

* Впадины тихоокеанского и неотектонического типов выделены в Центральной Азии на тектонической карте Евразии (1966 г.) и в монографии «Тектоника Евразии» (1966 г.).

** Некоторые исследователи (Хаин, 1970 г.) в последнее время считают орогеническую область Центральной Азии не эпиплатформенным, а рекуррентным орогеном.

Таблица 16

Стратиграфическое распределение нефтегазонасности
в Центральной Азии

Провинция	P	T	J	Cr	Pg	N
Китайская платформа						
Ордосская	—	H*	—	—	—	—
Сычуаньская	Г	Г*	H*	—	—	—
Дунбейская эпигер- цинская платформа						
Сунляо	—	—	H	H*	—	—
Монголо-Охотский складчатый пояс						
Монголо-Забайкальская	—	—	—	H	—	—
Эпиplatformенная орогеническая область Центральной Азии						
Провинция неотектонических впадин; субпровинции:						
Цзюцюаньская	—	—	—	—	—	H
Джунгарская	—	H*	H*	H	—	H*
Цайдамская	—	—	—	—	H	H
Афгано-Таджикская	—	—	H*	H*	H	—

эпипалеозойской платформе относится крупная провинция Сунляо, связанная с внутриплатформенной грабен-синеклизой, а к палеозойскому складчатому поясу — Монгольско-Забайкальская провинция тихоокеанских впадин.

Провинция эпиplatformенной орогенической области Центральной Азии включает группу неотектонических впадин, среди которых наибольшей нефтегазонасностью отличаются Джунгарская и Цзюцюаньская.

На территории КНР известно более 100 месторождений нефти и газа, из которых разрабатывается не больше половины. Добыча КНР в 1970 г. составила около 19 млн. т нефти, часть которой является продуктом перегонки горючих сланцев. Добыча газа в КНР — 11 млрд. м³ (1969 г.). Стратиграфическое распределение нефти и газа в провинциях Центральной Азии показано в табл. 16.

§ 30. Ордосская провинция

Провинция приурочена к внутриплатформенной Ордосской синеклизе размером 650×400 км, расположенной внутри большой дуги, образованной р. Хуанхэ. Синеклиза окружена со всех сторон разновозрастными горными сооружениями. Дно ее поднято на 2 км выше уровня моря.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. На рифейском фундаменте впадины лежат породы кембрия и ордовика карбонатно-сланцевого состава (от 400 до 1500 м) и угленосная песчано-сланцевая толща карбона и перми (до 1500—2000 м). Мезо-кайнозойская, преимущественно красноцветная, толща континентального происхождения начинается с триаса (от 1800 до 7000 м). Слои верхнего триаса — нижней юры угленосны; в верхнеюрских породах имеются горючие сланцы. Основным нефтегазоносным комплексом является триасовый. Нефтеносны в основном сильно сцементированные песчаники верхнего триаса мощностью от нескольких метров до первых десятков метров. Коллекторские свойства обусловлены трещиноватостью пород у разрывов. Дебиты скважин малы, неустойчивы и быстро падают; обычно они измеряются десятками килограммов в сутки. Нефтепроявления известны также в юрских и меловых отложениях.

Тектоника. Ордосская синеклиза имеет асимметричное строение — западный склон крутой, осложненный мелкими разбитыми поднятиями, восточный — пологий и осложнен структурными носами. С севера, запада и юга впадина ограничена крупными разломами и предразломными грабенами, заполненными мощными толщами мезо-кайнозойских пород. В приосевой части дорифейский фундамент опущен до отметки — 7000 м.

Условия залегания нефти и газа. В Ордосской провинции имеется несколько десятков естественных нефтепроявлений. Нефть добывается всего из нескольких месторождений в основном на восточном склоне синеклизы. Все они очень незначительные и приурочены к структурным носам и мелким поднятиям. Многочисленные (до нескольких десятков), но малодебитные залежи находятся на глубине от 150 до 900 м.

§ 31. Сычуаньская провинция

Сычуаньская провинция приурочена к внутриплатформенной синеклизе размером 300×600 км, расположенной в среднем течении р. Янцзы в провинции Сычуань. Северо-западным ее обрамлением является мезозойская складчатость хребта Лунмыньшань (рис. 54). На юго-западе, юге, востоке и северо-востоке синеклиза ограничена глыбовыми горными массивами.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Фундамент впадины сложен докембрийскими породами. Общая мощность осадочного выполнения достигает 6000—15 000 м; в его составе основная роль принадлежит мезозойским отложениям. Разрез допермских морских отложений напоминает разрез Ордосской впадины, но отличается большей мощностью (до 10 000 м) и карбонатностью. Породы перми мощностью 300—600 м представлены известняками с угленосными и битуминозными сланцами. Основное отличие Сычуаньской впадины от Ордосской состоит в том, что триас Сычуани имеет еще морской характер и представлен мощной (до 2000 м) толщей карбонатно-глинистых

пород с прослоями эвапоритов. Континентальная серия начинается угленосными сероцветными осадками нижней и средней юры мощностью от 400—800 до 3000 м (на западе). Выше следует красочная толща верхней юры и мела (более 5000 м). Эти породы слагают поверхность впадины, в связи с чем ее именуют также «Красным бассейном».

Основным газоносным комплексом являются известняки триаса (в основном среднего) и нижней перми. Основной нефтегазоносный комплекс — верхнеюрский, в котором выделяется несколько продуктивных пластов песчаников и известняков.

Тектоника. Сычуаньская синеклиза находится в пределах южной, гораздо более подвижной, чем северная, части Китайской платформы, которая испытывала сильное воздействие яньшаньской складчатости и характеризуется проявлениями активного вулканизма. Тектоническое строение ее гораздо более сложное, чем Ордосской синеклизы. Докембрийский фундамент имеет глыбово-блоковое строение. На западе и севере синеклизы установлены крупные разломы и развиты предразломные прогибы. Центральную часть занимает Центральносичуаньская плита, соответствующая погребенному срединному массиву, на которой выделяется Луннусый свод, сложенный верхней юрой. Плита осложнена валами и пологими локальными структурами размером от 3×7 до 20×40 км. С ними связаны нефтяные месторождения.

В восточной части синеклизы выделяется Восточно-Сичуаньская складчатая зона, образованная яньшаньскими складками. Они отличаются резкой линейностью, крутыми нарушенными разрывами, гребневидными антиклиналями и спокойными широкими синклиналями. На юго-западе складки веерообразно расходятся и ветвятся. На южном погружении складчатой зоны выделяется Южно-Сичуаньский прогиб, выполненный меловыми отложениями. Цзилюцинский прогиб на юге отделяет складчатую зону от Центральносичуаньской плиты. Прогибы осложнены складками северо-восточного и субмеридионального простираний, с которыми связаны газовые месторождения.

Условия залегания нефти и газа. В провинции выделяются две нефтегазоносные области: Центральносичуаньская и Восточно-Сичуаньская. Первая приурочена к Центральносичуаньской плите. В ней известно около шести, в основном небольших месторождений нефти, где продуктивны в основном песчаники нижней части верхней юры. Коллекторские свойства пород низкие, притоки нефти неустойчивые. Дебиты быстро снижаются. Плотность нефтей от 0,77 до 0,86 г/см³. Залежи сводовые, весьма значительных размеров, находятся на глубине от 300 до 1500 м. Небольшие притоки нефти получены также из песчаников верхней юры и из средней юры. Основное месторождение Луннуйсы.

В Восточно-Сичуаньской газоносной области, отвечающей Цзилюцинскому и Южно-Сичуаньскому прогибам, имеется ряд газовых месторождений в из-

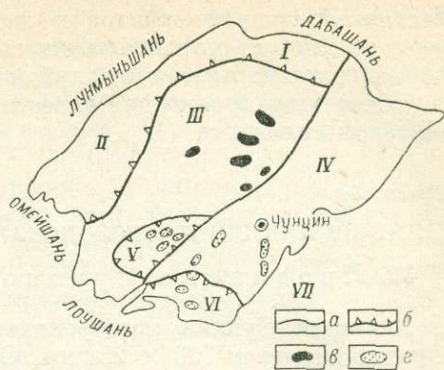


Рис. 54. Схема строения Сычуаньской синеклизы.

а — граница Сычуаньской синеклизы; б — контуры крупных структурных элементов; месторождения: в — нефтяные, г — газовые. Структуры: I — Преддабашаньский прогиб; II — Предлуньминьшаньский прогиб; III — Центральносичуаньская плита; IV — Восточная Сычуаньская складчатая зона; V — Цзилюцинский прогиб; VI — Южно-Сичуаньский прогиб; VII — Цзяннаньский массив.

вестиях среднего триаса и нижней перми. Резервуары трещинного типа имеют мощность до нескольких сотен метров. Дебиты скважин от сотен тысяч до нескольких миллионов кубометров в сутки.

Нефтегазопроявления известны также в еще не разведанной Гуанси-Гуйчжоуской синеклизе.

Глава 15

ДУНБЕЙСКАЯ ЭПИПАЛЕОЗОЙСКАЯ ПЛАТФОРМА

§ 32. Провинция Сунляо

Провинция Сунляо приурочена к внутриплатформенной грабен-синеклизе Сунляо размером 700×250 км. Она расположена в северной равнинной части КНР в бассейнах рек Сунгари и Ляохэ. На западе и севере синеклизы обрамлена палеозойскими глыбово-складчатыми сооружениями Большого и Малого Хингана. В противоположность другим нефтегазоносным провинциям КНР провинция Сунляо находится в благоприятных географо-экономических условиях — в наиболее индустриальном районе страны.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Впадина выполнена в основном континентально-озерными терригенными отложениями мелового возраста (до 5000 м), залегающими на герцинском складчатом фундаменте. Особенно широко развиты нижнемеловые отложения, которые в краевых частях впадин представлены красноцветными молассами, а во внутренних частях

более мелкозернистыми породами с песчаными горизонтами и мощными пачками битуминозных сланцев. Меловые отложения местами в грабеновых прогибах фундамента подстилаются юрскими вулканогенными и угленосными образованиями (от 300—500 до 800 м). Платформенный чехол включает кайнозойские осадки (до 500 м). Основным нефтегазоносным комплексом является нижнемеловой. Мощность продуктивных песчаников колеблется от нескольких метров до 10—20 м. Коллекторские свойства непостоянны и в общем низкие. Дебиты скважин, достигающие 100 т/сут, неустойчивы. Нефть встречается также в юрских песчаниках и в метаморфических породах фундамента.

Тектоника. По фундаменту и нижним горизонтам чехла впадина Сунляо представляет грабен, расчлененный на ряд блоков, которые в осадочном чехле отражены пологими сводообразными поднятиями и прогибами (рис. 55). В прогибах фундамент опущен на глубину 5000—7000 м, а на поднятиях залегают на глубине всего 500—2000 м. Поднятия и прогибы осложнены антиклинальными зонами общего север-северо-восточного простирания. Западный борт впадины по фундаменту имеет ступенчатое строение, а в чехле образует широкую

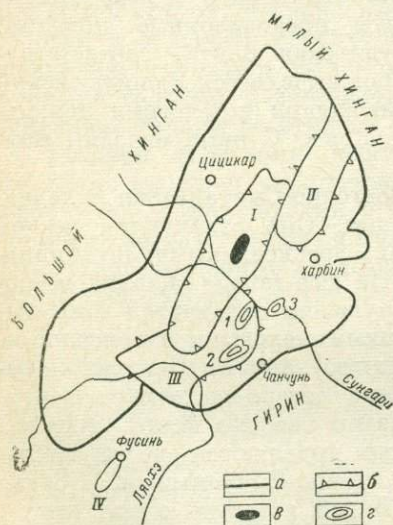


Рис. 55. Схема строения впадины Сунляо. По К. Н. Кравченко.

а — граница впадины; б — контуры крупных структурных элементов: I — прогиб Далай, II — вал Цинган, III — вал Яндачинцы, IV — поднятие Жэхэ; 1 — нефтяное месторождение Дындук; 2 — нефтеносные структуры; 3 — Циньшанькоу.

террасу. Центральной, наиболее прогнутой, части грабена в чехле отвечает Далайский прогиб, к юго-востоку от которого протягивается крупное погребенное поднятие амплитудой 3—5 тыс. м, разделенное в центральной части седловиной на северный, Цинганский, вал и южный вал Яндачин-цзы. Эти валы осложнены антиклинальными зонами, а с востока ограничены прогибом.

Условия залегания нефти и газа. Месторождения обычно многопластовые, связаны с крупными платформенными структурами, осложняющими склоны прогибов и антиклинальные зоны. Залежи сводовые на глубине 170—2000 м. По данным А. А. Мейерхофа (M. T. Hulbouty, R. King, H. D. Klemme, N. D. Dott, A. A. Meyerhoff, 1970). Самое крупное месторождение — Дацин имеет 22 продуктивных горизонта. Извлекаемые запасы его составляют около 70 млн. т нефти, а добыча около 3 млн. т в год.

Провинция Сунляо является основным районом нефтедобычи КНР. Годовая добыча ее 7—8 млн. т.

Глава 16

ПОДВИЖНОЙ ПОЯС ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

§ 33. Монголо-Забайкальская провинция Монголо-Охотского складчатого пояса

Провинция находится на территории Монголии во впадине пустыни Гоби и охватывает Забайкалье. Она объединяет ряд сравнительно небольших наложенных внутренних впадин, выполненных мезозойскими отложениями. В пределах Южной Монголии нефтегазоносность установлена в Восточно-Гобийской впадине, протягивающейся в северо-восточном направлении на расстояние 700 км при ширине 100—350 км, которая выделяется в одноименную нефтегазоносную область.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Восточно-Гобийская впадина имеет палеозойский складчатый фундамент и выполнена мощными (до 6000 м) рыхлыми эффузивно-осадочными с пачками битуминозных сланцев и туфогенными отложениями мелового возраста. Местами они подстилаются вулканогенными и угленосными осадками юры. Нефтеносны песчано-алевроитовые трещиноватые породы мела, в которых имеются естественные нефтепроявления. В кайнозойское время в отдельных грабенах отложились озерные и речные осадки.

Тектоника. Палеозойский фундамент Восточно-Гобийской впадины имеет глыбово-блоковое строение; серией поперечных горстов он разделен на десятки выполненных мезозойскими слоями небольших грабенов, образование которых сопровождалось излияниями кислых и основных эффузивов. К одному из таких грабенов в юго-восточной части впадины приурочена Дзунбаинская депрессия. Мезозойские слои здесь смяты в параллельные антиклинальные зоны, крутые и нарушенные в зонах разрывов и в бортовых частях впадины и более спокойные в центральной ее части. Эти структуры приразломного и надразломного характера, местами с выступами фундамента под мезозойским чехлом.

В Дзунбаинской депрессии по меловым слоям выделяется Дзунбаинский вал, который возник на месте юрского прогиба и примыкает к крупному разлому.

Условия залегания нефти и газа. В районе Саин-Шанда в 50-х годах открыты три незначительных месторождения нефти. Они приурочены к сильно

разбитым поднятиям, осложняющим Дзунбаинский вал. Промышленно нефтеносно Дзунбаинское месторождение, пока единственное в Монголии. Нефть в нем приурочена к нескольким десяткам песчаных пластов мощностью от 1 до 12 м каждый, объединенных в пачки. Дебиты скважин не превышают нескольких тонн в сутки. Нефть парафинистая плотностью 0,88 г/см³.

Перспективно нефтеносные мезозойские грабенные впадины Забайкалья в пределах СССР еще не разведаны.

§ 34. Провинция нефотектонических впадин эпи платформенной, орогенической области Центральной Азии

Орогеническая область Центральной Азии занимает огромную территорию западной части КНР и продолжается в СССР, образуя западные погружения Алтая, Тяньшаня и Гиндукуша. Она характеризуется широким развитием мощных и высоких хребтов Алтая, Тяньшаня, Куьнлуя, Няншаня и других, сложенных палеозойской складчатостью, и разделяющих их неотектонических впадин: Джунгарской, Турфанской, Миньхэ, Цзюцюаньской, Цайдамской, Таримской в КНР, Ферганской, Иссыккульской, Илийской и других в СССР, Афгано-Таджикской в СССР и Афганистане. Размеры самых крупных впадин измеряются сотнями километров. Все они объединяются возрастным интервалом и общим формационным обликом выполняющих их отложений.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Все впадины выполнены континентально-лимническими обычно красноцветными молассоидными отложениями кайнозойского и мезо-кайнозойского возраста мощностью в самых крупных впадинах до 3—8 км, с которыми связана нефтегазоносность.

Нефтегазоносными комплексами являются палеоген-неогеновый, меловой, юрский и местами триасовый. Коллекторами служат песчаники, обычно плохо отсортированные.

Тектоника. Некоторые впадины заложены в начале мезозоя, другие в палеогене, но большая часть впадин начала развиваться в конце палеогена-неогена в связи с воздыманием окружающих высокогорных сооружений. Расположение неотектонических впадин связано с глубинными разломами. Обычно впадины имеют наложенный характер и приурочены к узким приразломным зонам, реже наследуют герцинские впадины. Среди них имеются линейные грабены (Цзюцюаньская) и крупные изометрические впадины, подчиненные блокам фундамента. Некоторые впадины заложены на палеозойском складчатом фундаменте, другие на срединных массивах (Таримская, Цайдамская) или на чехле молодых платформ (Джунгарская, Афгано-Таджикская). Впадины грабенообразного типа имеют асимметричное строение. В глубоко прогнутых при бортовых частях впадин мезо-кайнозойские породы смяты линейные, часто разорванные складки приразломного типа, иногда осложненные постседиментационными надвигами. К центру впадин они переходят в куполообразные поднятия и сглаживаются. Со всеми этими структурами связаны месторождения нефти.

Условия залегания нефти и газа. Крупные нефтегазоносные впадины орогенической области можно рассматривать как субпровинции. Среди них самыми значительными в отношении нефтегазоносности являются Джунгарская, Цзюцюаньская, Цайдамская и Афгано-Таджикская. Нефтегазонакопление происходит в приразломных и надразломных антиклинальных зонах. В остальных впадинах имеются только единичные месторождения.



Рис. 56. Схема строения Джунгарской впадины. По М. Н. Саидову и К. Н. Кравченко.

а — граница впадины; б — контуры крупных структурных элементов; в — нефтяные месторождения: 1 — Карамай, 2 — Тушандзы, 3 — Чэйгу; I — прогиб Урунгу; II — вал Ишипулак; III — Джунгарский срединный массив; IV — Эбинорский прогиб; V — Урумчинский прогиб; VI — Бортель-Гобийский прогиб.

ного Тяньшаня на юге и Южного Алтая на севере. На западе она соединяется с Балхаш-Алакульской впадиной Казахстана (СССР). Размер впадины 600 × 300 км, ее треугольные очертания обусловлены обрамляющими разломами (рис. 56).

Разрез отложений мезо-кайнозоя впадины очень напоминает разрез Ферганской впадины.

В центральной части Джунгарской впадины, где фундамент залегает на глубине 2—3 км, по геофизическим данным выделяется обширное поднятие. К югу от него находится Урумчинский прогиб, где фундамент опущен до 7500—10 000 м и мощность кайнозойских отложений достигает 5000 м. Южный, более крутой, склон прогиба осложнен четырьмя зонами складок гребневидного строения, разорванных и опрокинутых к центру прогиба. К ним приурочено несколько небольших нефтяных месторождений, среди которых самое крупное Тушандзы, в котором продуктивны 10 линзовидных песчаников миоцена. Северо-западный склон впадины представляет очень пологую моноклинал. Палеоген-неогеновые слои здесь выклиниваются, а мощность мезозоя сокращена до 2000 м. Триас, нижняя и средняя юра представлены в основном угленосными отложениями, а верхняя юра — мел — пестроцветными. Моноклинал нарушена системой продольных ступенчатых сбросов, к которым приурочена группа нефтяных месторождений Карамай-Урхо, открытых в 1959 г. Месторождения расположены вдоль обрамляющего впадину разлома более чем на 100 км. Эта группа месторождений по запасам нефти относится к числу наиболее крупных в КНР. Месторождения приурочены к погребенным триасовым поднятиям приразломного типа, расположенным на тектонических ступенях, осложняющих моноклинал Карамай, или к отдельным крупным блокам (рис. 57). Нефтеносны преимущественно триасовые, а также юрские трещиноватые песчаники, которые отличаются высокой проницаемостью. Залежи чаще всего тектонически экранированные в триасе и структурно-стратиграфические в юре, залегают на глубинах от 500 до 2300 м. Дебиты нефти в скважинах 70—130 т/сут. Нефть плотностью 0,87 г/см³ содержит много масел. Годовая добыча Карамая около 3 млн. т нефти (1966 г.).

Цзюцзяньская (Преднаньшаньская) впадина расположена в провинции Ганьсу. Это глубокий и узкий приразломный прогиб разме-

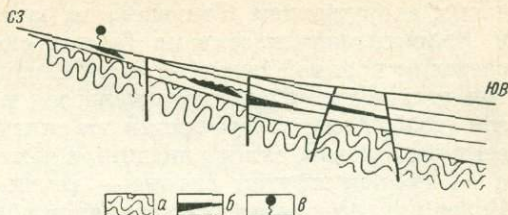


Рис. 57. Принципиальная схема размещения залежей Карамайской группы месторождений. По Н. М. Саидову и К. Н. Кравченко.

а — фундамент; б — нефтяные залежи; в — поверхность нефтепроявления.

Джунгарская впадина грабенового строения расположена в провинции Синзян западной части КНР, между высокими горными сооружениями Восточ-

ром 400 × 35—60 км, заключенный между высокогорным каледонским складчатым сооружением Наньшаня на юге и пенепленизированным Байшаньским и Алашаньским массивами байкальской складчатой зоны, которая протягивается от крайней западной части Северо-Китайской платформы. Прогиб выполнен отложениями верхнего палеозоя и красноцветными осадками мезо-кайнозоя (до 5000 м), залегающими на складчатом байкальском фундаменте. На северном пологом склоне впадины в чехле развиты пологие поднятия и флексуры, а на южном крутом склоне — длинные разорванные антиклинальные зоны. Более крутые крылья всех структур обращены к центру прогиба, что позволяет связывать их с тектоническими ступенями фундамента. К этим структурам в западной части впадины приурочены месторождения с залежами легкой нефти в палеоген-миоценовых песчаниках. Дебиты до 100—200 т/сут, но быстро снижаются. Начальные запасы наиболее крупного месторождения Яэрся около 70 млн. т. Цзюцюаньская впадина до открытия нефти в провинции Сунляо давала основную добычу КНР (800 тыс. т в 1958 г.).

Ц а й д а м с к а я в п а д и н а расположена между каледонской складчатой зоной Наньшаня и герцинской зоной Куньлуня. Ее размер 850 × 350 км. Это одна из самых высоких нефтегазоносных провинций мира: ее днище находится на высоте 2700—3000 м. В центре впадины по геофизическим данным находится нижнепалеозойский срединный массив с выступами докембрия. Массив окаймлен тыловыми прогибами, где мощность кайнозойских отложений сильно возрастает.

Осадочный чехол сложен мезо-кайнозойскими отложениями мощностью до 10 000 м, смятыми в антиклинальные зоны северо-западного простирания, которые связаны с разломами фундамента. В тыловых прогибах складки крутые гребневидные, нарушенные сбросами. В центральной зоне над срединным массивом они пологие, разбитые сбросами. К поднятиям, осложняющим складки обоих типов, приурочено около 18 месторождений нефти и газа, которые установлены в приподнятой северо-западной части впадины. Залежи сводовые, тектонически экранированные и структурно-литологические, заключены в песчаниках и алевролитах олигоцена, миоцена и низов плиоцена обычно на глубине 300—600 м, реже до 1000 м. Несмотря на благоприятные структурные условия, почти все месторождения небольшие, вследствие непостоянства и плохих коллекторских свойств резервуаров.

Начальные суточные дебиты отдельных скважин достигали иногда нескольких сотен тонн, но быстро снижались обычно до нескольких тонн, реже до 20—50 т/сут. Наиболее значительной является группа месторождений Ляйху в северной части впадины, дающая годовую добычу до 1 млн. т нефти.

Поиски нефти и газа КНР начались в 30-х годах. Первое промышленное месторождение нефти в Цзюцюаньской впадине было открыто в 1939 г., а в Джунгарской (Тушандзы) — в 1941 г. В 50-х годах установлена промышленная нефтегазоносность остальных провинций и областей (Сунляо, 1958 г.). Разведка нефти в МНР велась в начале 50-х годов. Большую помощь в поисках и открытии нефти в КНР и МНР оказали советские геологи.

А ф г а н о - Т а д ж и к с к а я в п а д и н а, размером 360 × 200 км отличается гетерогенным строением и условно включена в состав данной провинции. Она расположена в самой западной части орогенической области Центральной Азии и с юга обрамляется Памиро-Алайским альпийским складчатым сооружением, а на западе сливается с Туранской плитой. Южная и центральная ее части находятся в Афганистане, а территория к северу от р. Пяндж — в СССР (Таджикская впадина) (рис. 58).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Разрез осадочного чехла в нижней части (триас — палеоген) имеет платформенный характер, а неогеновые и плейстоценовые отложения представляют орогенный комплекс. Несогласно на триасе лежат морские и лагунно-морские отложения юрского возраста (до 1500—2000 м). Меловые отложения терригенного состава с прослоями известняков имеют мощность от 500 до 2000 м и более в северной части впадины. Палеоген представлен известняками, гипсами, горючими сланцами (600 м). Неоген-четвертичная озерно-континентальная красноцветная моласса имеет мощность от 4000 до 17 000 м в отдельных грабенах. Основные нефтегазоносные комплексы — верхнеюрский и нижнемеловой, содержат как песчаные, так и карбонатные коллекторы. В северной части впадины основным является палеогеновый комплекс.

Тектоника. Западная и южная части впадины представляют часть активированной в плиоцен-плейстоцене эпигерцинской платформы, а восточная и северная ее части являются типичной неотектонической впадиной. Для всей впадины характерны громадные разрывные зоны, оконтуривающие ее основные элементы.

В пределах северной части Афганистана выделяется Северо-Афганский выступ палеозойского складчатого фундамента, который протягивается на расстояние 250 км с запада на восток. Выступ разбит на крупные блоки и отвечает срединному массиву внутри герцинского складчатого фундамента. Наличие его обусловило резкий изгиб пучка мезо-кайнозойских складок, на которых находятся месторождения нефти советской части впадины. К северу от выступа выделяется Мазаришерифский прогиб, который представляет наиболее погруженную часть Афгано-Таджикской впадины и находится на продолжении Сурхандарьинского прогиба.

Условия залегания нефти и газа. В провинции выделяются две нефтегазоносные области: *Таджикская и Северо-Афганская.* В последней на западном склоне Северо-Афганского выступа в 60-х годах при участии советских геологов были открыты четыре месторождения — газа (Етым-Даг, Ходжа-Гутердаг), газоконденсата (Ходжа-Булан) и нефти (Ангот). Они связаны в основном со сравнительно пологими небольшими брахиантиклиналями амплитудой до нескольких сотен метров, которые осложняют сводообразные поднятия и валы широтного простирания. Месторождения многопластовые. Газоносны песчаники и известняки верхней юры, апта и альба и песчаники готерива и сеномана. Нефтеносны отложения нижнего мела и сенона. Продуктивные пласты обладают невысокими коллекторскими свойствами. Дебиты нефти составляют от 1 до

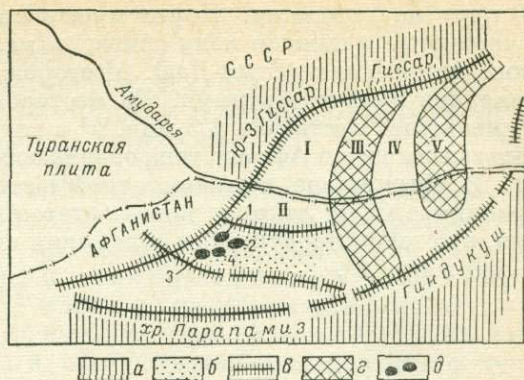


Рис. 58. Тектоническая схема Афгано-Таджикской впадины. По В. И. Браташу, К. Н. Кравченко, Ю. М. Чепову, В. Я. Широкую.

а — палеозойское горное складчатое обрамление; б — Северо-Афганский выступ; в — основные глубинные региональные разломы; г — мезозойские мегантиклинали; д — месторождения нефти и газа: 1 — Етым-Даг, 2 — Ходжа-Гутердаг, 3 — Ходжа-Булан, 4 — Ангот. Мезозойская складчатость: I — Сурхандарьинский прогиб; II — Мазаришерифский прогиб; III — Кафирниганская мегантиклиналь; IV — Вахшский прогиб; V — Обигармская мегантиклиналь.

20 т/сут на скважину. Нефти имеют плотность 0,84—0,86 г/см³, смолистые и сернистые в нижнем мелу (Ангот) и малосернистые и парафинистые в сенонских отложениях (Етым-Даг). Месторождения Ходжа-Гугердаг и Етым-Даг являются высокодебитными. На месторождении Ходжа-Гугердаг дебиты газа в скважинах достигали 1,3 млн. м³ с глубины 1600 м. Разведанные извлекаемые запасы нефти Афганистана оцениваются в 13 млн. т, а газа — в 140 млрд. м³.

В Афганистане, в юго-восточной части Предкопетдагского прогиба, у самой границы с СССР открыто новое богатое газовое месторождение-гигант Хангирен, в котором продуктивны отложения нижнего мела. Запасы его оцениваются в 500 млрд. м³.

АВСТРАЛИЯ И ОКЕАНИЯ

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ АВСТРАЛИИ

Континент Австралии вместе с восточной частью Новой Гвинеи входит в состав Австралийского Союза. Основная часть Австралии занята древней Австралийской платформой. С востока она обрамлена молодой Восточно-Австралийской платформой с байкальским, каледонским и герцинским складчатым фундаментом, местами выступающим на поверхность в виде массивов (рис. 59).

В центральной и восточной частях Австралийской платформы располагается обширная мезо-кайнозойская синеклиза Большого Артезианского бассейна. Она частично накладывается на молодую платформу и перекрывает пермтриасовый передовой прогиб Бодуэн-Сурат, заключенный между каледонидами и герцинидами. Западная ее часть наложена на Восточно-Австралийскую палеозойскую синеклизу. В центральной части платформы протягивается в широтном направлении глубокий внутриплатформенный грабен Амадеис. Вдоль западного и южного берегов континента располагаются периокеанические грабеновые впадины Карнарвон, Перт, Фицрой, Гипслэнд и Отуэй (рис. 59). Под водами Бассова пролива, между материком и п-овом Тасмания геофизической разведкой установлена крупная грабеновая Бассова впадина. К северу и востоку от Австралийского континента до кайнозоя сохранялись геосинклинальные условия. В кайнозое на месте современной Океании возникли складчатые горные системы, фрагменты которых сохранились на островах Новая Гвинея, Новая Зеландия и других более мелких.

В пределах Австралийского континента имеется ряд провинций платформенного типа. К древней платформе относятся Восточно-Австралийская провинция, приуроченная к одноименной синеклизе, внутриплатформенная грабеновая впадина Амадеис, провинция периокеанических впадин Индийского океана. К молодой платформе относятся провинции передового прогиба Бодуэн-Сурат и провинция периокеанических впадин Бассова пролива.

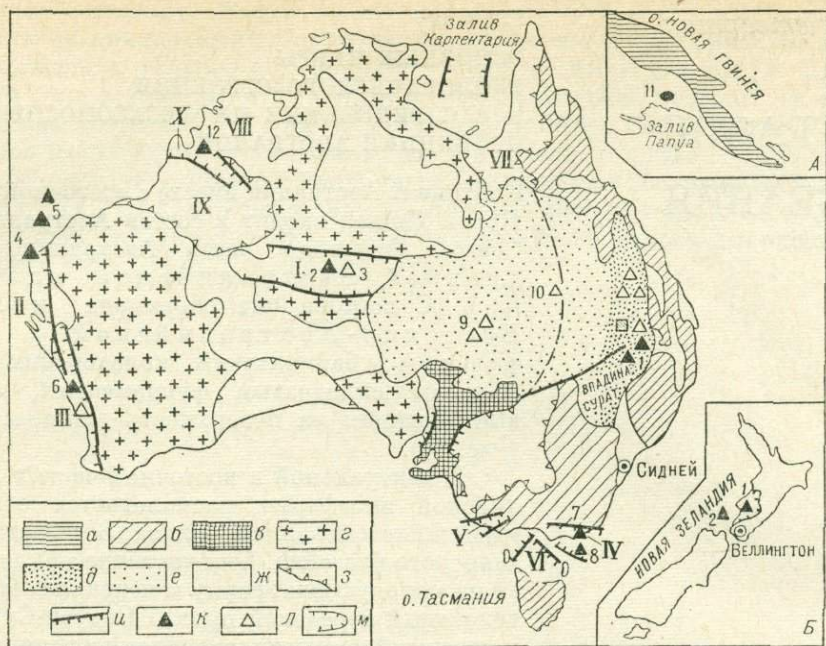


Рис. 59. Структурно-тектоническая схема Австралии. По Д. Кэзи, М. Конекки с дополнениями Н. Ю. Успенской.

а — кайнозойские складчатые сооружения Новой Гвинеи; б — массивы, образованные каледонской и герцинской складчатостью; в — массивы, образованные байкальской складчатостью; г — выходы докембрия; д — пермо-триасовый прогиб Боуэн-Сурат; е — Восточно-Австралийская синеклиза; ж — прочие крупные синеклизы и впадины; з — границы основных синеклиз; и — разломы, в том числе окаймления грабенов; месторождения и группы месторождений: к — нефтяные, л — газовые; м — восточная граница Западно-Новозеландской впадины Таранаки.

I — грабен Амадеис; II — грабен Карнарвон; III — грабен Перт; IV — грабен Гипслэнд; V — грабен Отвэй; VI — Бассова впадина; VII — впадина Карпентария; VIII — впадина Кимболи; IX — впадина Кэннинг; X — грабен Фицрой.

Месторождения: 1 — Муни, Эльтон; 2 — Мэрини; 3 — Палм-Валли; 4 — Раф-Рэндж; 5 — Барроу; 6 — Ярдарино; 7 — Марли; 8 — Барракута; 9 — Моомба; 10 — Гилмор, Гиджеалпа; 11 — Пури.

Врезки: А — остров Новая Гвинея; Б — обзорная карта расположения месторождений (1 — Кауни 2 — Мауи) о. Северный Новой Зеландии.

К геосинклиальному типу провинций относятся небольшие прибрежные нефтегазоносные впадины залива Папуа на Новой Гвинее и впадина Таранахи на о. Северном Новой Зеландии.

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности Австралии и Океании показан в табл. 17. Добыча нефти в Австралии в связи с крупными открытиями последних лет (морские месторождения) стала быстро расти: в 1965 г. она составляла всего 300 тыс. т, а в 1970 г. достигла 8,5 млн. т. К концу 1971 г. намечено довести ее до 15 млн. т. Добыча газа за этот период возросла соответственно с 2 до 7,4 млрд. м³. Разведанные извлекаемые запасы нефти на 1970 г. определены в 254 млн. т (из которых не менее 200 млн. т на южных морских площадях); а запасы газа в 357 млрд. м³. (см. табл. 14).

Таблица 17

Стратиграфическое распределение нефтегазоносности в Австралии и Океании

Провинция и субпровинция	Sm-O	D	P	T	J	Cr	Pg	N
Австралия								
Бодуэн-Сурат	—	—	Г Н	Г Н	Г Н	—	—	—
Периокеанических впадин Бассова пролива	—	—	—	—	Г Н	Г Н	Г* Н*	—
Восточно-Австралийская	—	Г	Г	—	—	—	—	—
Грабена Амадеис	Г	—	—	—	—	—	—	—
Периокеанических впадин Индийского океана	—	—	Г Н	Г Н	Г Н	Г Н	—	—
Океания								
Папуа	—	—	—	—	—	Г	—	Г
Таранаки	—	—	—	—	—	Г	Г Н	—

§ 35. Провинции Австралии

Провинция Бодуэн-Сурат (штаты Квинслэнд и Новый Южный Уэльс) связана с передовым прогибом Бодуэн, возникшим на сочленении эпикаледонской платформы с герцинским складчатым сооружением. На южную часть прогиба наложена юрско-меловая впадина Сурат, которая перекрывает на западе каледониды, а на востоке герциниды.

От Восточно-Австралийской впадины прогиб отделен погребенным сводовым поднятием Энэки-Небайн меридионального простирания, сложенным складчатым нижним палеозоем и девоном, которое, по-видимому, отражает крупный разлом фундамента.

Прогиб Бодуэн-Сурат протягивается в меридиональном направлении почти на 800 км. Он выполнен мощной толщей перми (от 3000 до 6000 м на юге) и триаса, представленной в основном континентальными и вулканогенными фациями и несогласно перекрытой преимущественно континентальными отложениями юры и мела мощностью на юге до 2000 м.

По пермо-триасовым отложениям прогиб осложнен двумя поперечными выступами фундамента, отходящими от ограничивающего его поперечного поднятия. К южному из них относится нефтегазоносный район Рома.

Платформенный чехол на обоих крыльях прогиба осложнен погребенными узкими разорванными антиклинальными поднятиями, с которыми связаны

небольшие месторождения нефти и газа, объединенные в протяженные зоны. Эти поднятия более резко выражены на восточном борту прогиба. Весьма вероятно их приразломное происхождение, обусловленное грабеновым ступенчатым строением прогиба Бодуэн. Месторождения провинции, которых насчитывается около 30, связаны преимущественно с приразломными поднятиями, а на внутреннем склоне прогиба, возможно, и со структурами облекания. Большинство газовых месторождений расположено в северном районе. В южном районе Рома сосредоточены нефтяные месторождения (Муни, Эльтон и др.), приуроченные к сводовому поднятию Небайн и к поперечному выступу. Продуктивны песчаники пермского и юрского, местами триасового возраста с очень непостоянными коллекторскими свойствами. На нефтяном месторождении Муни в районе г. Рома, открытом в 1961 г., дебиты скважин из юрских слоев колеблются от 50 до 370 т/сут, плотность нефти 0,8 г/см³. Извлекаемые запасы 4 млн. т. Добыча нефти составляла около 200 тыс. т. в год.

Восточно-Австралийская провинция (штат Квинслэнд) связана с крупной, расчлененной на отдельные впадины синеклизой. Фундамент ее докембрийского и каледонского основания сильно разбит и залегает на глубинах до 7 тыс. м. В строении нижней части чехла принимают участие карбонатно-глинистые осадки кембрия — ордовика, преимущественно континентальные отложения девона — карбона и континентальная толща перми и триаса. Эти породы выполняют главным образом погребенные прогибы и грабены. Более молодые отложения залегают на них почти горизонтально. Это угленосные отложения юры (более 1000 м), морские внизу и континентальные вверху отложения мела (до 2500 м); маломощная континентальная толща палеогена и неогена. Здесь в мелких впадинах обнаружено несколько газовых месторождений (Гиджеалпа, Гилмор, Моомба), в которых продуктивны песчаники перми и нижнего девона. Они приурочены к зонам локальных поднятий юго-восточного простирания. Моомба и Гиджеалпа имеют запасы по 140 млрд. м³ каждое.

Провинция грабена Амадеис открыта в 1964—1965 гг. Грабен выполнен 6-км толщей верхнего протерозоя, нижнего и среднего палеозоя. В пределах осложняющих грабен длинных антиклинальных зон субширотного простирания в 1964—1965 гг. открыто два газовых месторождения — Мэрини и Палм-Валли, где имеется до 10 продуктивных горизонтов в песчаниках кембро-ордовика. Признаки газа установлены в протерозое.

Провинция перикоеанических впадин Индийского океана (штат Западная Австралия) включает грабеновые впадины Карнарвон и Перт, которым соответствуют две нефтегазоносные области, и впадину Фицрой. Впадины возникли на западной окраине древней Австралийской платформы, погружающейся в Индийский океан по системе ступенчатых сбросов. Они выполнены морскими отложениями протерозоя и палеозоя (более 5000 м), юры, мела и кайнозоя (около 5000 м), смятыми в длинные приразломные и надразломные антиклинали. На отдельных поднятиях в их пределах открыты месторождения нефти и газа.

В нефтегазоносной области впадины Перт известны три небольших месторождения нефти и газа (Ярдарино и др.), открытых в 1964—1965 гг. Продуктивны в них песчаники пермо-триаса.

В нефтегазоносной области впадины Карнарвон, наиболее погруженная часть которой находится в районе о. Барроу, в 1963 г. было открыто месторождение Раф-Рэндж с очень небольшой линзовидной залежью легкой нефти на глубине около 1100 м в песчаниках мелового возраста. Во втором крупном

месторождения — Барроу (на одноименном острове) нефть и газ получены в 1964 г. на глубинах 600—2000 м из песчаников мела и юры. Дебиты нефти достигали 135 т/сут на скважину, а газа — 300 тыс. м³/сут. Запасы месторождения 85 млн. т. К юго-западу от Барроу на о. Паско открыто еще одно нефтегазовое месторождение.

К системе грабен, открывающихся в Индийский океан, относится также грабен Фицрой, осложняющий северную часть впадины Кэннинг. Грабен выполнен осадками палеозоя и отчасти мезозоя мощностью более 6000 м. На его северо-западном борту в 1969 г. открыта нефть.

Провинция перикоеанических впадин Бассова пролива (штат Виктория) возникла в пределах эпипалеозойской платформы на южном склоне континента, обрушенной по крутым сбросам в Бассов пролив и Тасманово море. Она включает грабеновые впадины Гипслэнд и Отуэй, открывающиеся в акваторию и грабеновую Бассову впадину, установленную геофизической разведкой в центральной части Бассова пролива. Все эти грабены разделены подводными выступами фундамента. Фундамент их представлен в основном нижним палеозоем, на котором залегают мезо-кайнозойский чехол мощностью более 4,5 км, а местами (впадина Гипслэнд) платформенные отложения карбона и девона. Континентально-морские юрские и меловые терригенные осадки (более 3000 м) перекрыты палеоцен-плейстоценовой толщей солоноватоводных и пресноводных отложений с бурыми углями (600 м) и мощными обломочными породами морских фаций (1200 м). По направлению к суше наблюдается выклинивание и срезание ряда горизонтов. Газоносны песчаники мела и юры, но основные нефтяные и газовые горизонты приурочены к песчаникам олигоцена — эоцена. В провинции выделяются две нефтегазоносные области: Гипслэнд и Бассова. В грабене Отуэй известны только признаки нефти.

Нефтегазоносная область Гипслэнд приурочена к одноименному ступенчатому грабену, который открывается в Тасманово море. На суше сохранилась только его северная, меньшая часть, в пределах которой на месторождении Лейк-Энтранс с 1924 г. добывались в незначительных количествах нефть и газ. Большая часть грабена находится в акватории в зоне шельфа, где в 1964 г. были выявлены два крупных морских месторождения: газоконденсатное — Барракута и нефтяное Марлин. Оба они приурочены к крупным разбитым сбросам, пологим поднятиям амплитудой до 275 м, возникшим над поднятыми блоками фундамента. Продуктивны песчаники олигоцена (палеоцена?) — эоцена и верхнего мела, залегающие на глубинах от 1050 до 3300 м. Песчаники олигоцена — эоцена характеризуются очень высокой пористостью и проницаемостью. Эффективная мощность их около 100 м. Залежи сводовые. Нефть плотностью 0,81—0,84 г/см³.

На месторождении Барракута эоценовые горизонты содержат газ и конденсат. Извлекаемые запасы газа 50 млрд. м³, а конденсата около 20 млн. т. Месторождение Марлин очень крупное и высокодебитное. Кроме нефтяной залежи в олигоцене — эоцене, оно содержит газоконденсатную залежь в верхнем мелу. Запасы нефти составляют 40 млн. т, газа — 100 млрд. м³. В 1969 г. к югу от этих месторождений в акватории было открыто еще несколько нефтяных месторождений, среди которых очень крупное — Кингфиш (запасы 145 млн. т) и Халибат (запасы 85 млн. т). Эти месторождения находятся в 50—90 км от берега на глубине моря 60—90 м. Нефть и газ добываются с глубины до 3500 м.

Нефтегазоносная Бассова область находится в акватории, в проливе, образовавшемся в плейстоценовое время между южным берегом Австралии и о.

Тасманией. Бассова впадина глубиной около 1000 м ориентирована с северо-запада на юго-восток и тоже имеет грабенный характер. Склоны впадины осложнены антиклинальными поднятиями. Бассова впадина считается наиболее перспективной областью Австралии. В настоящее время в ней ведется интенсивное морское бурение.

Поиски нефти и газа в Австралии велись более 60 лет, было пробурено около 1200 поисковых скважин, однако, несмотря на открытие нескольких небольших месторождений, существенных результатов не было получено, пока не приступили к разведке шельфов. Перелом наступил в 1964 г. после открытия морских месторождений Барракуга и Марлин на шельфе Гипслэнда и островного месторождения Барроу во впадине Карнарвон. В настоящее время шельфовые зоны Австралии наиболее перспективны для разведки и здесь ведутся интенсивные поиски, в основном вдоль западного и северного побережья.

§ 36. Провинция Океании

К провинции Океании относятся прибрежные впадины залива Папуа в восточной части о. Новая Гвинея (Австралийский Союз) и впадина Таранаки на о. Северном Новой Зеландии, которые могут рассматриваться как субпровинции (см. рис. 59). Впадина залива Папуа является северной частью впадины залива Карпентария, расположенной на склоне Австралийской платформы в северо-восточной части континента. С северо-востока она обрамлена кайнозойским складчатым сооружением Новой Гвинеи (см. рис. 59) и отвечает геосинклинальному склону альпийского передового прогиба. Мощность осадочной толщи, представленной отложениями юры, мела, эоцена и миоцена, составляет в ее пределах 3—5 тыс. м. Строение впадины осложнено длинными узкими и крутыми асимметричными складками, нарушенными в сводовых частях разрывами и местами явлениями диапиризма. Месторождения, открытые в 1957—1958 гг., находятся в трудно доступном районе джунглей, примыкающем к заливу Папуа. Это малодебитные, преимущественно газовые месторождения, в которых продуктивны песчаники миоцена и нижнего мела. Залежи сводовые и тектонически экранированные в сильно нарушенных антиклиналях. Месторождения не разрабатываются. Доказанные и вероятные запасы газа Папуа около 42 млрд. м³. В последнее время в акватории залива открыты новые месторождения газа.

Впадина Таранаки расположена в юго-западной части о. Северный Новой Зеландии. На востоке она ограничена палеозойскими породами Центрального хребта, а на западе раскрывается в Тасманово море. Впадина выполнена верхнемеловыми и кайнозойскими отложениями терригенного состава мощностью до 6000 м, которые образуют серию погребенных горстов и грабенов.

На суше здесь известно два малодебитных месторождения — газонефтяное Нью-Плимут, уже выработанное, и газоконденсатное Капуни, связанных с брахиантиклинальными складками, с залежами в угленосных отложениях эоцена. Добыча газа составляет всего около 100 млн. м³ в год.

В 1969 г. на продолжении впадины Таранаки в проливе Кука открыто новое очень перспективное газоконденсатное месторождение Мауи. Продуктивные третичные отложения на глубине 3000—3500 м. Скважина-открывательница заложена на участке, где глубина воды равна 100 м.

СЕВЕРНАЯ
АМЕРИКАОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

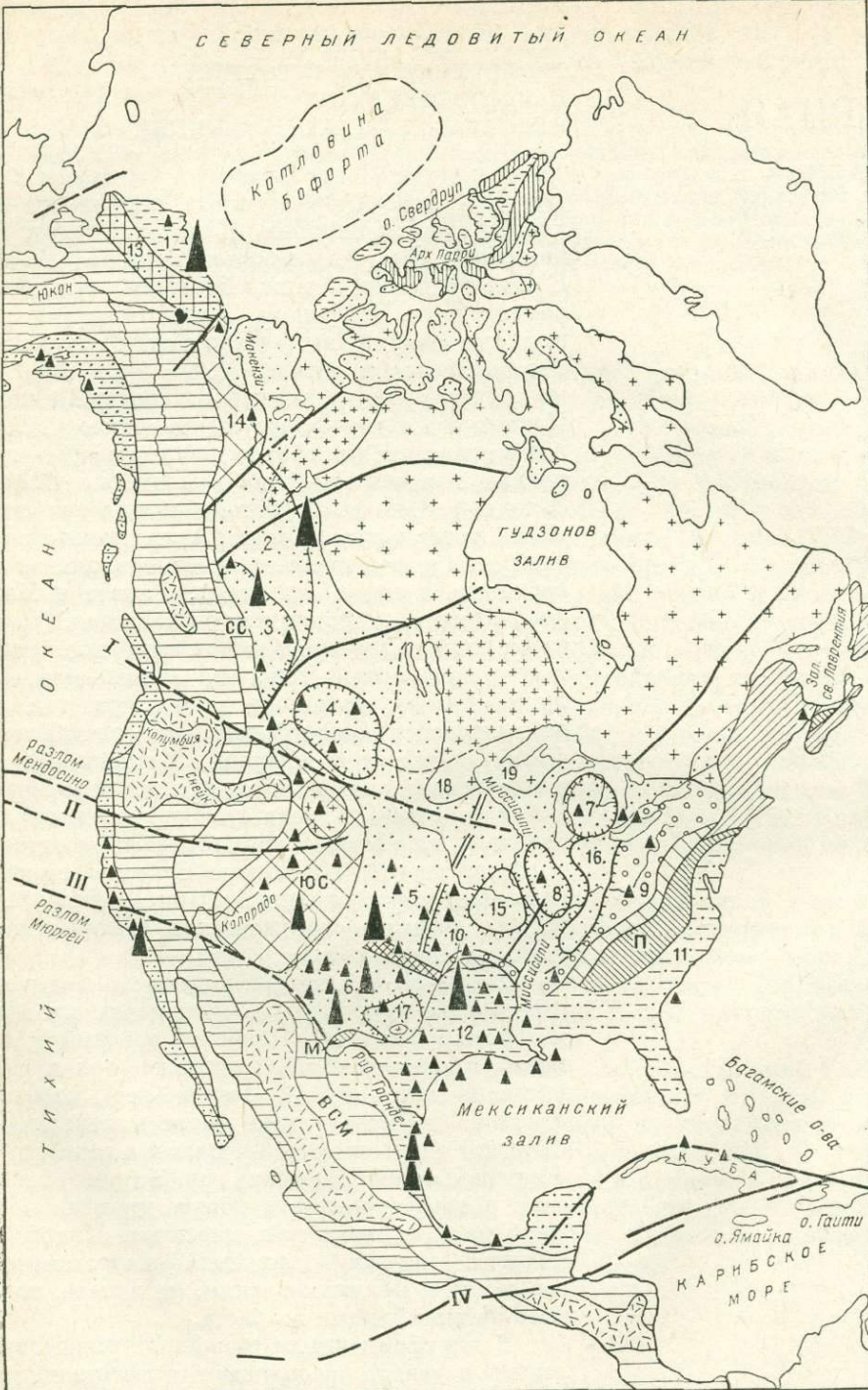
Ядром Северо-Американского континента является докембрийский Канадский щит, занимающий весь северо-восток Канады (рис. 60). К щиту относится также большая часть Гренландии и о. Баффинова Земля. Местами щит прикрыт маломощным чехлом отложений нижнего палеозоя и девона.

Южный, юго-западный и западный склоны Канадского щита образуют древнюю Северо-Американскую платформу, занимающую центральную часть материка в пределах США и Западной Канады. С востока и юга она окаймлена палеозойским поясом Аппалачско-Уачитской складчатой системы, выступающим на поверхность в горах Аппалачи, Уачита и Марафон. Южная, широкая и юго-восточная, узкая, части этого складчатого пояса, глубоко опущенные и перекрытые мощными мезозойскими отложениями, в настоящее время представляют эпипалеозойскую платформу. Эта молодая платформа занимает прибрежные низменности Атлантического океана, п-ова Флориды и Мексиканского залива. Вторая Арктическая эпипалеозойская платформа ограничивает континент с северо-запада. На западе Северо-Американская платформа ограничена мезо-кайнозойскими складчатыми сооружениями Северо-Американских Кордильер.

Северо-Американская древняя платформа. Фундамент платформы разновозрастный. Наиболее древний фундамент, представленный породами архея (возраста не менее 1,7—2,4 млрд. лет), развит в западной и юго-западной части платформы на площади треугольного очертания с вершиной в восточной части Скалистых гор. На рис. 60 показано распространение наиболее древних пород фундамента в виде трех массивов. Платформа покрыта чехлом отложений палеозойского, а в области Великих равнин, на западе, также мезо-кайнозойского возраста.

В платформенных отложениях нижнего палеозоя и девона преобладают известняки с прослоями сланцев и песчаников. Разрез карбона,

СЕВЕРНЫЙ ЛЕДОВИТЫЙ ОКЕАН



- а
- б
- в
- г
- д
- е
- ж
- з
- и
- к
- л
- м
- н
- о
- п
- р
- с
- т
- у
- ф
- х
- ц
- ч I-IV
- ш
- щ

особенно верхнего, характеризуется преобладанием терригенных отложений большой мощности. В каменноугольных отложениях Северной Америки выделяются две системы, разделенные региональным несогласием: миссисипская и пенсильванская. Первая отвечает нижнему карбону европейской стратиграфической шкалы, вторая — среднему и верхнему карбону. Пермские отложения в лагунных фациях развиты в основном на юго-западе платформы.

Докембрийский фундамент платформы осложнен глубинными региональными разломами преимущественно северо-западного и северо-восточного простирания, которые особенно сильно нарушают ее южный и западный склоны в Мидконтиненте и Канаде, проявляясь местами и в отложениях чехла. Рельеф поверхности фундамента платформы образует ряд широких выступов, разделенных синеклизами диаметрами во много сотен километров, впадинами и прогибами. Разница в отметках фундамента в их пределах достигает 3000 м. В осадочном чехле выступы отражаются антеклизмами и сводами, прикрытыми маломощными нижнепалеозойскими отложениями, среди которых местами обнажаются породы докембрия. В пределах этих элементов нижний палеозой залегает по большей части трансгрессивно с эрозионными несогласиями. В синеклизах и впадинах чехла разрез палеозоя более полный, и широко развиты каменноугольные и местами пермские осадки. Мощность палеозоя в них достигает 3—5 тыс. м.

Образование антеклиз и синеклиз американские геологи (Кинг, Мур, Мосс и др.) объясняют неравномерным прогибанием платформы, рассматривая своды, как «остаточные» поднятия.

На платформе выделяются следующие основные структурные элементы. На востоке вдоль Аппалачских гор протягивается очень глубокий Предаппалачский передовой прогиб, заложенный на докембрийском основании платформы. С запада он ограничен Цинциннатской антеклизой, где на поверхность выступают породы ордовика. Западнее ее выделяются две крупные синеклизы — Мичиганская и Иллинойская, выполненные на поверхности осадками карбона.

К северу-западу от этих синеклиз находится Висконсинский выступ фундамента, от которого в штатах Миннесота и Южная Дакота отходит широкий низкий выступ фундамента Сиу. Иллинойская синеклиза с юго-запада ограни-

Рис. 60. Тектоническая карта Северной Америки. Составила Н. Ю. Успенская с использованием данных Ф. Кинга и В. Е. Хаина.

a — кристаллические породы Канадского щита; *b* — архейские ядра Канадского щита и их продолжение под платформенным чехлом; *c* — осадочный чехол древней платформы; *d* — участки древней платформы, превратившиеся в эпиплатформенную орогенетическую область; *e* — система Вичита; *f* — синеклизы и впадины древней платформы; *ж* — своды и крупные поднятия древней платформы; *з* — погребенный край Немаха и положительная гравитационная аномалия на его продолжении. Области палеозойской складчатости. Аппалачско-Уачитская система: *и* — миогеосинклинальная зона каледонид, *к* — эвгеосинклинальная зона каледонид, *л* — миогеосинклинальная зона герцинид, *м* — эвгеосинклинальная зона герцинид, *н* — передовые прогибы герцинид. Арктическая (Иннуитская) система: *o* — выходы палеозойского складчатого основания. Эпи палеозойские платформы: *p* — осадочный чехол эпигерцинской платформы юга Северной Америки; *p* — осадочный чехол Арктической платформы; *c* — участки Арктической платформы, превратившиеся в эпиплатформенную орогенетическую область. Области мезозойской складчатости Кордильер: *t* — миогеосинклинальная зона; *y* — эвгеосинклинальная зона; *ф* — эвгеосинклинальная зона, переработанная кайнозойской складчатостью; *x* — разломы; *у* — кайнозойские эффузивы; *ч* — зоны глубинных разломов; *I* — зона Льюиса-Кларка, *II* — зона Р. Снейк, *III* — зона Техаса, *IV* — зона Центральной Гватемалы; *ш* — группы месторождений и отдельные месторождения нефти и газа; *щ* — месторождения-гиганты и сверхгиганты. Структурные элементы древней платформы. Синеклизы, впадины, прогибы: *1* — Коллвиллский; *2* — Западно-Канадская; *3* — гомоклиналь Альберты; *4* — Уиллстонская; *5* — Западная внутренняя; *6* — Пермская; *7* — Мичиганская; *8* — Иллинойская; *9* — Предаппалачский; *10* — Арканзасский; *11* — Приатлантическая; *12* — Примексиканская. Своды, поднятия: *13* — хребта Брукса; *14* — гор Магензи; *15* — Озарк; *16* — Цинциннатский; *17* — Льяно-Коччо; *18* — выступ Сиу; *19* — Висконсинский выступ.

Горные сооружения: *СС* — Северные Скалистые горы; *ЮС* — Южные и Центральные Скалистые горы; *М* — Марафонские горы; *П* — плато Пьемонт; *ВСМ* — Восточная Сьерра-Мадре.

чена обширной антеклизой Озарк — внутренним нагорьем, сложенным древним палеозоем с небольшим выходом докембрия, которое отделяется от расположенной к югу от него складчатой системы Уачита широтным Арканзасским передовым прогибом.

Следующая к западу обширная и сложно построенная Западная внутренняя синеклиза, расположенная в пределах штатов Канзас и Оклахома, выполнена осадками карбона, перми и отчасти мела. С юга она ограничена поясом глыбовых структур системы Вичита, возникших в позднем палеозое. Система Вичита протягивается в северо-западном направлении в Южной Оклахоме и Северо-Западном Техасе между горами Уачита и Южными Скалистыми горами, где установлено ее продолжение в виде глыбовых древних Скалистых гор. Вопрос о тектонической природе системы Вичита спорен. По-видимому, ее надо рассматривать как крупный авлакоген, отсекающий южную вершину платформенного выступа, образовавшегося еще в начале палеозоя в результате резкого изгиба палеозойской геосинклинали.

К югу от системы Вичита в Западном Техасе выделяется глубоко погруженная Пермская синеклиза, где ордовикские отложения и фундамент залегают ниже, чем в Западной внутренней синеклизе. С востока Пермская синеклиза ограничена сводом Бенд, южная часть которого, где выступают на поверхность докембрийские породы, образует поднятие Льяно. В северной части платформы к западу от выступа фундамента Сиу выделяется Уиллистонская синеклиза, отделяющаяся низкой структурной перемычкой от Западно-Канадского прогиба.

Всем структурным элементам центральной части платформы к западу от Преаппалачского прогиба соответствует обширная низкая равнина, которая продолжается в Канаде. С приближением к Скалистым горам рельеф повышается и здесь выделяются Великие Равнины, которые протягиваются на расстояние 7000 км — от Ледовитого океана до границы США с Мексикой. Часть платформы между поднятием Озарк, выступом Сиу и Уиллистонской синеклизой, в основном занятая прериями, выделяется под названием Мидконтинента.

Строение древней платформы осложнено рядом локальных поднятий, группирующихся в валообразные структуры. В громадном большинстве случаев эти поднятия принадлежат к возрожденному типу, связаны с подвижками блоков фундамента по разломам и характеризуются усилением и усложнением структуры сверху вниз. В Мидконтиненте в ядрах этих валов нередко наблюдаются эрозионно-тектонические выступы докембрийского фундамента, так называемые «погребенные гранитные кряжи», среди которых выделяется протяженный кряж Немаха субмеридионального простирания. Сбросы и сбросовые зоны установлены также местами в осадочном чехле.

Геологическая история Северо-Американской платформы свидетельствует о крупных перестройках ее структурного плана в палеозойское и мезозойское время. Палеотектонические построения Вер-Вибе, Леворсена, Кейса, Ирдли и других показывают, что в палеозойское время центральная часть платформы, входящая в состав Мидконтинента, была наиболее приподнятой. Здесь выделяется Трансконтинентальный свод субмеридионального направления, который отходил от выступа Сиу Канадского щита и простирався широкой полосой в юго-западном направлении, захватывая Пермскую синеклизу. Только с начала карбона свод был вновь покрыт морем. В конце миссисипского времени он раздробился на отдельные глыбы, в различной степени приподнятые и эродированные, которые были перекрыты трансгрессивными пенсильванскими

отложениями. Начиная с конца перми наблюдается перемещение структурной оси Северо-Американской платформы с запада на восток. Территория Мидконтинента, характеризовавшаяся до этого максимальным структурным рельефом, втягивается в устойчивое прогибание, и фрагменты Трансконтинентального свода захороняются под покровом пермских и мезо-кайнозойских осадков. Восточная же часть платформы, бывшая в палеозое областью устойчивого погружения, становится областью устойчивого поднятия, и на поверхности ее в настоящее время выступают отложения древнего палеозоя, девона и карбона.

Аппалачско-Уачитский палеозойский складчатый пояс протягивается в Аппалачах на расстояние более 2000 м и представлен каледонской и герцинской складчатостью, надвинутой на передовой прогиб. Западная миогеосинклинальная зона складчатости сложена палеозойскими породами. Центральная эвгеосинклинальная зона, сложенная докембрием и метаморфическими интрузивными породами плато Пьедмонт, продолжается под чехлом молодых осадков до берега Атлантического океана. Аппалачское складчатое сооружение погружается на юго-западе в штате Алабама в западном направлении. Далее к западу его погребенное продолжение установлено бурением под меловыми слоями в штате Миссисипи. После перерыва в 500 км фронтальная часть зоны палеозойской складчатости вновь появляется на поверхности в горах Уачита, вытянутых в широтном направлении. На северной окраине этой системы развиты большие надвиги, направленные в сторону передового прогиба, а на западе перекрывающие также структуры Вичитской зоны. Далее Уачитская зона образует коленообразный изгиб и, глубоко погружаясь, прослеживается в юго-западном направлении через весь Техас. Здесь в сравнительно узкой полосе скважины вскрыли дислоцированные палеозойские осадки под меловыми. С приближением к поднятию Льяно Уачитская зона снова резко изгибается и на границе с Мексикой появляется вновь на поверхности в горах Марафон и Солитарио, построенных аналогично горам Уачита. Уачитско-Марафонская ветвь герцинид сложена образованиями переходного от миогеосинклинальных к эвгеосинклинальным типа и сопровождается передовыми прогибами Строун и Вал-Верде. Далее к западу она скрывается под мезозоем Мексиканских Кордильер.

Центральные части Аппалачско-Уачитско-Марафонского складчатого пояса, захороненные под мезо-кайнозойскими осадками прибрежных равнин Мексиканского залива и Атлантического океана, входят в состав эпипалеозойской платформы. Герцинское складчатое основание в ее пределах характеризуется общим юго-западным простиранием, которое прослеживается на юге вплоть до Гватемалы и Гондураса. В северной наземной части впадины Мексиканского залива основание глубоко погружено. Общее пологое гомоклинальное залегание слоев с наклоном к заливу здесь осложнено зонами сбросовых нарушений, крупными сводами, интрузиями и соляными куполами.

Вторая Арктическая эпипалеозойская платформа обрамляет Северо-Американскую платформу с северо-запада, слагая архипелаг Парри, острова Свердруп и самую северную прибрежную часть Аляски. Изучение этой платформы только начато.

Горные сооружения Кордильер, включающие в восточной части Скалистые горы, протягиваются вдоль западного края всего континента на расстояние более 8000 км. Ширина их в пределах США достигает 1000 км. В подвижном поясе Кордильер с востока на запад выделяются три основные тектонические зоны: эпиплатформенные орогенические области Северных Скалистых гор, Южных и Центральных Скалистых гор, миогеосинкли-

нальная и эвгеосинклиальная области первичной палеозой-нижнемезозойской геосинклинали, превращенные в мезо-кайнозой в складчатые сооружения.

Эпи платформенные орогенические области Скалистых гор возникли одновременно с горообразованием в геосинклиальном поясе Кордильер в конце мела — начале палеогена в пределах раздробленной краевой части древней платформы между Арктическим океаном и р. Рио-Гранде на юге. Повторное их интенсивное воздымание произошло в конце неогена и в четвертичное время, когда образовался современный рельеф. Лучше всего орогеническая область выражена в Южных и Центральных Скалистых горах (США), где образует крупный выступ, вдающийся в сторону платформы. Слагающие выступ обширные поднятия глыбового строения и разделяющие их глубокие впадины сложены осадками палеозоя и мезо-кайнозоя в платформенных фациях. Второй выступ орогенической области выделяется в арктической части Северных Скалистых гор в Канаде. Он образован горами Макензи, Франклин и Ричардсон, разделенными впадинами Макензи и Игл-Пойнт, выполненными палеозойскими и меловыми слоями в тех же фациях, что и в Южных Скалистых горах.

Строение промежуточного отрезка Северных Скалистых гор в Канаде менее ясно. Внешняя их узкая полоса, контактирующая с сильно деформированным бортом перикратонного прогиба, имеет чешуйчато-надвиговое строение. Однако слагающие ее палеозойские отложения по составу и мощности не отличаются от одновозрастных слоев примыкающей части платформы. Крупная гравиметрическая ступень оконтуривает с востока выступ Южных Скалистых гор и далее следует вдоль Северных Скалистых гор. Размеры и конфигурация выступов Южных и Центральных Скалистых гор и гор Макензи контролируется архейскими ядрами фундамента (см. рис. 60). Оба выступа отделены от полосы Северных Скалистых гор поперечными разломами, на что указывают геофизические данные.

Складчатые зоны Кордильер сложены палеозойскими и мезо-кайнозойскими отложениями. Многоэосинклиальная область протягивается сравнительно узкой полосой в Северных Скалистых горах. Далее к югу она расширяется и огибает орогеническую область Южных и Центральных Скалистых гор, а еще южнее за р. Рио-Гранде в Мексике слагает горы Восточная Сьерра-Мадре. Строение ее характеризуется возникшими в течение ларамийской складчатости линейными складками и надвигами, местами переходящими в покровы. Эвгеосинклиальная область прослеживается от Аляски до Центральной Америки, образуя самый западный пояс Кордильер, осложненный крупными разломами и блоковыми структурами. В ее пределах широко распространены метаморфические и вулканогенные породы, а также многочисленные интрузии кислых и основных пород. Складкообразование в основном здесь имело место в невадийское (позднеюрское) время.

В Южной Аляске и на Тихоокеанском побережье США в пределах эвгеосинклиальной области широко развиты кайнозойские отложения, испытывавшие интенсивные складчато-разрывные деформации вплоть до плейстоцена. Кайнозойский передовой прогиб в Кордильерах отсутствует и выражен только местами в Мексике.

Кроме продольной зональности, в южной части Кордильер хорошо выражена поперечная зональность, обусловленная зонами глубинных разломов субширотного простирания, параллельного системе Вичита. Эти зоны делят Кордильеры на пять сегментов, отличающихся по геологическому строению и истории развития (Ф. Кинг, 1969 г.). Некоторые разломы лежат на продолжении

огромных трещин на дне Тихого океана. Зона разломов Льюис-Кларка разделяет сегменты Аляскинско-Канадский и Орегонско-Монтанский. Она пересекает штат Монтана, ограничивая с севера выступ орогенической области Южных и Центральных Скалистых гор. По-видимому, эта зона распространяется и на древнюю платформу, так как на ее восточном продолжении в штате Висконсин наблюдаются разрыв и смещение крупной линейной положительной гравиметрической аномалии, отходящей от оз. Верхнее, на продолжении которой в Мидконтиненте находится погребенный гранитный кряж Немаха.

Более южная зона р. Снейк отделяет Орегонско-Монтанский сегмент от Калифорнийско-Колорадского, огибая с юга древнее ядро фундамента, заключенное внутри северной части орогенической области.

Зона разломов Техаса ограничивает с юга выступ орогенической области Южных и Центральных Скалистых гор, отделяя ее от Мексиканского сегмента. Вдоль восточной части зоны интенсивно дислоцированная миогеосинклинальная область непосредственно граничит с платформой.

Мексиканский сегмент выделяется тем, что в его пределах складчатое основание, по крайней мере частично, сложено палеозойской складчатостью Аппалачско-Уачитской системы. От Центральноамериканского сегмента Мексиканский отделен зоной разломов Центральной Гватемалы.

Северо-западная часть континента разбита поперечными разломами северо-восточного и субмеридионального направлений. К этой системе относятся зона разломов Чукотского моря, установленная недавно американскими геофизиками, и разлом впадины Игл-Плейн на границе Аляски и Канады. Несколько крупных разломов, отходящих от Канадского щита, ограничивают и разбивают Западно-Канадскую впадину, частично прослеживаясь и в Скалистых горах.

В пределах древней платформы выделяются провинции (рис. 61): Западно-Канадская — перикратонный прогиб, Западная внутренняя и Пермская

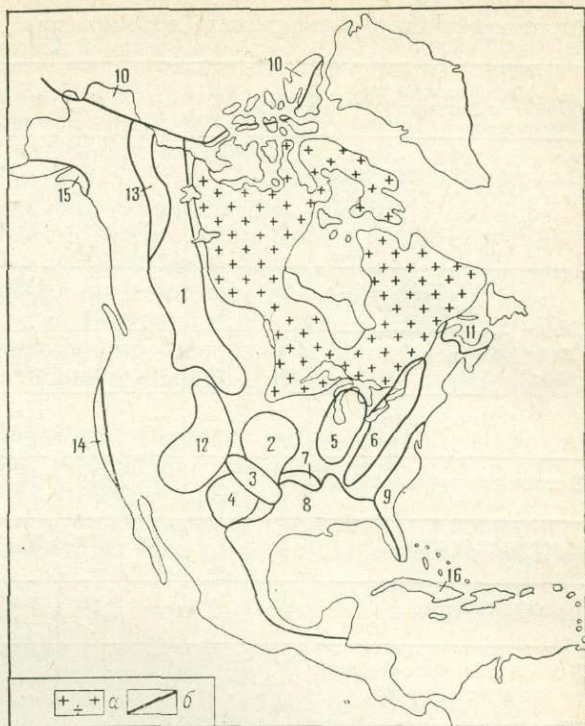


Рис. 61. Схема расположения нефтегазоносных провинций Северной и Центральной Америки.

a — выход на поверхность кристаллических пород Канадского щита; *b* — контуры провинций. Нефтегазоносные провинции. Древняя Северо-Американская платформа: 1 — Западно-Канадская, 2 — Западная внутренняя, 3 — Вичитская, 4 — Пермская, 5 — Восточная внутренняя, 6 — Преаппалачская, 7 — Предуачитская; эпипалеозойские платформы и палеозойский складчатый пояс: 8 — впадины Мексиканского залива, 9 — Приатлантическая, 10 — Арктическая, 11 — впадины залива Святого Лаврентия; подвижный пояс Кордильер, эпиплатформенная орогеническая область: 12 — Южных и Центральных Скалистых гор, 13 — Северных Скалистых гор; кайнозойская складчатость: 14 — Калифорнийская, 15 — Южной Аляски, 16 — Антильско-Карибская.

Таблица 18
Стратиграфическое распределение промышленной нефтегазоносности
в Северной Америке

Нефтегазоносная провинция		Sm-O	S	D	M ¹	П ²	P	T	J	Cr	Pg	N	Q
Северо-Американская платформа													
Западно-Канадская ³		H		H* Г	H Г	H	—	H Г	H	H* Г	—	—	—
Мид-континент	Западная внутренняя ³	H*	—	H	H Г	H* Г	Г	—	—	—	—	—	—
	Пермская ³	Г* H	Г H	H* H	H	H* H	H* Г	—	—	—	—	—	—
	Вичитская	H Г	—	—	H	H* Г	Г* H	—	—	—	—	—	—
Восточная внутренняя		H Г	H Г	H* H	H* Г	H Г	—	—	—	—	—	—	—
Предаппалачская		Г	Г H	H* Г	H* Г	H	—	—	—	—	—	—	—
Предуачитская		Г	Г	—	Г	Г*	—	—	—	—	—	—	—
Эппалеозойские платформы													
Мексиканского залива ³		—	—	—	—	—	—	—	H	H* Г	H* Г	H* Г	—
Приатлантическая		—	—	—	—	—	—	—	—	Г	—	—	—
Арктическая ³		—	—	—	—	—	H	H	H	Г H	—	—	—
Залив Св. Лаврентия		—	—	—	H	—	—	—	—	—	—	—	Г
Эпплатформенной орогенической области													
Южных и Центральных Скалистых гор		H	—	H Г	H Г	H* Г	H Г	H Г	H Г	H* Г	Г H	—	—
Северных Скалистых гор		—	—	H	Г* H	Г H	—	—	—	Г	—	—	—
Складчатых Кордильер Калифорнийская ³		—	—	—	—	—	—	—	—	Г H	H Г	H* Г	H Г
Южной Аляски ³		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	H Г	—
Антильско-Карибская		—	—	—	—	—	—	—	H	H	—	H	—

¹ М — миссисипий.

² П — пенсильваний.

³ Провинции, имеющие наибольшее промышленное значение.

провинции окраинных впадин; Восточная внутренняя провинция внутриплатформенной впадины; Вичитская провинция внутриплатформенной подвижной зоны; Преаппалачская и Преуачитская провинции платформенных склонов передовых прогибов. К провинциям молодых платформ принадлежат узловая впадина Мексиканского залива, Приатлантическая и Арктические окраинные впадины. К внутренним впадинам каледонид палеозойского складчатого пояса относится небольшая провинция залива Святого Лаврентия. В подвижном поясе Кордильер выделяются провинции, объединяющие впадины эпиплатформенной орогенической области Южных и Центральных (США) и Северных (Канада) Скалистых гор и внутренние и прибрежные впадины Притихоокеанской зоны кайнозойской складчатости (провинции Калифорнийская и Южной Аляски).

Громадное большинство провинций Северной Америки находится на территории США. Западно-Канадская провинция расположена в пределах Канады и США, а провинция впадины Мексиканского залива, кроме США, охватывает и территорию Мексики.

В Центральной Америке выделяется Антильско-Карибская провинция внутренних и прибрежных впадин Кордильер, где незначительное количество нефти добывают в основном на Кубе.

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности отдельных провинций показан в табл. 18, а данные по добыче и запасам нефти и газа приведены в табл. 19 и 20.

Таблица 19

Добыча нефти и газа по странам Северной Америки

Страна	Нефть, млн. т.		Газ, млрд. м ³	
	1960 г.	1970 г.	1960 г.	1970 г.
США	345,000	534,000 *	361,637	625,0
Канада	25,700	69,500 *	14,809	67,0
Мексика	14,500	22,000	9,665	19,6
Всего	385,200	625,500	386,111	711,6

*Включая конденсат.

Таблица 20

Разведанные запасы нефти и газа по странам Северной Америки

Страна	Нефть, млн. т.		Газ, млрд. м ³
	1960 г.	1970 г.	1970 г.
США	4 275	4 989	7 500
Канада	615	1 447	1 711
Мексика	374	451	283
Всего	5 264	6 887	9 494

По добыче нефти США занимают первое место в мире и в Северной Америке. В 1970 г. здесь было получено 534 млн. т нефти, что составляет около 23% мировой нефтедобычи. Добыча газа США достигла 625 млрд. м³ (60% мировой). Второе место по добыче нефти и газа в Северной Америке занимает Канада (69,5 млн. т нефти и 67 млрд. м³ газа в 1970 г.). Разведанные извлекаемые запасы нефти США на 1 января 1971 г. составили всего около 5 млрд. т, а газа — 7,5 трлн. м³.

Глава 19

СЕВЕРО-АМЕРИКАНСКАЯ ПЛАТФОРМА И ПЕРЕДОВЫЕ ПРОГИБЫ ПАЛЕОЗОЙСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ СИСТЕМЫ

§ 37. Западно-Канадская провинция

Западно-Канадская провинция в основном представляет крупный перикратонный прогиб на склоне Канадского щита (Альберта, Саскачеван, Манитоба, Британская Колумбия). Северо-западные территории ограничены с запада эпициклоформенной орогенической областью гор Макензи и Северными Скалистыми горами. В пределах прогиба палеозойские и мезозойские слои залегают в общем гомоклинально. В южной части провинции обособляется Уиллистонская синеклиза (рис. 62), большая часть которой находится на территории США (штаты Северная и Южная Дакота и восточная часть Монтаны).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Платформенный чехол сложен преимущественно морскими осадками от верхнего кембрия до миссисипия и от юры до кайнозоя. Отложения триаса и мела частично континентальные. В разрезе имеется ряд несогласий и перерывов, главные из которых приурочены к основанию среднего девона, триаса, юры и нижнего мела. Наиболее полный разрез наблюдается в Уиллистонской синеклизе, где его мощность составляет 3—4 тыс. м (рис. 63). Палеозойские отложения имеют преимущественно карбонатно-глинистый состав с эвапоритами в низах среднего девона. Мезозойские осадки представлены песчано-глинистыми породами.

В ордовикских в основном карбонатных осадках (500 м) заключены крупные продуктивные горизонты в Уиллистонской синеклизе. В отложениях среднего девона (800 м) и верхнего девона (до 1200 м) в Западной Канаде развиты рифовые массивы и биостромы, местами (Альберта) заключающие богатые залежи нефти и газа. Миссисипские известняки и доломиты (600—700 м) нефтегазоносны главным образом в западной части Альберты, где они сохранились от древнего размыва, а также на склонах свода Суитграсс и в Уиллистонской синеклизе. Продуктивные зоны в них находятся на разных стратиграфических уровнях под несогласно перекрывающимися отложениями мела и юры, а местами (Альберта) триаса и пермо-пенсильвания. Мелководные отложения триаса (200—1300 м), сложенные пестроцветами с прослоями ангидритов, распространены только в западной части прогиба и в Уиллистонской синеклизе. Они представлены наиболее полно и являются основным нефтегазоносным комплексом в Британской Колумбии. Такое же распространение имеют и юрские отложения (200—2300 м), нефтеносные в основном в Уиллистонской синеклизе. Широко распространены осадки нижнего мела (до 600—750 м) и верхнего мела (свыше 1000 м). Меловые песчаники характеризуются непостоянным сложением, часто линзовидны и выклиниваются. К ним приурочены многочисленные продуктивные горизонты. Среди последних в нижнем мелу выделяется песчаник викинг

Рис. 62. Западно-Канадская нефтегазоносная провинция. Составила Н. Ю. Успенская.

1 — палеозойская складчатость Полярной Канады; 2 — Канадский щит; 3 — дислокации зоны предгорий Северных Скалистых гор; 4 — Северные Скалистые горы; 5 — Кордильеры; 6 — эпиплатформенная орогеническая область Южных и Центральных Скалистых гор; 7 — стратозогины поверхности фундамента; 8 — границы нефтегазоносных впадин; 9 — зона разломов Льюис-Кларк; 10 — основные зоны поперечных разломов.

Нефтегазоносные впадины и прогибы: А — Уиллистонская; Б — Западно-Канадский прогиб; Б' — гомоклиналь Альберты; В — Макензи; Г — Игл-Шейп. Сводные поднятия: I — Татлина; II — Пис-Ривер; III — Суитграсс; IIIa — Норд-Баттлфорд, Горы; IV — Макензи; V — Франклин; VI — Ричардсон; VII — Огильви — Сельвин. Плато: VIII — Пинл. Административные провинции Канады: а — Северо-Западные территории; б — Британская Колумбия; в — Альберта; г — Саскачеван; д — Манитоба. Штаты США: е — Монтана; ж — Северная Дакота; з — Южная Дакота; и — Вайоминг.

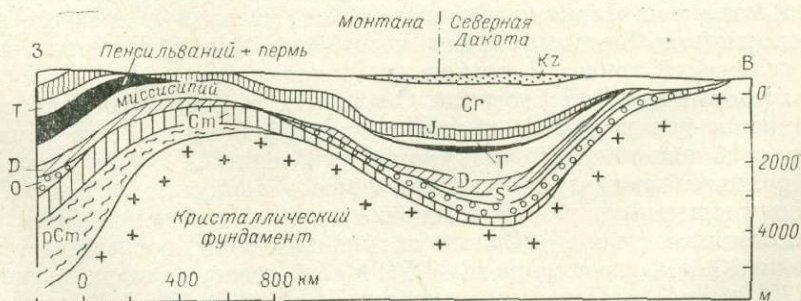
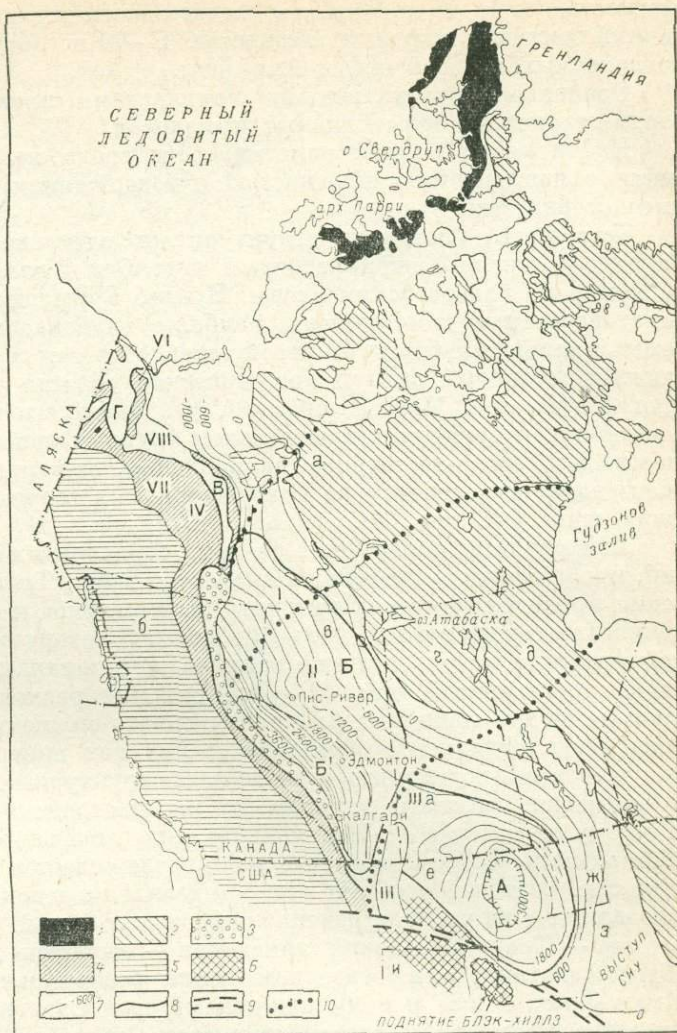


Рис. 63. Разрез через Уиллистонскую впадину и свод Суитграсс.

мощностью от 5—15 до 90 м, а в средней части верхнего мела — высокопродуктивный песчаник кардиум мощностью 5—30 м, который содержит 20% всех извлекаемых запасов нефти Альберты.

Основными продуктивными комплексами провинции являются средневерхнедевонский, миссисипский и меловой.

Нефти легкие, малосернистые, хотя среди меловых нефтей встречаются нефти с повышенными плотностью и содержанием серы вплоть до тяжелых высокосернистых.

Тектоника. Главными структурными элементами провинции являются Западно-Канадский перикратонный прогиб и Уиллистонская синеклиза, выделяемые по палеозойским слоям. Прогиб в структурном отношении представляет волнистую гомоклинали, наиболее глубокая часть которой называется гомоклиналию Альберты. В своей северной части в районе гор Макензи, слагающих восточный выступ орогенической области Северных Скалистых гор, прогиб сужается. Кристаллический фундамент его по геофизическим данным и материалам бурения нарушен рядом крупных поперечных разломов, преимущественно северо-восточного направления, параллельного границам архейского ядра, выделенного на Северо-западных территориях в пределах Канадского щита (см. рис. 60).

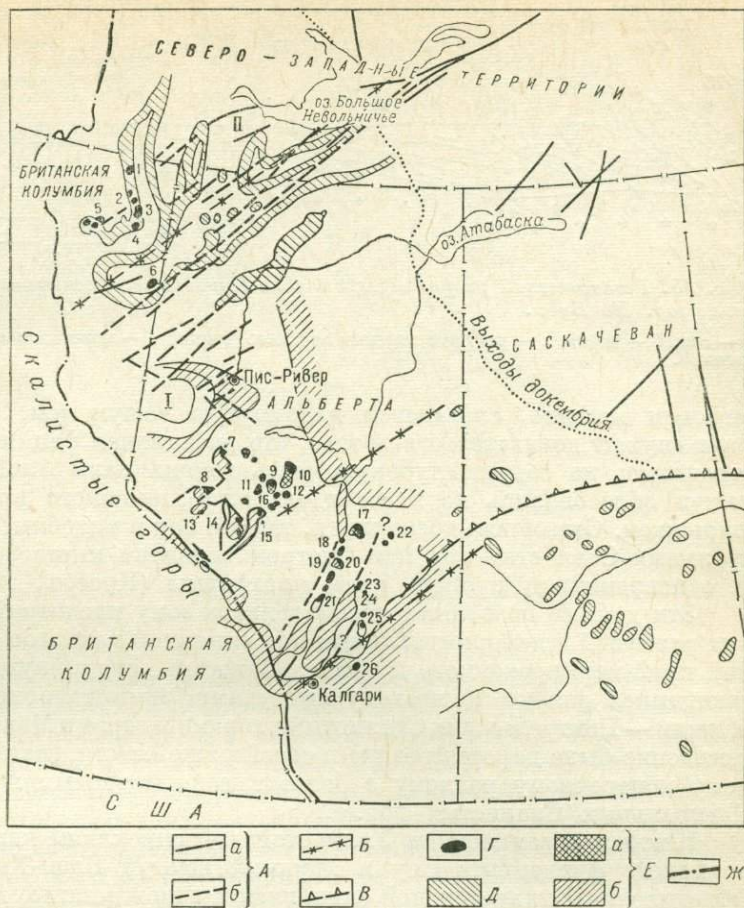
Два крупных поперечных разлома ограничивают Западно-Канадский прогиб, продолжаясь в пределах Канадского щита. Третий разлом такого же значения проходит через центральную часть прогиба и оз. Невольничье; он ограничивает с севера гомоклиналию Альберты. К северу от г. Эдмонтон в Центральной Альберте намечается еще один разлом, параллельный всем остальным, но менее протяженный (рис. 64). Эти системы разломов разбивают фундамент прогиба на три обширных блока, ступенчато опущенных с севера на юг. Вдоль разломов в фундаменте образовались крупные поперечные выступы, отраженные сводовыми поднятиями в различных структурных этажах осадочного чехла, и оказавшие большое влияние на распространение нефтегазоносных толщ. К северу от разлома оз. Невольничье находится палеосвод Татлина, а к югу — обширный свод Пис-Ривер, который прослеживается от оз. Атабаска до Скалистых гор. Этот свод особенно четко выделялся в девонское время и оказал большое влияние на распространение рифогенных фаций. Самый южный поперечный разлом — Транс-Канадский линеамент — выражен в фундаменте крупными сбросо-сдвигами, а в осадочном чехле региональным эрозийным уступом Медоу-Лейк. С юга к нему примыкают свод Суитграсс и его продолжение — поднятие Баттлфорд. Линеамент и свод Суитграсс отделяют Западно-Канадский прогиб от Уиллистонской впадины и срезаются на юге (в Западной Монтане) разломом Льюиса-Кларка. Свод Суитграсс сложен палеозоем, перекрытым юрскими и меловыми осадками. Он проявлялся, начиная с древнего палеозоя, но особенно заметно был выражен в мезозойское время, что видно из выклинивания отложений триаса и юры на его склонах (рис. 63).

От передовых хребтов Северных Скалистых гор Западно-Канадский прогиб отделяется узким поясом предгорий длиной более 1500 м, характеризующимся в своей южной части очень сложной тектоникой. В Альберте структура пояса по данным бурения представляет серию надвинутых на восток и разбитых на блоки складчатых чешуй, сложенных палеозоем, перекрытым мезозойскими отложениями (рис. 65). Сильно нарушенная зона прослеживается на расстоянии около 300 м при ширине 15—65 м и ограничена с запада региональным крутым (75°) взросом Передовых хребтов. Интенсивность деформаций уменьшается от Скалистых гор к платформе и с юга на север. Наиболее резко они

Рис. 64. Распространение рифов в девонских отложениях Западной Канады. Составил В. Ф. Бывков по материалам Атласа геологической истории Западной Канады и другим источникам.

А — разломы фундамента: а — на поверхности, б — под осадочным чехлом; Б — границы блоков по данным магнитометрии; В — уступ Медоу-Лейк; Г — основные рифовые месторождения нефти и газа; Д — зоны распространения среднедевонских рифов (квер-ривер); Е — зоны распространения верхнедевонских рифов: а — биверхилл лейк, б — ледюк; Ж — граница Скалистых гор. I — девонское поднятие (суша) Пис-Ривер; II — палеосвод Татлина.

Месторождения нефти и газа: 1 — Петитот-Ривер; 2 — Кабин; 3 — Кочо-Лейк; 4 — Сиерра; 5 — Кларк-Лейк; 6 — Палди; 7 — Стерджен-Лейк; 8 — Симонетт; 9 — Вирджиния-Хиллз; 10 — Суон-Хиллз; 11 — Кейбоб; 12 — Джуди-Крик; 13 — Берланд-Ривер; 14 — Пайн-Крик; 15 — Уинд-фолл; 16 — Карсон-Крик; 17 — Редутер; 18 — Ачесон; 19 — Голден-Спайк; 20 — Ледюк; 21 — Римбей; 22 — Уиллингдон; 23 — Дюамель; 24 — Эркин; 25 — Стеттлер; 26 — Уест-Драмхеллер.



выражены к западу и юго-западу от г. Калгари в самой южной части пояса предгорий на газоконденсатном месторождении Тернер-Велли, представляющем сложно разбитую надвинутую складку. В северной части Альберты, в Британской Колумбии и Северо-Западных территориях, с приближением к выступу гор Макензи, эти надвигово-складчатые дислокации затухают, замещаясь пологими поднятиями.

Обычно нарушенный пояс предгорий считается геосинклинальным склоном передового прогиба ларамийской складчатости Скалистых гор, к которому относят гомоклиналь Альберты. При этом его чешуйчато-надвиговое строение связывают с крупным пологим шарьяжем, который, как предполагается, перекрыл центральную часть прогиба. Однако с такой концепцией не согласуется общность фаций, мощностей и продуктивных горизонтов палеозойских и мезозойских отложений, слагающих надвинутые чешуи Скалистых гор, предгорной полосы и гомоклинали Альберты.

Вопрос этот окончательно выяснился, когда недавно на месторождении Страчан-Рисинус предгорной зоны была открыта залежь газа в девонском

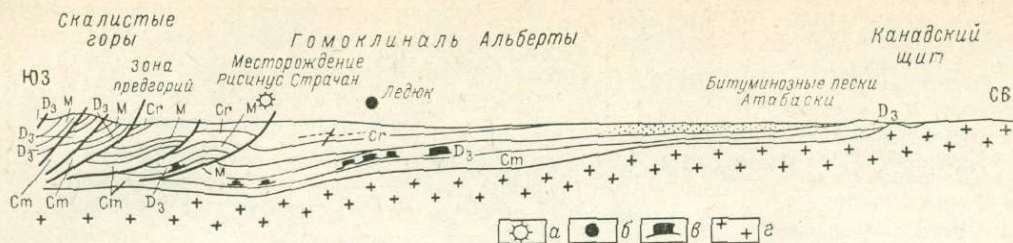


Рис. 65. Геологический разрез через Западно-Канадскую провинцию от Атабаски до Скалистых гор. По Буйо.

а — газ; б — нефть; в — рифовые массивы верхнего девона; г — кристаллический фундамент; М — миссисипий.

рифовом массиве, слагающем надвинутую чешую (см. рис. 64). Указанный факт служит доказательством того, что рифогенная фация платформы распространялась на самую глубокую часть гомоклинали Альберты, и надвинутые чешуи образовались на месте вдоль платформенного края, а не принесены шарьяжем. Они могли возникнуть, так же как и подобные им деформации Центральных Скалистых гор при быстром поднятии мигеосинклинального пояса и одновременном прогибе края платформы (Кросби, 1968).

Эти данные позволяют рассматривать зону предгорий в Западной Канаде как разбитый и деформированный под влиянием надвигов Скалистых гор внешний край перикратонного прогиба. Зажатая между двумя поднятыми и выдающимися далеко к востоку выступами эпи платформенной орогенической области — Центральными Скалистыми горами и горами Макензи, эта зона преимущественно была деформирована в своей южной части, граничащей по региональному поперечному разлому с более высоко поднятым и надвинутым блоком Центральных Скалистых гор.

Южным ограничением Уиллистонской синеклизы является выступ докембрийского фундамента Сиу и крупный выступ Блэк-Хиллс Скалистых гор. Объединение Уиллистонской синеклизы с гомоклиной Альберты в одну провинцию обусловлено общностью разреза и сходством мощностей выполняющих их осадков. В девонское и миссисипское время эти структуры вообще почти не разделялись. В региональном плане Уиллистонская синеклиза, как и гомоклиналь Альберты, расположена на северо-западном склоне Трансконтинентального палеозойского свода Северной Америки. Этот свод в палеозое резко отделял Уиллистонскую синеклизу от расположенных восточнее провинций Мидконтинента и Восточной внутренней.

В пределах Уиллистонской синеклизы выделяется несколько крупных антиклинальных зон, слабо выраженных на поверхности и образовавшихся, как предполагают, в результате подвижек блоков фундамента (зона Нессон, зона Сидар-Крик, отходящая от выступа Блэк-Хиллс, и сводообразное поднятие Поплар (рис. 66).

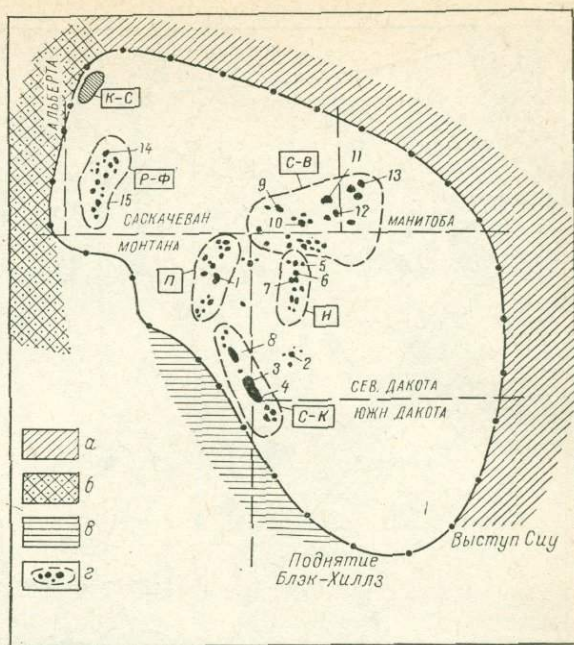
Условия залегания нефти и газа. В провинции известно более 500 месторождений нефти и газа, из которых около 100 находятся в Уиллистонской синеклизе. По геологическому строению и нефтегазоносности здесь выделяются две субпровинции: гомоклинали Альберты и Уиллистонской синеклизы и две нефтегазонасыщенные области: свода Суитграсс и предгорий Скалистых гор.

Суб провинция гомоклинали Альберты характеризуется главным образом месторождениями атектонического (седиментационно-

Рис. 66. Распределение месторождений нефти и газа в Уиллистонской впадине.

а — склоны Канадского щита; б — свод Суитграсс и поднятие Норд-Ваттлфорд; в — эпишлатформенная орогенетическая область Центральных Скалистых гор; г — нефтеносные районы и зоны.

Районы: К-С — Колевилл-Смайли, С-В — Саурис-Волли, Р-Ф — Рапдан-Фостертон; зоны: Н — Нессон, С-К — Сидар-Крик, П — Пошлар. Наиболее крупные месторождения: 1 — Пошлар; 2 — Фрайбург; 3 — Кабин-Крик; 4 — Фаллон; 5 — Тайога; 6 — Бивер-Лодж; 7 — Хофлунд; 8 — Пайн; 9 — Вейбурн; 10 — Стилмен; 11 — Мидейл; 12 — Аллида; 13 — Норд-Вирден; 14 — Саксес; 15 — Доллард.



денудационного) или комбинированного типов, среди которых много газовых (рис. 67). Закономерности распространения месторождений контролируются в основном палеогеографическими и палеотектоническими особенностями распространения девонских и более молодых отложений. Девонские отложения известны на всей площади гомоклинали, тогда как более молодые осадки, за исключением меловых, в результате сильной послемиссисипской эрозии распространены преимущественно полосами в западной части гомоклинали. Примерно половина крупных месторождений связана с девонскими рифами (см. рис. 64). Другая половина приурочена к песчано-алевритовым телам и погребенным выступам древнего рельефа.

Наиболее типичными зонами нефтегазонакопления являются барьерные и атолловые рифы, погребенные эрозионные гряды известняков, зоны выклинивания песчаников и береговых валов.

По типам месторождений в субпровинции выделяется ряд нефтегазоносных районов (рис. 68) и несколько зон распространения девонских рифовых месторождений, которые частично их перекрывают. Предгорный пояс Скалистых гор следует выделить в самостоятельную нефтегазоносную область.

Девонские рифовые месторождения, общее количество которых превышает 50, дают более половины всей добычи Канады (70% в 1966 г.) и содержат более 50% всех извлекаемых запасов. Многие рифовые месторождения высокодебитные и очень крупные с извлекаемыми запасами нефти от нескольких десятков миллионов до 100 млн. т (Редуотер, Рейнбоу) и 125 млн. м³ (Суон-Хиллз). Глубина залегания рифов от 1500 до 3500 м. Высота их достигает 300—400 м, форма платообразная (верхнедевонские рифы) или конусовидная (среднедевонские рифы). Этаж нефтегазоносности до 200 м. В Канаде известны рифы барьерного и атоллового типов и одиночные рифовые тела. Почти все рифы сложены

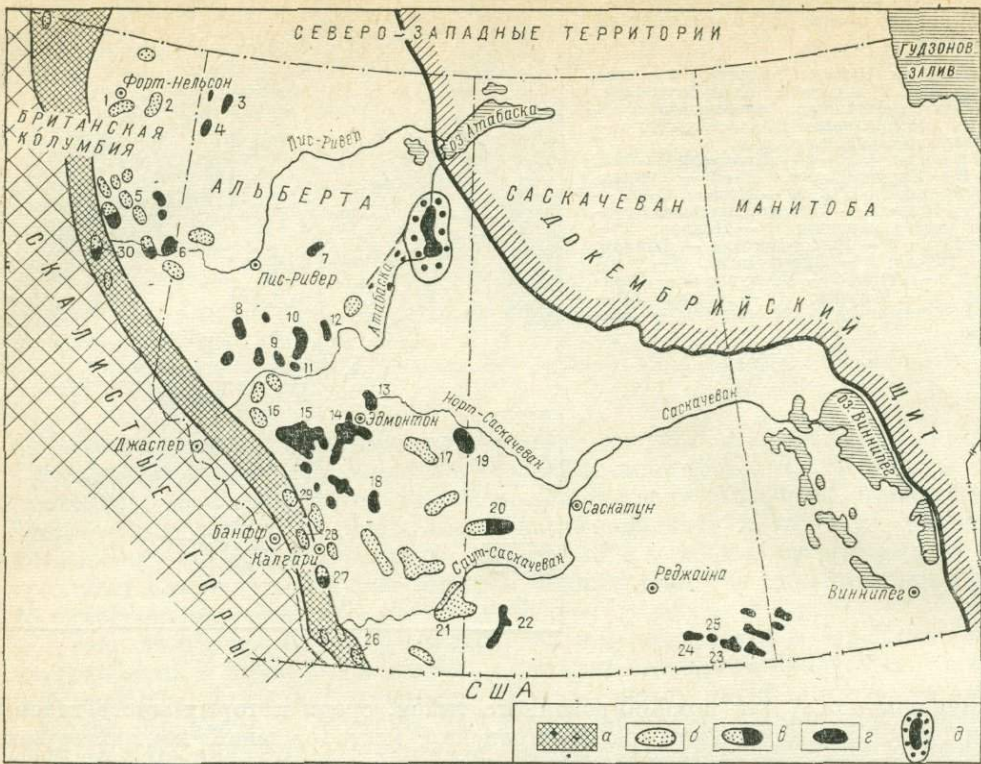


Рис. 67. Распространение крупных нефтяных и газовых месторождений в Западной Канаде.

а — зона чешуйчатых деформаций слоев в предгорьях; месторождения: б — газовые, в — газонефтяные, г — нефтяные, д — битумные песчаники Атабаски.
 Месторождения: 1 — Кларк-Лейк; 2 — Кочо-Лейк; 3 — Зама; 4 — Рейнбоу; 5 — Бьюик-Крик; 6 — Баундари-Лейк; 7 — Ред-Эрс; 8 — Стерджен-Лейк; 9 — Вирджиния-Хиллз; 10 — Суон-Хиллз; 11 — Джуди-Крик; 12 — Митсю; 13 — Редуотер; 14 — Ледюк; 15 — Пембина; 16 — Эдсон; 17 — Викинг-Кинселла; 18 — Фенн-Биг-Валли; 19 — Ллойдминстер; 20 — Колевилл-Смайли; 21 — Медисин-Хэт; 22 — Фостертон; 23 — Стлмен; 24 — Вейбурн; 25 — Мидейд; 26 — Пинчер-Крик; 27 — Тернер-Валли; 28 — Джампинг-Паунд; 29 — Страчан-Рисинус; 30 — Блублири.

доломитизированными известняками и перекрыты глинистыми, реже хемогенными породами.

Рифовые месторождения группируются на три основные зоны, приуроченные к зонам сочленения отмеченных выше крупных блоков фундамента (см. рис. 68). При этом наблюдается омоложение рифов с севера на юг. В первой зоне в пределах самого южного блока (Юго-Восточная Альберта) распространены рифы франского яруса (свита ледюк). Они образуют здесь два громадных барьерных рифа — Ледюк и Дюамель, приуроченные к разломам, отходящим от Трансканадского линеамента. Риф Ледюк простирается на 250 км и включает 13 нефтяных и нефтегазовых месторождений (рис. 69), среди которых выделяются Ледюк и Редуотер. Группа одиночных рифов, представляющих небольшие месторождения, располагается юго-восточнее, ближе к уступу Медоу-Лейк, который с севера ограничивает шельфовые карбонатные фации свиты ледюк.

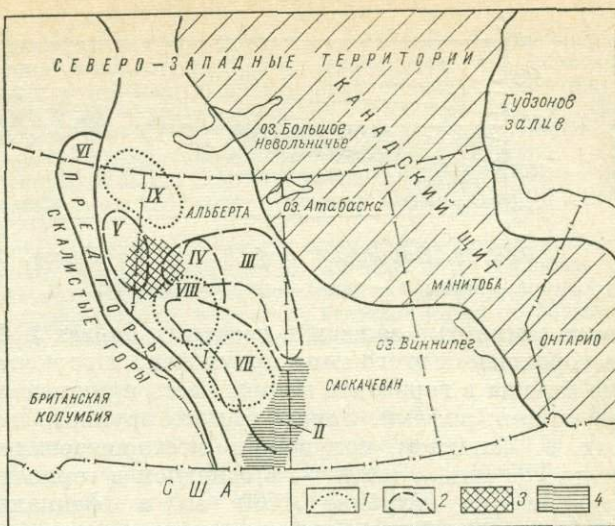
Вторая зона позднедевонского рифообразования возникла в пределах центрального блока на юго-восточном склоне палеосвода Пис-Ривер (Центральная Альберта). Рифы здесь относятся, кроме свиты ледюк, также к нижележащим

Рис. 68. Нефтегазоносные районы и субпровинции Западно-Канадского прогиба.

1 — зоны распространения девонских рифовых месторождений; 2 — нефтегазоносные районы; 3 — палеосвод Пис-Ривер; 4 — свод Суитграсс.

Нефтегазоносные районы, связанные: I — с несогласным перекрытием мезозем миссисипской эрозионной поверхности (район Эдсон-Калгари); II — с выклиниванием и линзовидным залеганием меловых песчаных коллекторов (Центральная и Юго-Восточная Альберта); III — со скоплением тяжелых нефтей и битумов в базальных отложениях нижнего мела (зона Атабаска — Ллойдминстер); IV — с аккумуляцией обломочного материала палеозойских пород на склонах палеосвода Пис-Ривер (зона Пис-Ривер); V — с локальными поднятиями района Форт-Сент-Джон; VI — нефтегазоносная область предгорий.

Зоны распространения рифовых месторождений: VII — Юго-Восточной Альберты; VIII — Центральной Альберты; IX — Северо-Западной Альберты и Британской Колумбии



слоям (биверхилл) франского яруса. Они образуют наиболее крупные постройки атоллового типа, которые развивались на шельфовом обрамлении палеосвода, разбитого двумя системами разломов. К этой зоне приурочены крупнейшие рифовые месторождения — Суон-Хиллз, Джуди-Крик и др.

Третья рифовая зона находится в пределах северного блока (Северо-Западная Альберта и Северо-Восточная Колумбия) и тяготеет к региональной системе разломов оз. Невольничье. Эта зона характеризуется очень высокой газоносностью. Рифы здесь возникли на четырех стратиграфических уровнях в отложениях живетского яруса среднего девона и характеризуются в основном массивами конусообразной формы. На поднятом крыле одного из региональных разломов находятся барьерные рифы, к которым относятся крупные месторождения газа Кочо-Лейк и Кларк-Лейк. По обе стороны барьерного рифа прослеживаются атолловые и одиночные рифы, с которыми связаны крупные месторождения Зама и Рейнбоу (см. рис. 67). К 1968 г. в этой зоне было открыто более 160 рифовых месторождений.

В субпровинции гомоклинали Альберты мы выделяем по географическому признаку и с учетом преобладающего типа месторождений пять нефтегазоносных районов: Эдсон-Калгари, Юго-Восточной и Центральной Альберты, Атабаска — Ллойдминстер, склонов палеосвода Пис-Ривер, Форт-Сент-Джон.

Нефтегазоносный район Эдсон-Калгари, протягивающийся в южной части гомоклинали параллельно предгорьям, характеризуется нефтегазоносностью сильно эродированных миссисипских известняков, перекрытых на глубине 2600—3000 м юрскими и меловыми породами. В эрозивных выступах и зонах несогласного срезания известняков имеются нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи структурно-стратиграфического и останцево-стратиграфического типов.

Район Юго-Восточной и Центральной Альберты характеризуется широким распространением месторождений, связанных с зонами выклинивания и линзовидного залегания песчаных коллекторов преимущественно мелового возраста. Залежи нефти и газа в основном относятся к структурно-литологическому и фациально-литологическому типам. Менее распространены литологи-

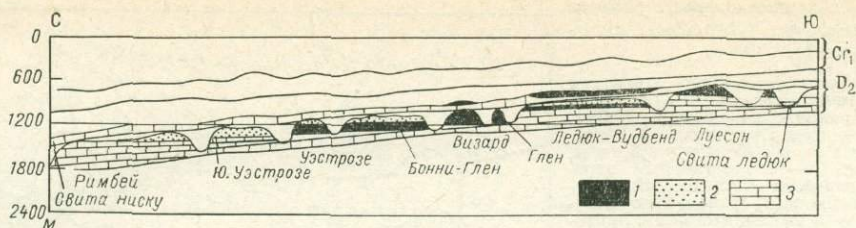


Рис. 69. Барьерный риф Ледюк. По Гассоу, 1954.

1 — нефть; 2 — газ; 3 — рифовые массивы.

чески замкнутые залежи в песчаных линзах и барах. Наибольшее количество месторождений этого типа приурочено к горизонтам кардиум и викинг. Газовые залежи в горизонте викинг часто приурочены к ловушкам, возникшим над девонскими рифами. Запасы самого крупного в Канаде и одного из крупнейших в Западном полушарии месторождения-гиганта Пембина составляют около 250 млн. т нефти — в основном в горизонте кардиум. Залежь нефти заключена на глубине 1700 м в фациально-литологической ловушке.

Район Атабаска-Ллойдминстер характеризуется месторождениями тяжелых нефтей и битумов в базальных отложениях нижнего мела. Он протягивается на расстояние около 1000 км от палеосвода Пис-Ривер через район Атабаски до группы месторождений района Ллойдминстер (рис. 70).

На склоне палеосвода Пис-Ривер месторождения тяжелой нефти связаны с литологическими ловушками, а в районе Ллойдминстер — с локальными поднятиями на северо-западном склоне свода Суитграс. В этих последних наряду со сводовыми имеются и литологические залежи (Ллойдминстер). Залежи тяжелой нефти и битума в данном районе связаны с выклиниванием меловых песчаников. Вследствие залегания на небольших глубинах нефти здесь подверглись интенсивным гипергенным изменениям. В северной приподнятой части этого пояса (восточный склон палеосвода Пис-Ривер и район Атабаски) нефти асфальтовые, высокосернистые, вязкие, плотностью от 0,996 до 1,029 г/см³. В южной части пояса, вниз по падению гомоклинали, нефти становятся более легкими и парафинистыми.

К этому району относится гигантское месторождение битуминозных песчаников Атабаска площадью около 75 тыс. км². Песчаники, залегающие на глубине около 700 м в верхней части гомоклинали на склоне Канадского щита, обнажаются в долине р. Атабаска на

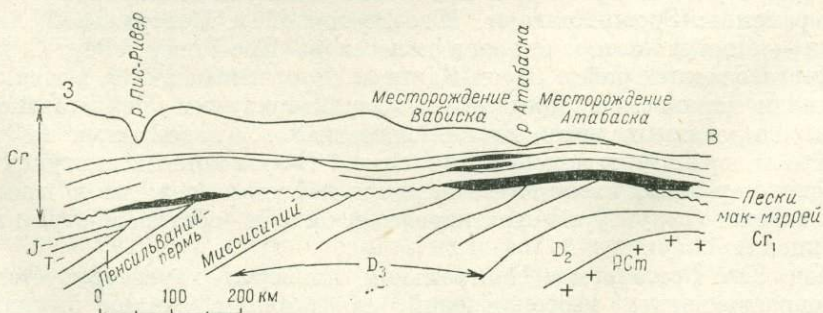


Рис. 70. Разрез залежи битуминозных песков Атабаска. По Холлоуэй.

протяжение 60 км; мощность их уменьшается в восточном направлении. Это грубые кварцевые озерные осадки базальной формации нижнего мела, облегающие размытую поверхность девонских отложений, смятых здесь в небольшую антиклиналь. Мощность битуминозных песчаников изменяется от долей метра до 60 м. В песчаниках содержится до 20% тяжелой вязкой асфальтовой нефти с высоким (4—5%) содержанием серы. Плотность нефти около 1,0 г/см³. Запасы этого месторождения уникальны и составляют около 100 млрд. т нефти, из которых может быть извлечено около 40 млрд. т. Начата разработка битуминозных песчаников карьерами, и построен первый завод для гидрогенизации нефти, который в 1968 г. давал около 2 тыс. т/сут нефти.

Для объяснения этого гигантского скопления нефти выдвигались различные теории, вплоть до предположения о миграции нефти по разломам из глубоких недр. Вероятнее всего (Л. В. Виграс), что углеводороды мигрировали в растворенном в седиментационных водах состоянии из более глубоких частей мелового (?) осадочного бассейна и были переотложены в виде тяжелой нефти в районах с благоприятными физико-химическими условиями, где имелись хорошие ловушки.

В районе склонов палеосвода Пис-Ривер на восточном его склоне распространены месторождения седиментационного типа с залежами нефти и газа в продуктах разрушения кристаллического фундамента свода. На северо-восточном склоне палеосвода залежи нефти и газа на глубине 1500—3000 м связаны с литологическим выклиниванием базальных аркозовых песчаников (грэнит уош) кембрийского возраста, которые выполняют эрозионные понижения на поверхности фундамента (Утикума-Лейк, Ред-Эрс и др.). На юго-восточном склоне палеосвода небольшие залежи нефти приурочены к участкам выклинивания базальных песчаников горизонта гилвуд среднего девона (Митсью и др.).

Район Форт-Сент-Джон находится на северо-западном и западном склонах палеосвода Пис-Ривер в пределах Британской Колумбии и прилегающей части Альберты. Здесь, начиная с 1950 г., открыто более 40 преимущественно газовых месторождений, приуроченных к платформенным поднятиям северо-западного простирания. Основное значение имеют карбонатные и песчаные горизонты триаса, которые содержат около двух третей общих запасов газа и почти все запасы нефти этого района. Типичными являются нефтяные месторождения Баундари-Лейк и Пиджи.

В нефтегазоносной области предгорий Скалистых гор имеется около 10 газовых и газоконденсатных месторождений в складчато-взброшенных, разбитых на блоки структурах краевой части перикратонного прогиба (см. рис. 65 и 67). Залежи газа приурочены к миссисипским известнякам, слагающим ядра структур, и недавно обнаружены в подстилающих эти известняки девонских рифовых отложениях. Газоносны также песчаники мелового возраста. В наиболее сложно построенном и самом крупном газоконденсатном месторождении Тернер-Вэлли, в настоящее время уже выработанном, извлекаемые запасы нефти составили 20 млн. т. Запасы газа этой области превышают 150 млрд. м³.

В Уиллистонской субпровинции, открытой в 50-х годах, нефтегазоносны отложения ордовика, силура, миссисипия, пенсильвания, юры и мела. В западной прибортовой части синеклизы на восточном склоне свода Суитграсс (Саскачеван) выделяются два нефтегазоносных района: Рапдан-Фостертон и Колевилл-Смайли (см. рис. 66). В первом из них месторождения нефти связаны в основном с моноклинально залегающими юрскими слоями, срезанными поверхностью несогласия. Залежи в них литологические (Саксес, Фостертон) и структурно-стратиграфические (Рапдан, Доллард). В небольшом районе Колевилл-Смайли на склоне поднятия Норд-Баттлфорд месторождения нефти приурочены преимущественно к локальным поднятиям. На северо-восточном склоне Уиллистонской синеклизы выделяется район Саурис-Вэлли, где сосредоточены крупнейшие месторождения Саскачевана и Манитобы (Стилмен,

Мидейл, Алида и др.) (см. рис. 67). Залежи структурно-стратиграфического и останцево-стратиграфического типа приурочены к моноклинально залегающим миссисипским отложениям, несогласно перекрытым юрскими слоями.

В центральной части Уиллистонской синеклизы (США) нефтегазоносность связана преимущественно с карбонатными ордовикскими и силурийскими нефтегазоносными слоями, меньше — с миссисипскими и меловыми отложениями и еще в меньшей степени с пенсильванскими, девонскими и юрскими породами. Здесь выделяются нефтегазоносные зоны Нессон, Сидар Крик и Поплар, связанные с соответствующими валобразными поднятиями. В зоне Нессон имеется ряд месторождений, приуроченных к локальным поднятиям, из которых крупными являются Тайога и Бивер-Лодж. Основной продуктивный горизонт заключен в миссисипских слоях. Ловушки образованы обычно комбинацией структурных и литологических условий. В зоне Сидар-Крик месторождения также связаны с локальными поднятиями (Дип-Крик, Глендаив, Сидар-Крик). Нефть приурочена к карбонатным свитам ордовика, силура и миссисипии. Газ встречается в тонких песчаных прослоях в верхней части мощной глинистой меловой толщи. В зоне Поплар находятся крупные месторождения Поплар и Аутлук. Крупнейшими в этой части субпровинции являются месторождения Тайога, Бивер Лодж, Аутлук и Поплар.

Нефтегазоносная область свода Суитграсс включает только его южную часть, находящуюся в Монтане (США). Обычно ее относят к провинции Южных и Централных Скалистых гор, но это чисто формальное объединение, так как по своему генезису весь свод Суитграсс, несомненно, относится к структурным элементам Западно-Канадской провинции. В области имеется более 30 месторождений, в которых продуктивны миссисипские известняки и меловые песчаники. Месторождения в основном связаны с поднятиями платформенного типа.

Самое значительное из них Кевин-Санберст в Монтане.

Добыча нефти и газа в меловых отложениях Западной Канады началась в 1914—1920 гг. В течение 25 лет добыча нефти не превышала 1 млн. т в год. Только начиная с 1947 г., когда были открыты рифовые месторождения, добыча нефти и газа стала бурно расти и за 20 лет увеличилась более чем в 40 раз*. В Канаде добывается в год более 60 млрд. м³ газа. По темпам годового прироста запасов нефти и газа Канада значительно обгоняет США. Обеспеченность запасами нефти и конденсата здесь одна из самых высоких в западном полушарии.

Громадные перспективы представляет освоение арктических территорий Канады, которое началось в последние годы. В дельте р. Маккензи уже открыты нефть и газ.

Промышленная нефтегазоносность Уиллистонской синеклизы в пределах США установлена в начале 50-х годов. В 1966 г. добыча нефти здесь превысила 4 млн. т.

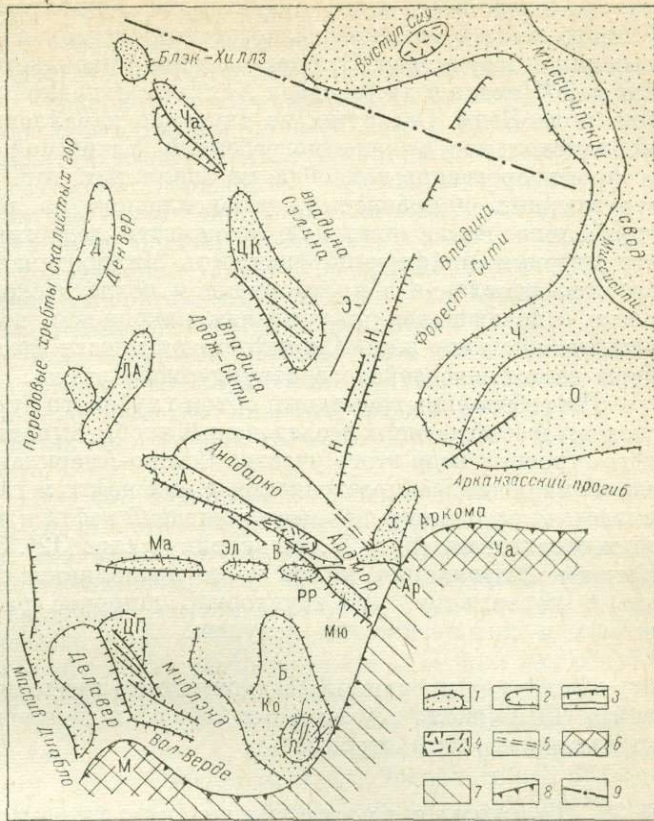
§ 38. Провинции Мидконтинента

Группа провинций Мидконтинента включает Западную внутреннюю и Пермскую провинции, представляющие окраинные синеклизы Северо-Американской платформы, ограниченные с запада эпициатформенной орогенической областью Восточных Скалистых гор, и разделяющую эти впадины зону крупных глыбовых нарушений системы Вичита, которая выделяется в самостоятельную провинцию (рис. 71). Структурное единство провинций этой группы и ее отличие от соседних платформенных провинций Западно-Канадской и Восточной внутренней определяется особенностями строения и развития территории Мидконтинента, расположенной в пределах палеозойского Трансконтинентального свода платформы. Характерной чертой этой территории является очень резко

* Практически вся добыча нефти и газа Канады приходится на Западно-Канадскую провинцию.

Рис. 71. Структурная схема Мидконтинента. Составила Н. Ю. Успенская по тектонической карте, США, 1968.

1 — поднятые структурные элементы платформы; 2 — впадины и прогибы; 3 — разломы фундамента; 4 — выступы докембрийских пород на поверхность; 5 — зона Голден-Тренд прогиба Ардмор; 6 — горные сооружения складчатой системы Уачита на поверхности; 7 — погребенный фронт системы Уачита; 8 — шарьяжи и надвиги; 9 — продолженные зоны разломов Льюис-Кларка. Погребенные своды и поднятия. Западная внутренняя провинция: Ча — Чадрон, ЦК — Центрально-Канзасское, ЛА — Лас-Анимас, Ар — Арбоки, Х — Хантон, Н — погребенный край Немаха, Э — антиклинальная зона Эбайлин; Ч — свод Чотоква, О — свод Озарк; Вичитская провинция, поднятия: А — Амарильо, В — Вичита, Мю — Мюнстер, РР — Ред-Ривер, Эл — Электра, Ма — Матодор; Пермская провинция: ЦП — поднятие Центральной платформы, Ко — свод Кончо, Б — свод Бенд, Л — выступ фундамента Льяно; Уачитская складчатая система: Уа — горы Уачита, М — Марфонские горы.



выраженная глыбовая структура кристаллического фундамента и нижних комплексов платформенного чехла, несоответствие структурных планов допенсиляванских и более молодых отложений, а также незначительное развитие или отсутствие в ее пределах отложений силура и девона вследствие их древнего размыва.

В провинциях Мидконтинента особенно ярко выражено влияние крупных погребенных структурных элементов на условия скопления нефти и газа, распределение месторождений и их типы. Эта территория классического развития так называемых «погребенных гранитных краяхей», которые неизвестны в других провинциях Северо-Американской платформы. В тектоническом плане Мидконтинента доминируют северо-западное и северо-северо-восточное направления, обусловившие ориентировку основных глыбовых структурных элементов. Северо-западное тектоническое направление, резко проявляющееся в основных глыбовых структурах системы Вичита, Западной и Пермской впадин, а также в линеаменте Льюиса-Кларка, ориентировано перпендикулярно фронту Уачито-Марафонской складчатой системы. Это направление, безусловно, имеет древнее заложение, унаследованное от докембрийских нарушений, разбивших фундамент этой окраинной части платформы, и в значительной степени обновившееся в герцинские фазы тектогенеза.

Второе тектоническое направление в Мидконтиненте отвечает общему простиранию оси Трансконтинентального свода и имеет субмеридиональную

(северо-северо-восточную) ориентировку, параллельную простиранию погребенного звена Уачитской палеозойской системы в пределах Техаса и фронтальных цепей Кордильер. Это направление проявляется в простирании гранитных кражей (Немаха и др.) и свода Хантон в Западной внутренней впадине, а также оси свода Бенд. Очевидно, не случайно параллельно ему протягиваются субмеридиональное колено погребенной Уачитской складчатой зоны в Техасе и фронт орогенической области Скалистых гор. Взаимодействие этих двух структурных направлений, установленное по палеотектоническим данным, определило исключительную сложность геологической истории и большую структурную дифференцированность Мидконтинента (см. рис. 71). Это обусловило появление в платформенном чехле нескольких структурных этажей, резко отличающихся по условиям накопления нефти и газа. Исключительно большое значение в смысле нефтегазоносности здесь имеют погребенные структуры нижнепалеозойского структурного этажа.

Потребовались громадный объем глубокого бурения и проведение широких сводных и обобщающих исследований, чтобы выявить сложную картину глубинного строения недр этого участка Северо-Американской платформы и основные закономерности распространения в них нефти и газа. В Мидконтиненте насчитывается несколько тысяч месторождений нефти и газа, среди которых имеется один сверхгигант (рис. 72, см. вклейку к стр. 112). Здесь, так же как в Западно-Канадской провинции, очень четко проявляется связь залежей с несогласиями и перерывами, что обусловило широкое распространение стратиграфических и литологических ловушек.

На группу провинций Мидконтинента приходится около $\frac{1}{3}$ годовой добычи нефти США (около 130 млн. т в 1966 г.) и примерно такая же часть извлекаемых запасов этой страны.

§ 39. Западная внутренняя провинция

Провинция располагается в северной части Мидконтинента, частично захватывая область Великих равнин. Она протягивается на 4000 км в длину и до 4800 м в ширину в пределах штатов Канзаса, Оклахомы и прилегающих частей Небраски, Миссури и Техаса.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Отложения от верхнего кембрия до миссисипия представлены в основном известняками и доломитами с маломощными глинистыми и редкими песчаными пластами. Пермо-пенсильванские осадки представляют мощную терригенную толщу. Меловые терригенные породы распространены только на западной окраине провинции. Основные несогласия и перерывы наблюдаются в основании пенсильвания, миссисипия и силур-девона.

В нижнем палеозое заключены самые богатые нефтегазоносные комплексы Канзаса и Оклахомы. Базальные песчаники верхнего кембрия нефтеносны в западной части Канзаса, где дебиты нефти из них местами достигали 350 т/сут.

Известняки и доломиты арбокл кембро-ордовикского возраста (300 м) являются главным продуктивным комплексом провинции. В основном нефтегазоносна их верхняя кавернозная зона под поверхностью несогласия. Начальные дебиты скважин достигают сотен и даже тысяч тонн в сутки. Свита симпсон верхнего ордовика (до 600 м) сложена известняками с песчаниками и глинами, среди которых высокой продуктивностью отличаются знаменитые песчаники вилкоккс мощностью от 70—100 до 250 м. Известняки вайола в верхах ордовика также местами нефтеносны. Известняки и доломиты свиты хантон силур

девона (до 120 м) и миссисипия (до 350 м) распространены повсеместно под пенсильванским несогласием, где местами нефтегазоносна их верхняя часть. Пенсильванский представлен угленосной толщей верхнего отдела, мощность которого с севера на юг возрастает от 800 до 1500 м. Этот второй по значению нефтегазоносный комплекс содержит около 30 продуктивных горизонтов. Базальная глинистая пачка пенсильвания на нескольких уровнях включает линзообразные песчаные тела, береговые валы и шнурковые песчаники, представляющие богатые продуктивные горизонты. Начальные суточные дебиты нефти из них местами достигают сотен тонн. В залегающем выше разрезе пенсильвания имеются продуктивные пласты известняков, часто оолитовых.

Пермские отложения сохранились только в западной части провинции, где они перекрыты карбонатно-терригенными осадками мела мощностью около 500 м и континентальными кайнозойскими отложениями.

Для всего Мидконтинента основными материнскими породами считаются темные глины базальных слоев разреза миссисипия и пенсильвания. В провинции преобладают нефти малосернистые, низкой и средней плотности (меньше $0,88 \text{ г/см}^3$), метанового и метаново-нафтенного типа. Серы они содержат, как правило, менее 0,5%.

Тектоника. Западная внутренняя синеклиза с севера ограничена выступом фундамента Сиу, который соединяется структурной седловиной с поднятием Блэк-Хиллз, отходящим от Скалистых гор (см. рис. 72). С востока ограничением синеклизы являются Миссисипский свод, свод Озарк и складчатые сооружения гор Уачита. На юге она граничит с системой Вичита, а на западе — с орогенической областью Скалистых гор.

В строении платформенного чехла различаются в основном два структурных яруса: верхний, пермо-пенсильванский, и нижний, включающий отложения нижнего палеозоя, силур-девона и миссисипия (рис. 73). Местами в Северо-Восточной Оклахоме выделяется средний, миссисипский, структурный ярус. По верхнему структурному ярусу синеклизы представляет собой обширную гомоклинал с пологим наклоном к западу. С приближением к Скалистым горам в меловых и кайнозойских отложениях появляется обратный наклон. По нижнему структурному ярусу синеклизы характеризуется резким расчленением на крупные сводовые поднятия, разделенные глубокими прогибами. В центральной части синеклизы в штате Канзас на глубине около 1500 м прослеживается крупное погребенное сводовое поднятие Центрального Канзаса, вытянутое в северо-западном направлении. Этот докембрийский структурный элемент сложен в ядре кристаллическими породами, над которыми сводообразно изогнуты известняки арбокл. Сильно расчлененная и закарстованная поверхность их перекрыта пенсильванскими отложениями. На склонах свода под пенсильвацией распространены отложения миссисипия и местами верхнего ордовика. Поднятие осложнено тремя линейными тектонически эрозионными выступами фундамента, расположенными под углом к его простиранию. Северная его часть в последнее время выделена в свод Кэмбридж. Далее к северо-западу протягивается свод Чадрон (см. рис 71). Поднятие Центрального Канзаса и свод Чадрон являются структурными элементами северо-западной зональности Мидконтинента.

В восточной части впадины строение гомоклинально залегающих пермо-пенсильванских слоев осложнено многочисленными мелкими и пологими локальными структурами — куполовидными поднятиями, структурными носами и террасами, которые распределяются очень неравномерно. Некоторые из них являются тектоническими, другие же структурами уплотнения над крупными

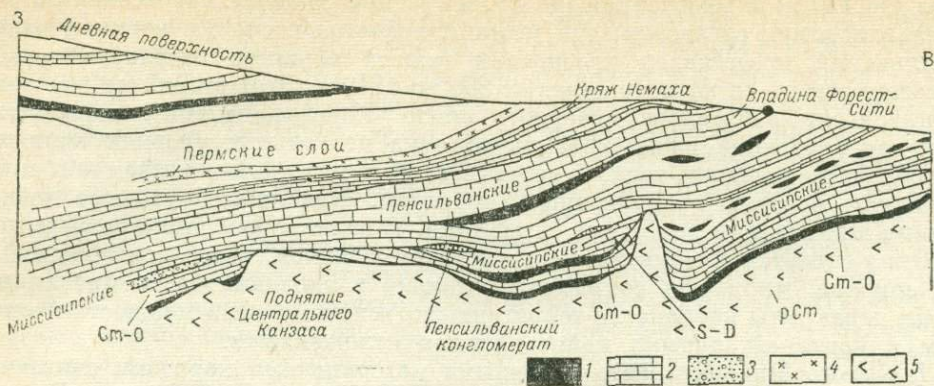


Рис. 73. Схематический геологический разрез через Канзас. По Неллету и Вудроффу, 1950.

1 — песчаники; 2 — известняки; 3 — конгломераты и брекчии; 4 — ангидриты; 5 — гранит. Вертикальный масштаб в 10 раз больше горизонтального.

песчаными линзами в основании пенсильвания. Под пермо-пенсильванской гомоклиналью в нижнем структурном ярусе здесь выделяется погребенный ордовикский свод Чотоква, представляющий западное погружение свода Озарк. Свод Чотоква, погружаясь на юго-запад, переходит в погребенное поднятие Семинол, которое в свою очередь является северной частью крупного ордовикского свода Хантон. Южная приподнятая часть свода Хантон в Центральной Оклахоме представляет массив Арбокл — краевую структуру на борту системы Вичита. Это поднятая, разбитая на блоки крупная глыба сложена породами докембрия и кембро-ордовика, перекрытыми пенсильвием.

Центральная часть синеклизы между сводом Чотоква и поднятием Центрального Канзаса в фундаменте и нижнем палеозое разбита несколькими крупнейшими линейными разломами субмеридионального направления. По этим разломам породы докембрия приподняты и образуют эрозионно-тектонические выступы — гранитные кряжи, окаймленные, а местами и перекрытые, сравнительно круто падающими и срезанными эрозией нижнепалеозойскими слоями. В пенсильванских отложениях гранитные кряжи слабо отражены линейными валами асимметричного строения. Основной погребенный гранитный кряж Немаха прослежен бурением на расстоянии около 700 км через Канзас и Северную Оклахому, возвышаясь на юге до 600 м над поверхностью фундамента. С востока кряж оборван разломами (см. рис. 73). С юга на север кряж Немаха структурно повышается, причленяясь к выступу фундамента Сиу. Здесь он выражен линейной положительной гравитационной аномалией, прослеженной до оз. Верхнее. В пенсильванское время кряж Немаха представлял горную цепь, сложенную серией кулисообразно расположенных хребтов, в ядрах которых обнажались породы докембрия. Глубина залегания гранитов в его пределах на юге более 1600 м, а на севере 130 м.

К западу от кряжа Немаха протягивается погребенный кряж Эбайлин, построенный аналогично, но меньшего размера. Между ними, а также к востоку от кряжа Немаха имеется еще ряд небольших погребенных гранитных хребтов. Система этих хребтов является отражением крупных глубинных разломов, которые ограничивают клинообразную глыбу горстового строения, поднятую в пенсильванское время в центральной части Западной внутренней синеклизы.

Между сводом Чотоква и погребенным краем Немаха выделяется впадина Форест-Сити, а между этим краем и поднятием Центрального Канзаса — впадина Сэлина. К югу от поднятия Центрального Канзаса находится обширная впадина Додж-Сити, ограниченная с юго-запада широким сводом Лас-Анимас, выраженным по меловым отложениям.

Условия залегания нефти и газа. В Западной внутренней провинции имеется около 2000 месторождений нефти и газа. Для нее характерны месторождения: локальных поднятий на погребенных гранитных краях и крупных поднятых блоках; комбинированные моноклиналиного строения с литологическим выклиниванием коллекторов или с их несогласным перекрытием; седиментационные, связанные с песчаными линзами и местным накоплением обломочного материала; денудационного типа в погребенных останцах древнего рельефа.

Зоны нефтегазоаккумуляции связаны с погребенными краями и выступами фундамента, крупными поднятыми блоками типа поднятия Семинол, зонами регионального выклинивания или стратиграфического срезания коллекторов, а также с зонами распространения береговых валов и шнурковых песчаников.

По структурным особенностям и преобладанию месторождений определенных типов в провинции можно выделить четыре нефтегазоносные области: Центральную, Восточную, область поднятия Центрального Канзаса и область впадины Додж-Сити.

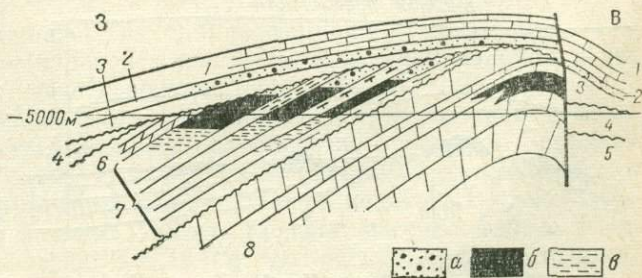
К *Центральной нефтегазоносной области*, расположенной в центральных частях штатов Канзас и Оклахома, относятся крупнейшие месторождения нефти на гранитных краях Немаха, Эбайлин и др. Месторождения связаны с поднятиями в палеозойских породах над эрозионно-тектоническими выступами докембрия. Наиболее богатые залежи нефти сводового или структурно-стратиграфического типа заключены в погребенных ордовикских локальных поднятиях — в известняках арбокл и песчаниках свиты симпсон, особенно в горизонте вилкоккс. В пенсильванских слоях, перекрывающих размытые своды древних структур, обычно имеется также несколько сводовых залежей (см. рис. 73).

Наиболее богатые месторождения Западной внутренней провинции — Оклахома-Сити, Вест-Эдмонт и Эльдорадо — находятся на крае Немаха (рис. 74). Извлекаемые запасы нефти Оклахома-Сити составили 100 млн. т. Годовая добыча его в 1966 г. — всего 350 тыс. т.

Восточная нефтегазоносная область, откуда началось освоение провинции, расположена на обширной гомоклинали между краем Немаха и сводом Озарк (рис. 75). Она характеризуется сотнями небольших месторождений, контролируемых в основном литологическим фактором, в значительной мере выработанных. Многочисленные литологические залежи нефти в базальных

Рис. 74. Разрез месторождения Оклахома-Сити. По Вер-Вилбе, 1959.

1—3 — пенсильванские отложения; 4 — миссисипские сланцы; 5 — известняки хантон силура — девона; ордовикские и кембрийские отложения; 6 — известняки вайола; 7 — породы группы симпсон; 8 — известняки арбокл.
а — газ; б — нефть; в — вода.



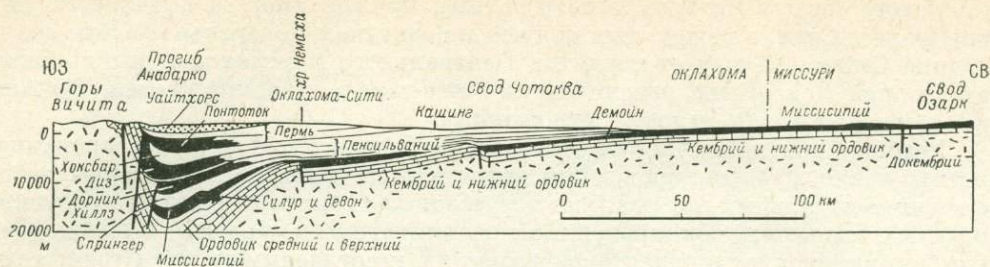


Рис. 75. Схематический геологический разрез через свод Чотокба и прогиб Анадарко. По Ф. Кингу, 1961.

слоях пенсильвания приурочены к песчаным барам (Бэрбенк) и шнурковым песчаникам, образовавшимся в руслах древних рек, песчаным линзам, а также к зонам литологического замещения (Глен). В структурах уплотнения над крупными песчаными телами встречаются небольшие сводовые залежи. Крупное месторождение Бэрбенк имело извлекаемые запасы 70 млн. т нефти и дало за 30 лет эксплуатации около 50 млн. т нефти. Добыча месторождения Глен за 45 лет составила 36 млн. т. С приближением к кряжу Немаха появляются месторождения в погребенных допенсильванских поднятиях (Кашинг и др.), связанные, по-видимому, с глубокими гранитными кряжами (рис. 75). Месторождение Кашинг одно из крупнейших в провинции, за 40 лет разработки на нем было получено около 60 млн. т нефти.

Нефтегазоносный район Большого Семинола включает группу месторождений, на поднятии Семинол связанных с погребенными под пенсильвием локальными поднятиями, отличающимися исключительно высокой продуктивностью ордовикских песчаников. Последние образуют здесь зону регионального выклинивания. Суммарная добыча нефти за 20 лет их разработки составила около 180 млн. т.

Нефтегазоносная область поднятия Центрального Канзаса характеризуется широким распространением на юго-восточном погружении этого поднятия небольших месторождений нефти и газа моноклинального строения. В них на глубине до 2000 м имеются литологические и стратиграфические залежи нефти и газа в зонах литологического выклинивания или регионального срезания пенсильванскими слоями ордовикских, девонских и миссисипских коллекторов на склонах погребенных структур, и возвышенностей древнего рельефа (см. рис. 73). На своде поднятия Центрального Канзаса распространены месторождения, связанные с локальными поднятиями, сложенными известняками арбокл.

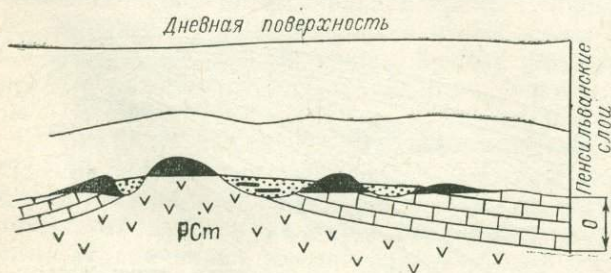


Рис. 76. Месторождение Крафт-Прэса, Канзас.

Очень характерны здесь также месторождения денудационного типа, в которых останцево-стратиграфические залежи нефти заключены в погребенных выступах древнего рельефа, сложенных закарстованными известняками арбокл (Бемис-Шоттс, Траш и др.) или трещиноватыми докембрийскими гранитами и кварцитами (Крафт-Прэса,

Орт и др.) (рис. 76). На месторождении Трапп этого типа было добыто около 20 млн. т нефти из известняков арбокл.

В нефтегазоносной области Додж-Сити выделяется крупнейшая газоносная площадь Хьюгтон. Она расположена в западной части Канзаса и Оклахомы в пределах прогибов Додж-Сити и Анадарко на пологой моноклинали, наклоненной на восток и сложенной пермо-пенсильванскими отложениями. Здесь установлена колоссальная залежь газа в нижнепермских доломитах и известняках, перекрытых гипсово-ангидритовой толщей перми (рис. 77). Внутри залежи выделяются три газоносные зоны, расслоенные глинами, суммарной мощностью около 75 м. Залежь приурочена к крупной зоне замещения глинами пермских карбонатов и имеет в длину более 200 км при ширине до 56 км. На газонакопление заметно влияли и гидродинамические условия. Извлекаемые запасы месторождения-сверхгиганта Хьюгтон составляют 1 трлн. м³ газа. Годовая добыча около 25 млрд. м³ (данные на 1966 г.).

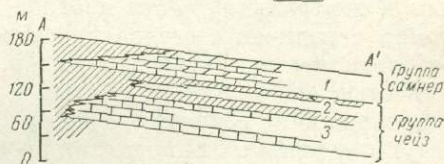
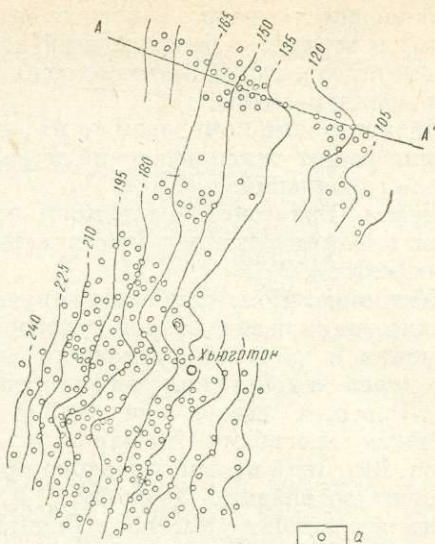


Рис. 77. Газоносная площадь Хьюгтон. Структурная карта кровли горизонта стоун-коралл и схематический разрез пермской продуктивной толщи. По Карлу и Тейлору.

а — нефтегазоносные зоны.
1 — херингтон, 2 — винфилд, 3 — форт-райли.

Нефть в провинции разрабатывалась уже с начала XX столетия, но крупные месторождения, связанные с допенсильванскими горизонтами и погребенными структурами, здесь были открыты в 20-х годах. С 40-х годов в Канзасе начались широкие поиски ловушек стратиграфического и литологического типов, увенчавшиеся открытием многих месторождений.

Западная внутренняя провинция по богатству нефтью и газом занимает одно из ведущих мест среди провинций США. Суммарная добыча нефти к 1967 г. составила более 1,5—2 млрд. м³, причем более 40% было получено из нескольких десятков крупнейших месторождений. Годовая добыча нефти за последние годы здесь составила около 40—45 млн. м³ (данные за 1966 г.), причем более 60% добычи приходится на Оклахому.

§ 40. Вичитская провинция

Вичитская провинция, отвечающая внутриплатформенной подвижной зоне системы Вичита, протягивается полосой в северо-западном направлении через Южную Оклахому и северную часть Центрального Техаса.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Разрез нижнего и среднего палеозоя провинции Вичита имеет большое сходство с разрезом Западной внутренней впадины. Однако вследствие резких дифференциальных подвижек отдельных слагающих эту территорию глыб мощности некоторых членов разреза здесь местами аномально велики. Так, на краевом массиве Арбокл мощность известняков арбокл возрастает до 2400 м. В прогибе Ардмор увеличи-

вается мощность разреза миссисипия за счет появления сланцевой толщи (1600 м) в верхах, а пенсильваний наращивается более чем в 3 раза за счет нижнего отдела. Основные несогласия и перерывы имеются в основании миссисипия и силур-девона.

Продуктивные комплексы те же, что и в Западной провинции, но основное значение имеют пенсильванский и пермский комплексы, а второстепенное — кембро-ордовикский.

Нефти Вичитской провинции имеют очень разнообразный состав — от легких парафинистых и малосернистых до тяжелых высокой плотности сернистых нефтей.

Тектоника. Пояс глыбовых нарушений зоны Вичита в фундаменте и нижнем палеозое сложен системой кулисообразно сочетающихся грабенов и горстов, возникших в пределах громадного авлакогена (см. рис. 71). В центральной части пояса находятся крупные горстовые поднятия зон Вичита — Амарильо и Ред-Ривер. С севера они окаймлены сопряженными глубокими грабенообразными прогибами Анадарко и Ардмор, которые, по-видимому, соединяются. Широкий прогиб Анадарко протяжением на 500 м на севере постепенно переходит во впадину Додж-Сити. Южное более крутое его крыло оборвано сбросом и граничит с массивом Вичита. Мощность пермских и пенсильванских слоев в центральной части прогиба Анадарко достигает 4500 м. Узкий прогиб Ардмор ограничен с севера краевым массивом Арбокл, а с юга — восточным продолжением поднятия Ред-Ривер. Прогиб выполнен угленосным карбоном мощностью около 7000 м, смятым в крупные, резко выраженные узкие и разбитые локальные поднятия, в ядрах которых имеются погребенные горстовидные выступы ордовика. Эти поднятия расположены кулисообразно, иногда нарушены крупными взбросами; в западном направлении они сглаживаются. Горстовые поднятия зон Вичита — Амарильо и Ред-Ривер, разделенные глубоким грабеном, сложены докембрийскими и раннепалеозойскими породами, которые выходят на поверхность в горах Вичита, а в остальных поднятиях погребены под покровом пермо-пенсильванских и мезозойских пород, в строении которых они слабо отражены.

Общая протяженность зоны Вичита — Амарильо более 550 км при ширине 80 км. Восточным продолжением этой зоны, отсеченным от нее поперечным разломом, является поднятие Мюнстер. Горстовая зона Вичита и прогиб Ардмор на востоке перекрыты шарьяжами гор Уачита. Зоне Ред-Ривер (Северный Техас) отвечает погребенный на глубине 900—1500 м кряж протяженностью около 300 км, сложенный докембрием и ордовикскими известняками. В его пределах выделяются поднятия Ред-Ривер и Электра, западным продолжением которых является узкий вал Матадор, выраженный в фундаменте крупным разломом (см. рис. 71).

Условия залегания нефти и газа. В Вичитской провинции очень заметно проявляется тесная связь распространения большинства месторождений с погребенными гранитными кряжами в зонах глыбовых поднятий и с сильно нарушенными приразломными антиклинальными поднятиями, сложенными пенсильванскими слоями, в грабенообразных прогибах. Характерно широкое распространение залежей структурного типа. Литологические и стратиграфические залежи в допенсильванских горизонтах известны главным образом на моноклинальных склонах прогибов и в последнее время являются основным объектом поисковых работ.

Зоны нефтегазонакопления тесно связаны с распространением разрывных дислокаций фундамента.

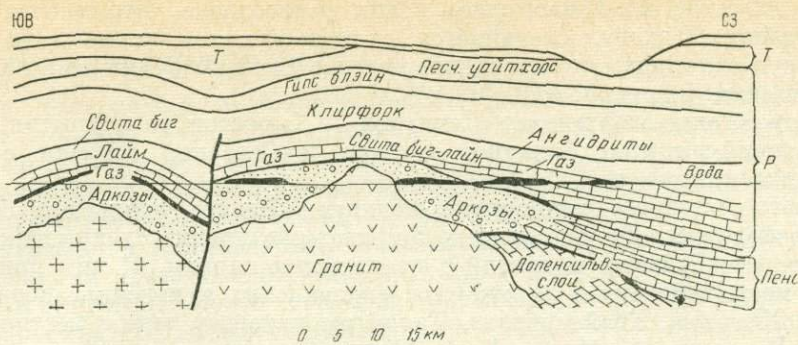


Рис. 78. Разрез нефтегазоносной площади Панхендл. По Фергюссону и Верноу.

Месторождения, связанные с погребенными хребтами, являются наиболее крупными и характеризуют зоны глыбовых поднятий Вичита — Амарильо и Рид-Ривер. Наиболее выдающееся среди них газонефтяное месторождение-гигант Панхендл расположено на северо-западном погружении погребенного хребта Амарильо (рис. 78). Этот хребет обнаружен на глубине 700—900 м под красноцветами верхней перми и сложен рядом эрозивно-тектонических гранитных выступов, на склонах которых образовался шлейф перемытых продуктов разрушения — грубозернистых аркозовых песков с гравием и валунами. Пески перекрыты пенсильванскими известняками, содержащими аркозовый материал, и доломитами нижнепермского возраста, изогнутыми в пологий свод, к которому приурочена громадная газовая, подстилаемая водой, залежь длиной до 200 км и высотой около 400 м. Газ насыщает породы разного возраста и состава, а также верхнюю трещиноватую и выветрелую часть гранитного выступа. На северном склоне хребта, там, где аркозовые пески имеют лучшие коллекторские свойства, газовая залежь местами имеет нефтяную оторочку (рис. 79). Начальные дебиты газа в скважинах достигали 3 млн. м³/сут. Газ содержит 65—85% метана, 12—24% этана и местами повышенное количество гелия. В Панхендле пробурено более 10 000 скважин, которые за первые 30 лет разработки дали около 120 млн. т нефти и более 600 млрд. м³ газа. Сейчас месторождение наполовину выработано. Годовая добыча его составляет около 20 млрд. м³ газа и около 4 млн. т нефти. Извлекаемые запасы газа Панхендла со-

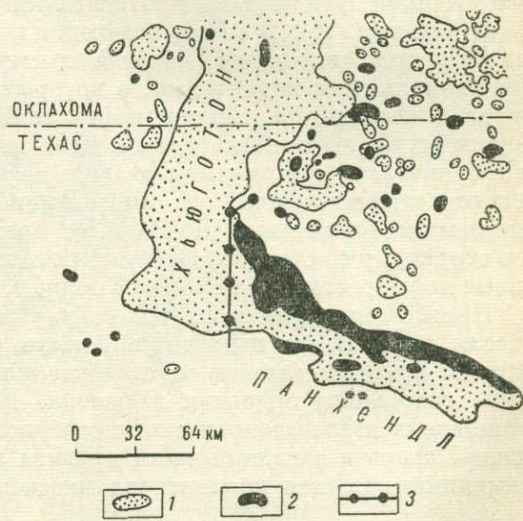


Рис. 79. Схематический план залежи газа и нефти месторождения Панхендл-Хьюгтон (штаты Оклахома и Техас).

1 — газ; 2 — нефть; 3 — условная граница залежи.

ставляют 900 млрд. м³. В настоящее время установлено, что газовая залежь месторождения Панхендл соединяется с газовой залежью площади Хьюгтон, образуя одно общее колоссальное месторождение с суммарными извлекаемыми запасами 1,9 трлн. м³.

Месторождение-сверхгигант Панхендл — Хьюгтон до открытия газовых месторождений-гигантов Западной Сибири и Северной Африки считалось крупнейшим в мире по запасам.

На юго-восточном погружении поднятия Вичита вдоль его северного склона расположен ряд погребенных под пенсильванскими слоями нижнепалеозойских горстообразных поднятий с гранитными ядрами. К ним приурочены крупные месторождения с залежами в ордовикских и пенсильванских слоях (Хьюитт, Хилдтон, Крайнервилл). Такой же характер имеют месторождения Электра, Петролиа, К. М. А., Халл-Силк, расположенные на поднятии Ред-Ривер, где открыто более 100 месторождений. Месторождение К. М. А. является одним из самых крупных в данной провинции.

Для всех месторождений зон глыбовых поднятий в пенсильванских и пермских песчаниках характерны сводовые и линзовидные залежи и иногда литологические залежи в пластах, прислоненных к склонам древнего рельефа. Нефтяные залежи в ордовике в этой зоне менее распространены и в основном известны на поднятии Ред-Ривер и на склонах окаймляющих его прогибов.

В прогибах Ардмор и Анадарко условия нефтегазонакопления иные. В первом из них широко распространены многопластовые месторождения нефти в сильно разбитых сбросами крупных узких и сжатых антиклинальных поднятиях, сложенных нижним и верхним палеозоем, несогласно перекрытым пермью (Грехем, Велма и др.). В них заключены многочисленные сводовые и тектонически экранированные залежи нефти и газа, преимущественно в пермских и пенсильванских слоях.

На северном борту прогиба Ардмор, вблизи массива Арбокл вдоль крупного разлома фундамента протягивается зона нефтегазонакопления Голден-Тренд (см. рис. 71). В состав ее входит цепочка месторождений (Паулс-Вэлли, Энтиох и др.), связанных с погребенными под пенсильванским сильно нарушенными локальными поднятиями, в которых продуктивны коллекторы ордовика, девона и миссисипия. Запасы нефти этой зоны 70 млн. т. В последнее время в прогибах Ардмор и Анадарко поиски ведутся в основном на подпенсильванские горизонты, где открыты залежи нефти и газа большей частью литологического и стратиграфического типов. В наиболее значительном в прогибе Ардмор нефтяном месторождении Шо-Вел-Там, представляющем разбитую антиклинальную структуру со стратиграфическими залежами в слоях от ордовика до перми, запасы нефти составляют около 125 млн. т, а годовая добыча — более 4,5 млн. т.

Прогиб Анадарко является сейчас одним из ведущих районов США по запасам газа. В его центральной части на глубинах 5000—6000 м с 1967 г. открыты крупные газовые месторождения (Гаджеби-Крик и др.), где продуктивны отложения ордовика и девона. На северо-восточном склоне прогиба установлена нефтегазонакопительность миссисипских слоев. В газовом месторождении Мокен-Лаверн в западной части прогиба запасы газа превышают 100 млрд. м³ в выклинивающихся коллекторах миссисипского и пенсильванского возраста.

Нефть в провинции известна издавна, но широкое освоение провинции началось с 1925 г., после открытия месторождения Панхендл. В последнее время активная разведка на газ ведется в прогибе Анадарко.

§ 41. Пермская провинция

Провинция расположена в южной части Великих равнин Мидконтинента в пределах Западного Техаса, центральной части Северного Техаса и юго-восточной части штата Нью-Мексико. Она приурочена к обширной Пермской окраинной синеклизе и к ее восточному борту — своду Бенд. Территория эта в ширину и длину простирается примерно на 800 км (рис. 72 и 80).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Палеозойские отложения в провинции представлены всеми системами и имеют большую мощность (до 7500 м в прогибах). Более половины этой мощности (до 4000 м) приходится на долю пермских отложений, широким развитием которых объясняется название провинции.

Разрез допенсильванских отложений и распределение в них нефтегазоносности не отличаются от Западной внутренней провинции. Аналоги свиты арбокл — кембро-ордовикские известняки элленберг (мощность более 600 м) отличаются высокой продуктивностью и представляют очень перспективный



Рис. 80. Структурные элементы и месторождения нефти и газа Пермской провинции.

Месторождения: 1 — Свэрри-Снайдер, 2 — Спраберри-Тренд, 3 — Слотер, 4 — Уссон, 5 — Вакьюм, 6 — Купер-Моньюмент, 7 — Кауден (комплекс), 8 — Голдсмит-Эндектор, 9 — Джэл, 10 — Хендрин, 11 — Эпко, 12 — Эйтс, 13 — Тодд, 14 — Поккет, 15 — Гомен, 16 — Джалмат; структурные элементы: I — прогиб Пало-Дуро; II — свод Матадор; III — Северо-Западный шельф; IV — атолл Хоршшу; V — прогиб Мидлэнд; VI — Восточный шельф; VII — прогиб Делавер; VIII — прогиб Вал-Верде; IX — Центральная платформа; X — поднятие Озона.

нефтегазоносный комплекс. Пенсильваний (до 1000 м) в нижнем отделе (известняки, глины, песчаники) нефтеносен лишь на своде Бенд. Разрез верхнего пенсильвания и нижней перми резко дифференцирован. Во впадинах — это в основном глины с прослоями песчаников и известняков и эвапориты гвадалупской серии, венчающей нижнюю пермь. Одновременно на поднятых участках отлагались известняки и доломиты, а в переходных зонах на флексурных изгибах местами развивались рифы. Рифовые сооружения возникли на трех стратиграфических уровнях. В пермо-пенсильванских отложениях восточной части синеклизы образовался громадный атолловый риф Хоршту, отличающийся высокой нефтеносностью. К барьерным рифам относятся нижнепермский риф Эбо и верхнепермский риф Кэпитен, отдельные массивы которых также нефтеносны. Нижний отдел пенсильвания является богатым продуктивным комплексом с карбонатными (в том числе рифовыми) и песчаными коллекторами.

Известняки нижней перми представляют основной нефтегазоносный комплекс провинции. С зонами кавернозности и трещиноватости, возникшими в пределах локальных поднятий, связаны важнейшие продуктивные горизонты. Начальные дебиты скважин 1000—3000 т/сут для них обычны. В преимущественно глинистых фациях нижней перми, развитых в прогибах, продуктивны прослой песчаников и известняков.

Верхняя пермь в целом представлена красноцветами и эвапоритами (до 1100 м); триас, залегающий резко несогласно, — красноцветной толщей (30—330 м); мел — терригенными и карбонатными породами (100—350 м), а кайнозой — континентальными отложениями. В мелу известны единичные небольшие скопления нефти, по-видимому, вторичного происхождения.

Основными нефтегазоносными комплексами являются нижнепермский, затем пенсильванский и ордовикский, громадное промышленное значение которого было выявлено всего 10—15 лет назад.

Нефти допермских отложений преимущественно легкие, малосернистые. На больших глубинах в низах нижней перми встречаются тоже легкие малосернистые нефти. Сернистые нефти (от 1,3—2 до 4% серы) плотностью 0,85—0,90 г/см³ характеризуют верхние горизонты нижней перми и верхнепермские горизонты.

Тектоника. Пермская провинция с севера ограничена зоной Матадор — Ред-Ривер, с востока и юга Уачитско-Марафонским погребенным складчатым поясом, а с запада глыбовыми горами Гвадалупе и Сьерра-Диабло, возникшими в конце неогена в краевой части платформы перед мюгеосинклинальной зоной Кордильер. Пермская синеклиза отличалась значительно большей подвижностью, чем Западная внутренняя впадина. В связи с поднятиями фронтальных цепей Скалистых гор и дислокациями Уачито-Марафонского складчатого пояса в конце палеозоя эта территория глубоко погрузилась и была заполнена очень мощными осадками перми. С востока Пермская синеклиза ограничена сводом Бенд, который отделяет ее от Примексиканской обширной впадины (см. рис. 71).

В строении Пермской синеклизы выделяются четыре структурные яруса: первый (верхний) — мезо-кайнозойский, второй — пермский, третий — пенсильванский и четвертый — допенсильванский. По допермским отложениям строение синеклизы характеризуется сильной расчлененностью (см. рис. 71). Под мощным покровом мезозойских и верхнепермских отложений, уже в слоях нижней перми и более резко по нижележащим отложениям здесь выделяется несколько крупных сводов и прогибов, которым в фундаменте отвечают глыбы — поднятые («платформы») и опущенные. В строении провинции выделяются

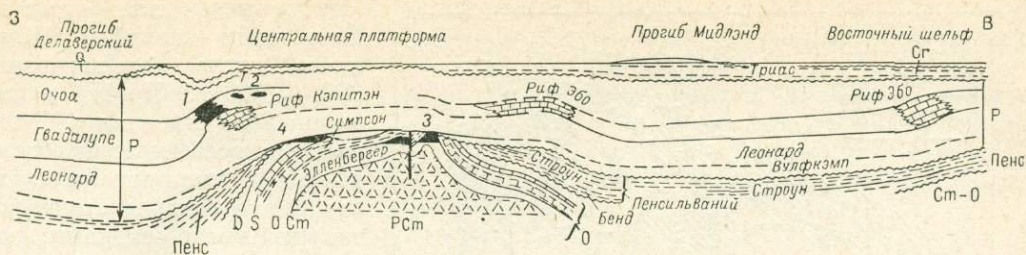


Рис. 81. Поперечный разрез Пермской синеклизы. По Ф. Кингу, Леворсену и др.

Типичное расположение залежей на Центральной платформе: 1 — в рифе Кэпитен; 2 — в зарифовом песчаном поясе; 3 — в ордовике; 4 — в силуре-девоне.

также устойчивые зоны замедленного опускания («шельфы»), представляющие ступенчатые поднятые склоны впадин. В осадочном чехле эти элементы ограничены структурными уступами, вдоль которых образовались рифы.

В центре синеклизы находится структурное плато Центральной платформы, с востока ограниченное прогибом Мидлэнд, а с запада Делаверским прогибом (рис. 81). Длина его более 300 м, ширина 50—95 км, склоны наклонены под углом 10—15°, вершина слабо прогнута. Известняки нижней перми на своде Центральной платформы образуют ряд локальных поднятий. В центральной части и на восточном борту платформы они ориентированы в косом направлении с северо-запада на юго-восток и располагаются кулисообразно (см. рис. 71), а на западном борту протягиваются вдоль него. Размеры поднятий до 10 км, высота их 120—350 м. По-видимому, в фундаменте им отвечают мелкие блоки. Глыбовое поднятие Центральной платформы образовалось еще в ордовике и повторно было поднято в карбоне. Залегающие под пермским структурным ярусом палеозойские отложения разного возраста нарушены сбросами и деформированы более интенсивно, чем пермские, слагая эродированный горный ландшафт, напоминающий погребенные кряжи Западной синеклизы. Местами ордовикские отложения вскрыты под пермскими на глубине всего 1500—3000 м. Верхняя часть пенсильванских карбонатных отложений на Центральной платформе размыта. Большой частью здесь также размыты миссисипские слои. На юге Центральной платформы сочленяется с очень подвижным блоком «платформы Озона», где нижняя пермь лежит непосредственно на ордовикских слоях (см. рис. 80). С севера платформа ограничена Северо-Западным шельфом, прослеженным от Гвадалупских гор до поднятия Матадор.

Вдоль западного борта Центральной платформы протягивается барьерный риф Кэпитен, окаймляющий полукольцом Делаверский прогиб (рис. 82). Мощность рифогенных известняков в отдельных пунктах более 600 м. Этот рифовый барьер прослеживается на расстоянии 550 км, при ширине до 25 км. На востоке он приурочен к флекуре по пермским слоям, отвечающей разлому фундамента, ограничивающему Центральную платформу. На западе риф Кэпитен следует тектоническим флектурам, ограничивающим массив Сьерра-Диабло.

Делаверский прогиб и его продолжение прогиб Вал-Верде представляют наиболее погруженные части Пермской впадины, где фундамент опущен более чем на 7000 м. Они выполнены мощными пермо-пенсильванскими терригенными отложениями. Прогиб Вал-Верде образовался на фоне передового прогиба герцинид, слагающих Марафонские горы. Прогиб Мидлэнд отделяет

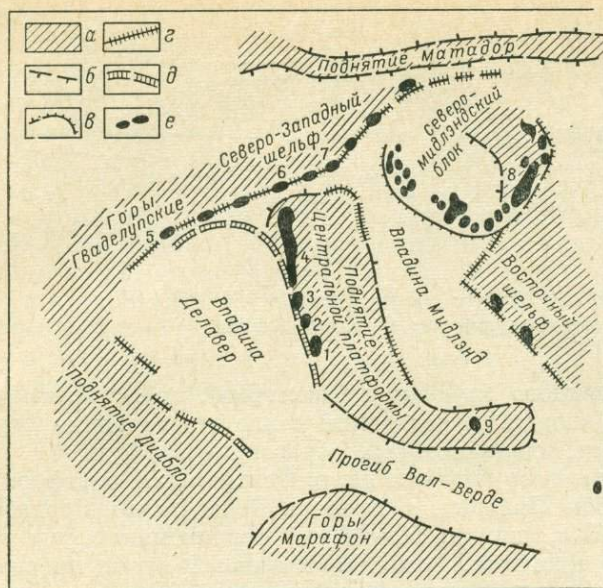


Рис. 82. Распространение рифовых сооружений в Пермской нефтегазоносной провинции. Составили Н. Ю. Успенская и В. Ф. Быков.

а — поднятые структурные элементы; б — границы структурных элементов; в — атоллориф Хоршшу; барьерные рифы: г — Эбо, д — Кэпитен; е — рифовые месторождения нефти и газа.

Основные рифовые месторождения: 1 — Хендрик; 2 — Ивс; 3 — Джэл; 4 — Купер-Моньюмент; 5 — Эмпайр; 6 — Вэкьюм; 7 — Уоссон; 8 — Скэрри-Снайдер; 9 — Тодд.

в Центральном Техасе от выступа фундамента Льяно. В его пределах пенсильванские слои залегают непосредственно на ордовике.

Свод Бенд выделяется по нижнепенсильванским и ордовикским слоям, перекрытым мелом и верхним пенсильванием. Он протягивается на расстоянии 280 км от поднятия Льяно до поднятия Ред-Ривер, ограничиваясь с востока передовым прогибом Строун погребенных герцинид. Свод Бенд возник только в конце пенсильванского времени, наложившись на юго-восточную часть древнего свода Кончо, по-видимому, в результате прогибания передового прогиба с восточной стороны и Пермской впадины — с западной (Леворсен, Чини).

Условия залегания нефти и газа. В провинции имеется несколько сотен месторождений нефти и газа, из которых многие очень крупные. Наиболее распространены месторождения, связанные с локальными поднятиями, сложенные нижнепермскими известняками, погребенными под мощной толщей верхней перми и мезозоя. Эти поднятия часто имеют выступы фундамента в ядрах. Широко распространены также рифовые месторождения, причем в рифах Кэпитен и Эбо месторождения приурочены не только к отдельным рифовым массивам, обычно небольшой высоты, но и к структурным поднятиям, в которые вовлечены эти рифовые постройки (Слотер, Уоссон, Купер). Очень характерны для провинции атектонические месторождения, связанные с зонами диагенетичной трещиноватости. Меньше распространены месторождения моноклиналиного строения с литологическими и стратиграфическими залежами.

Центральную платформу от Восточного шельфа. Мощность чехла здесь всего 3000—4000 м. Прогиб асимметричного строения с более пологим восточным склоном, выполнен эвапоритами верхней перми и нижнепермскими терригенными осадками, которые вдоль его краев замещаются карбонатами.

Северо-Западный и Восточный шельфы разделены Северо-Мидлэндским опущенным блоком фундамента, вдоль края которого возник атоллориф Хоршшу. Вдоль структурных уступов и разломов, ограничивающих борта Восточного и Северо-Западного шельфов и западного борта Делаверской впадины, прослеживается самый протяженный барьерный риф Эбо. Восточный шельф является погруженным выступом погребенного раннепалеозойского свода Кончо, простиравшегося в северо-западном направлении

Изредка встречаются также месторождения денудационного типа с залежами в известняках элленбергер, слагающих погребенные останцы рельефа на поднятых глыбах (месторождение Эпко).

Наиболее типичными зонами нефтегазонакопления являются рифовые зоны как барьерного, так и атоллового типа, и антиклинальные зоны, осложняющие как своды, так и прогибы. Наконец, здесь имеется крупная зона нефтегазонакопления — Спраберри-Тренд — весьма редкого типа, связанная с образованием трещиноватости на гомоклинали.

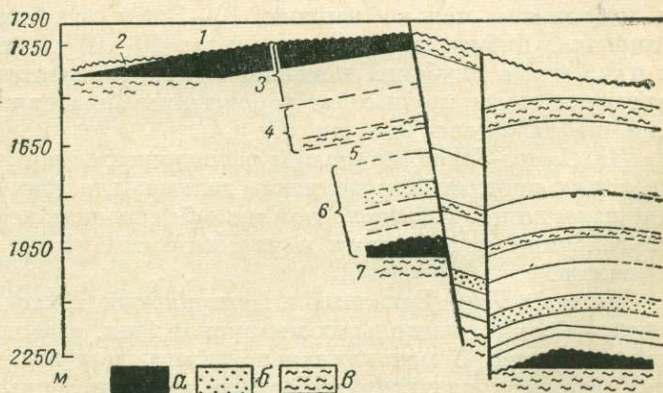
В провинции выделяются шесть нефтегазоносных областей: поднятия Центральной платформы, прогибов Делаверского и Вал-Верде, прогиба Мидлэнд, Восточного шельфа, Северо-Западного шельфа и свода Бенд.

Нефтегазоносная область поднятия Центральной платформы (включая платформу Озона) объединяет в своих пределах большинство месторождений и дает около 75% добычи нефти Пермской провинции. Здесь открыто большое количество многопластовых месторождений, приуроченных к локальным поднятиям на антиклинальных зонах северо-западного направления, осложняющих строение центральной части и восточного борта платформы и примыкающей к ней зоны прогиба Мидлэнд. В их пределах, кроме залежей нефти в нижнепермских известняках, в последние годы открыто много залежей, в том числе структурно-стратиграфических и тектонически экранированных в сильно разбитом допенсильванском комплексе (рис. 81 и 83). Многие месторождения этой части провинции очень крупные. Извлекаемые запасы нефти Ейтса и Голдсмит-Эндектора составляют около 100 млн. т каждое, а запасы месторождений Уоссон, Кауден и Слотер (Северо-Западный шельф) по 70—85 млн. т. Годовая добыча каждого из этих месторождений составляет по несколько миллионов тонн нефти.

На западном борту Центральной платформы в нижнепермских известняках прослеживается зона нефтегазонакопления, связанная с барьерным рифом Кэпитен (Купер, Хендрик), а к востоку от нее — зона газонефтегазонакопления, приуроченная к песчаному поясу зарифовых фаций. Длина этой зоны 150 км при ширине всего 1,5—6 км. Ловушками являются своды локальных поднятий (Хоббз, Уорд, Кийстон и др.). На восточном и западном склонах Центральной платформы известны также месторождения моноклиналиного строения с стратиграфическими залежами в силур-девонских слоях, перекрытых несогласно миссисипием (см. рис. 83).

Рис. 83. Геологический разрез месторождения Ти-Экс-Эл. По Куперу и Беррису.

1 — пенсильваний; 2 — миссисипий; 3 — девон; 4 — силур; 5 — верхний ордовик; 6 — средний ордовик; 7 — элленбергер.
а — нефть; б — газ; в — вода.



В нефтегазоносной области прогибов Делаверском и Вал-Верде в допенсильванских отложениях обнаружены крупные поднятия большой амплитуды, осложненные сбросами, срезанием и выклиниванием слоев. К ним приурочены очень богатые газовые месторождения (Гомец, Джалмат, Каяноза, Локридрж, Поккет и др.). Продуктивны в них главным образом известняки элленбергер, в которых мощность газоносной зоны достигает 600 м, и силур-девонские известняки. Извлекаемые запасы самых крупных месторождений Джалмат и Поккет составляют соответственно 240 и 200 млрд. м³, а остальных около 100 млрд. м³ каждое. Этот богатейший газоносный район является в последние годы самым активным поисковым районом в США. В 1968 г. здесь пробурено 52 скважины глубиной от 5 до 8 тыс. м. Самая глубокая эксплуатационная скважина мира фонтанировала с глубины около 7500 м на месторождении Гомец. Дебиты отдельных газовых скважин из ордовика достигали 7—9 млн. м³/сут.

В северной части нефтегазоносной области прогиба Мидлэнд крупнейшей зоной нефтегазонакопления являются пермо-пенсильванские рифовые месторождения атолла Хорспу, открытые в 1948—1950 гг. Атолл подковообразного очертания протягивается на расстояние 250 км, распространяясь и на Восточный шельф. Рифы подстилаются ордовикскими известняками. К отдельным рифовым массивам приурочено около 30 месторождений (см. рис. 82). Залежи нефти заключены в верхних частях массивов, местами и в структурах уплотнения над рифовыми телами. В крупнейшем в провинции месторождении-гиганте Скэрри-Снайдер — Даймонд насчитывается около 20 продуктивных залежей с извлекаемыми запасами около 250 млн. т нефти. Нефть легкая, мало-сернистая.

В южной части прогиба имеется своеобразная зона нефтегазонакопления Спрабери-Тренд, которая протягивается широкой полосой на площади около 2500 км². Она включает ряд однотипных месторождений моноклинального строения с залежами, связанными с зонами региональной диагенетической (или эпигенетической) трещиноватости общего северо-восточного направления в слоях спрабери, представленных чередованием битуминозных глин, алевролитов, песчаников и известняков (рис. 84). Все нефтяные скопления связаны с древними впадинами, где отлагались битуминозные глины наибольшей мощности.

Коллекторами являются трещиноватые алевролиты и песчаники. Средняя пористость пород не превышает 10—12%, а проницаемость менее 1 миллиарда д. Слои спрабери залегают моноклинально на глубине 1800—2100 м и к западу замещаются глинами, а к востоку — известняками. Мощность слоев 400—500 м, но нефтеносны только верхние 70—300 м, где имеются два продуктивных интервала. Дебиты нефти в скважинах 20—40 т/сут. Нефть добывается также из двух более глубоких пенсильванских горизонтов. В северной части зоны находится самое крупное месторождение Спрабери с промышленными запасами нефти около 20 млн. т.

На Северо-Западном шельфе расположены многочисленные месторождения, в которых продуктивны пермские доломиты, а также пенсильванские и девонские известняки. На Восточном шельфе основная нефтеносность связана с пенсильванскими песчаниками и известняками перми и ордовика, в том числе рифовыми.

На своде Бенд (Западный и Центральный Техас), где годовая добыча нефти составляет около нескольких миллионов тонн, известно несколько сотен мелких месторождений. В моноклинально залегающих верхнепенсильванских отложениях верхнего структурного яруса многочисленные месторождения всецело контролируются литологическим фактором. В западной и южной частях свода

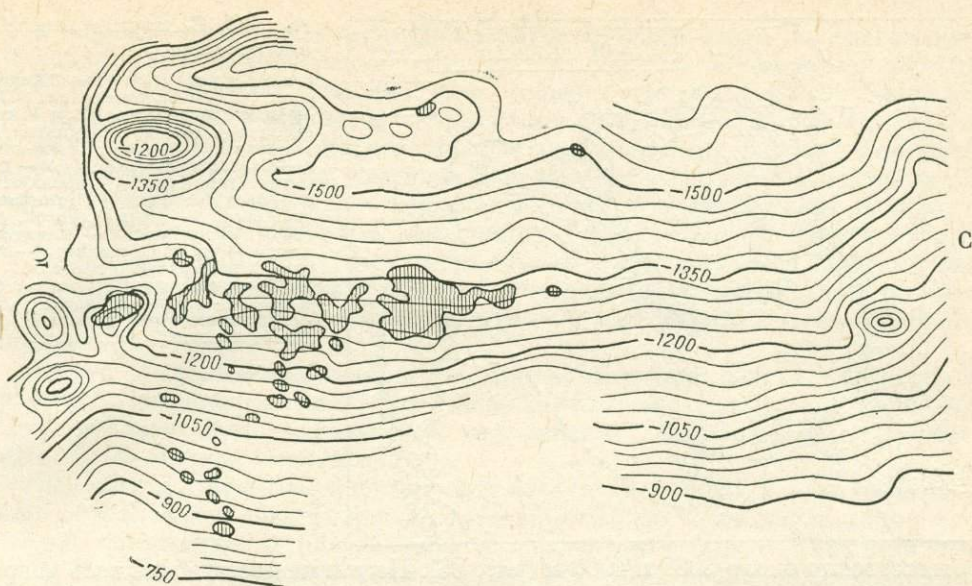


Рис. 84. Зона нефтегазоаккумуляции Спрабери-Тренд. Структурная карта по кровле свиты спрабери.

Штриховкой показаны залежи нефти.

продуктивны отложения нижнепенсильванского возраста нижнего структурного яруса. Месторождения здесь приурочены к замкнутым локальным поднятиям и к структурным террасам и носам. Для них характерны литологические залежи в выклинивающихся известняках и песчаниках. В меньшей мере нефтегазоносность здесь связана с миссисипскими и ордовикскими известняками.

В Пермской провинции добывают около 80 млн. т нефти в год. По размерам добычи она занимает второе место в США. Здесь имеются одно нефтяное и одно газовое (Джалмат) месторождения-гиганты.

Нефть в провинции была открыта случайно в начале 20-х годов. Первое время разрабатывали в основном пермскую нефть. Начиная с 50-х годов открыты месторождения рифа Хоршу и многочисленные богатые допермские месторождения и залежи, которые сейчас являются основным объектом поисков.

§ 42. Восточная внутренняя провинция

Восточная внутренняя провинция расположена к югу от Великих озер в области Центральной низменности Северо-Американского континента на территории штатов Мичиган, Иллинойс и Индиана, захватывая частично штаты Кентукки и Огайо. В ее состав входит также северо-западная часть п-ова Онтарио на территории Восточной Канады (рис. 85). Провинция включает Мичиганскую и Иллинойскую пологие внутриплатформенные синеклизы и прилегающие склоны обрамляющих их сводов.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Мичиганская и Иллинойская синеклизы сложены разрезом палеозойских отложений, начиная от кембрия и кончая пенсильванием с крупными перерывами в основании силура и верхах девона. Общая мощность палеозойских отложений составляет в них

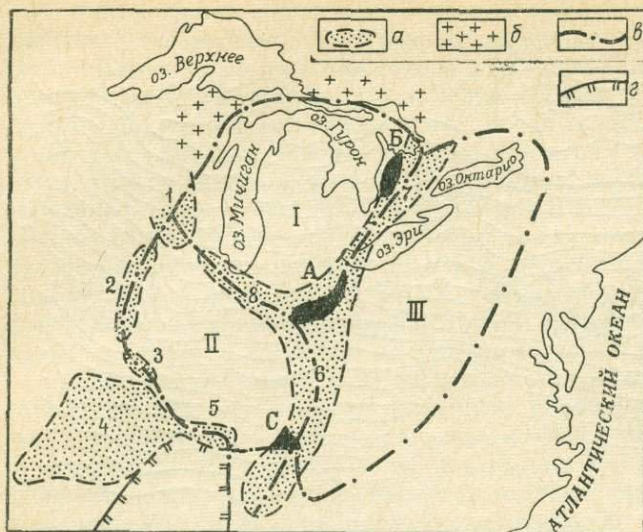


Рис. 85. Восточная внутренняя провинция.

Синеклизы: I — Мичиганская, II — Иллинойская, III — Предапалачский прогиб; а — платформенные своды и поднятия обрамления; 1 — свод Висконсин, 2 — Миссисипский свод, 3 — поднятие Линкольн, 4 — свод Озарк, 5 — свод Паскола, 6 — Цинциннатский свод, 7 — свод Финдлей, 8 — свод Канкаки; б — Канадский щит; в — границы впадины; г — граница Миссисипского прогиба. Нефтегазоносные районы: А — Лима-Индиана; Б — Северо-Западного Онтарио; С — Гамберлендский седловины.

соответственно около 5000 и 4000 м (рис. 86). Нефтегазоносен почти весь разрез, но основными продуктивными комплексами являются карбонатная толща девона, миссисипский карбонатно-терригенный (Иллинойская синеклиза) и терригенный (Мичиганская синеклиза) комплексы.

В обеих синеклизах развиты доломиты и песчаники кембрия (750—1000 м). Отложения ордовика (700—800 м), силура (100—900 м) и девона (450—900 м) представлены в основном карбонатными толщами, местами с рифовыми массивами. В Мичиганской синеклизе на нижний палеозой приходится около 4000 м, а в Иллинойской до 2300 м, что связано главным образом с наличием в первой мощных эвапоритовых толщ верхнего силура и нижнего девона. Карбонатные породы среднего ордовика (трентон) и среднего силура (ниагара), так же как и карбонатный комплекс девона, повсеместно продуктивны.

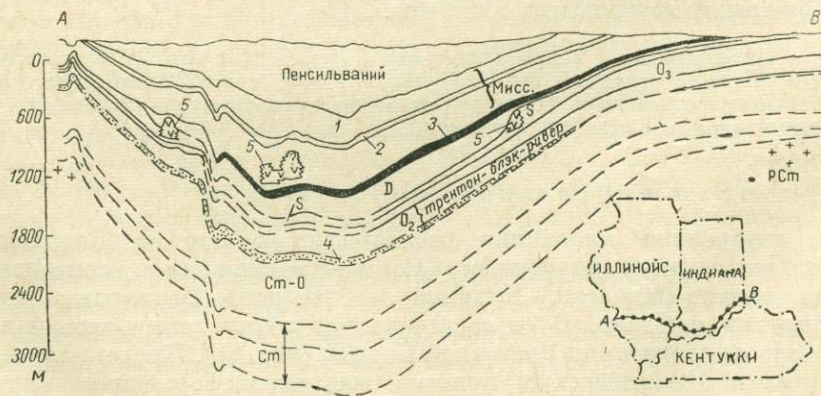


Рис. 86. Широтный геологический разрез через южную часть Иллинойской синеклизы. По Сванну и др.

1 — серия честер; 2 — свита сент-жиневи; 3 — свита нью-олбани; 4 — песчаники сент-питер среднего ордовика; 5 — рифы. Соотношение горизонтального и вертикального масштабов 1 : 1.

В верхнем палеозое соотношения мощностей обратные. В Мичиганской синеклизе мощность миссисипия не превышает 400 м, а пенсильвания достигает 250 м, в Иллинойской синеклизе эти мощности равны соответственно 1000 и 700 м. Миссисипий в Мичигане сложен глинисто-песчаными породами и в основном газоносен. В Иллинойской впадине нижняя часть разреза миссисипия представлена известняками, частично оолитовыми, а верхняя — свитой честер, отсутствующей в Мичигане, — переслаиванием песчаников, глин и известняков. Известняки и песчаники миссисипия нефтегазоносны. Пенсильванские угленосные отложения в нижней части разреза повсеместно содержат линзовидные песчаники, местами продуктивные. Материнскими отложениями считаются базальные темные глины на границе девона и миссисипия и в основании пенсильвания.

Нефти провинции малосернистые, преимущественно легкие, метаново-нафтового и метанового типов. Несколько повышенное содержание серы (0,5—1,0%) характеризует карбонатные ордовикские, силурийские и девонские нефти Лима-Индианы и Онтарио.

Тектоника. Мичиганская и Иллинойская синеклизы в раннем палеозое были объединены в общий прогиб, ориентированный почти параллельно Аппалачской геосинклинали. Разобщение их поперечным сводом Канкаки произошло в девоне. В позднем палеозое обе синеклизы продолжали развиваться унаследованно. На геологической карте они фиксируются по распространению пенсильванских образований.

В результате относительного прогибания центральных частей обеих синеклиз по краям их возникли сравнительно поднятые зоны, где на поверхность выходят отложения нижнего палеозоя и девона. Обширный невысокий Цинциннатский свод и его северное продолжение — свод Финдлей служат общим восточным ограничением обеих синеклиз (см. рис. 85) и отделяют их от Предаппалачского прогиба. Образовались эти своды за счет прогибания сопредельных тектонических депрессий. На п-ове Онтарио свод Финдлей переходит в Альгонский свод, разделяющий Мичиганскую синеклизу и Премаппалачский прогиб. С запада Мичиганская и Иллинойская синеклизы ограничены сводами Висконсин, Миссисипским и Озарк. На юге Иллинойская синеклиза отделяется сводом Паскола от Миссисипского мелового — кайнозойского прогиба.

Мичиганская синеклиза округлой формы имеет в ширину и длину 700—750 м. Мощность всех отложений возрастает к ее центральной части. Строение синеклизы осложнено рядом узких и длинных антиклинальных зон, вытянутых преимущественно в северо-западном направлении (рис. 87). Некоторые зоны пересекают всю впадину. Строение их осложнено кулисообразно расположенными брахиантиклинальными поднятиями. Высота поднятий обычно до 20 м, иногда в наиболее крупных зонах до 60 м. Более крутые крылья обращены к центральной части впадины. Антиклинальные зоны хорошо выражены в северо-восточной части впадины. Ближе к ее центру они становятся более пологими и простирание их менее выдержано. Здесь наблюдается появление структур с меридиональным простиранием. В юго-западной части впадины, где антиклинальные зоны выражены хуже и их меньше, наряду с северо-западным имеются меридиональные и широтные простирания. Возникновение антиклинальных зон Мичиганской впадины связано, как считают, с линиями разломов в ее докембрийском фундаменте.

Иллинойская синеклиза вытянута в северо-западном направлении на 600 км при ширине 400—450 км (рис. 88). Крупное несогласие в основании пенсильванских слоев срезает в ее северной части толщу мощностью около 1000 м.

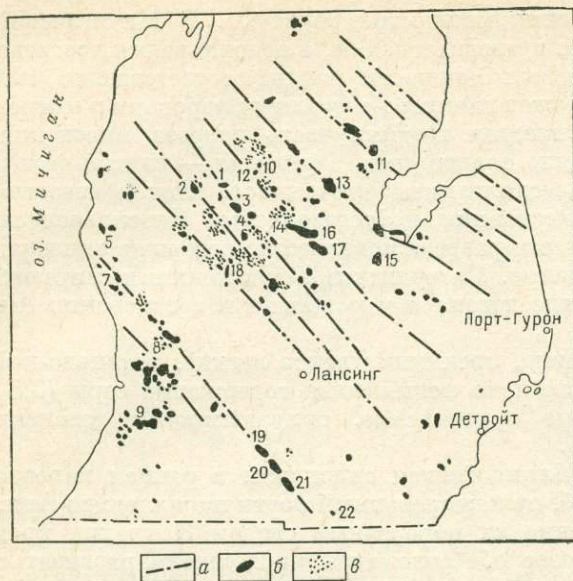


Рис. 87. Соотношение осей линейных поднятий и основных или типичных месторождений нефти и газа в Мичиганской синеклизе. По Ньюману и Ньюкомбу.

а — оси линейных поднятий; месторождения: б — нефтяные в — газовые.
 Месторождения: 1 — Эварт; 2 — Рид-Сити; 3 — Форк; 4 — Колдуотер; 5 — Пентоу ер; 6 — Шерман; 7 — Маскегон; 8 — Гранд-Рэпидс; 9 — Блумингдейл; 10 — Винтерфилд; 11 — Дип-Ривер; 12 — Темш; 13 — Бакай; 14 — Дирфилд; 15 — Сэгиноу; 16 — Маунт-Плезент; 17 — Портер; 18 — Сикс Лейкс; 19 — Альбион; 20 — Пуласки; 21 — Ссипио; 22 — Лайм-Лейкс.

бассейн р. Миссисипи и Мексиканский залив. Этот прогиб хорошо выражен в современной геоморфологии Северной Америки и в рельефе поверхности ее докембрийского фундамента. Это подтверждает обособленный геотектонический характер Восточной внутренней нефтегазоносной провинции.

В Иллинойской синеклизе, так же как и в Мичиганской, в платформенном чехле намечаются три структурных направления: северо-западное, меридиональное и северо-восточное, отвечающие, как можно предполагать, простираниям основных нарушений докембрийского фундамента. Наиболее ясно выражено северо-западное структурное направление в валообразном поднятии Ла-Саль — основном структурном элементе этой синеклизы (см. рис. 88), проявляющемся в разрезе всех мезо-кайнозойских отложений. Вал прослеживается на расстоянии 380 км и лежит на непосредственном продолжении оси докембрийского свода Висконсин. Западное крыло его имеет характер флексуры и на глубине, по-видимому, осложнено сбросом.

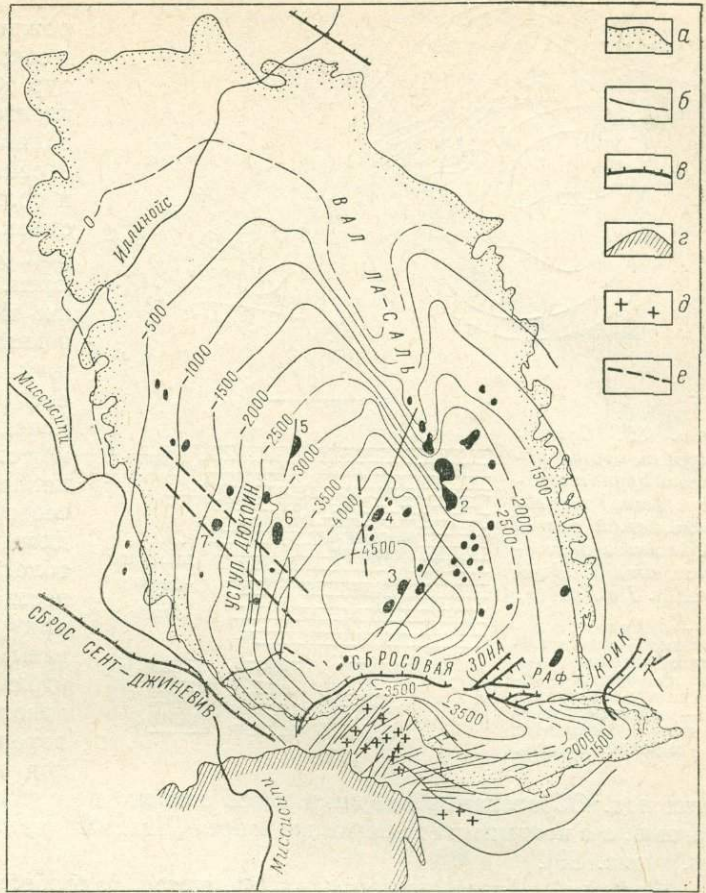
Центральная, наиболее прогнутая, часть впадины к западу от вала Ла-Саль отделяется от западного склона структурным уступом Дюкоин. Уступ вытянут в меридиональном направлении и в северной части осложнен небольшими сбросами. Геофизическими методами и бурением под пенсильванским несогласием в центральной части синеклизы выявлено несколько крупных погребенных сводовых поднятий, почти не выраженных в строении залега-

В результате здесь пенсильванские слои подстилаются ордовикскими породами, тогда как в южной части впадины под пенсильвaniem залегают миссисипские слои. Это обстоятельство, а также увеличение мощностей всех отложений в пределах впадины в южном направлении дает основание считать Иллинойскую синеклизу частью более обширной структурной Миссисипской депрессии, протягивающейся к югу в направлении р. Миссисипи. Это подтверждается также тем, что в Иллинойской синеклизе наиболее интенсивное прогибание имело место в позднепалеозойское время, а в Мичиганской — в раннепалеозойское. Таким образом, намечается, что обе синеклизы, входящие в состав Восточной внутренней провинции, являются звеньями огромного древнего прогиба субмеридионального направления в средней части Северо-Американского материка, осевая часть которого проходит через Гудзонов залив, область Великих озер,

Рис. 88. Структурная карта Иллинойской синеклизы по подошве сланцев нью олбани (верхний девон — нижний миссисипий). Составлена Н. Ю. Успенской по тектонической карте США с добавлениями.

а — граница распространения пенсильванских слоев; б — структурные оси; в — сбросы; г — граница распространения меловых и кайнозойских отложений в Миссисипийской впадине; д — интрузии; е — предполагаемые разломы фундамента (по Говарду).

Месторождения нефти (основные): 1 — Робинсон; 2 — Бриджпорт; 3 — Нью-Хармони; 4 — Клей-Сити; 5 — Лауден; 6 — Селем; 7 — Сентралия.



ющих выше отложений (см. рис. 88). Одно из этих поднятий северо-восточного направления отходит от южной части антиклинали Ла-Саль, а другое — северо-западного направления пересекает уступ Дюкоин. Все сводовые поднятия осложнены более мелкими брахиантиклинальными. В древних отложениях и фундаменте им, вероятно, соответствуют поднятые блоки.

Важной структурной особенностью Иллинойской синеклизы является широтная зона разрывов Раф-Крик в ее южной части. Эта зона — одно из звеньев крупного лицеамента, который прослеживается на расстояние более 400 км от свода Озарк до Преаппалачского прогиба, где на его продолжении находится сбросовая зона Ирвин-Пэйн-Крик (см. рис. 72). Зона Раф-Крик представляет сложную систему кулисообразно расположенных разломов, с которыми сочетаются поднятия. Опущена ее северная часть, амплитуда перемещения изменяется от нескольких метров до 700 м. К югу от сбросовой зоны выделяется широтный грабеновый прогиб, сильно осложненный блоковой тектоникой. На южном борту Иллинойской синеклизы выделяется сложная система небольших сбросов, сопровождающихся многочисленными интрузиями.

Условия залегания нефти и газа. В пределах провинции большинство месторождений нефти и газа связано с локальными поднятиями; они дали около 90%

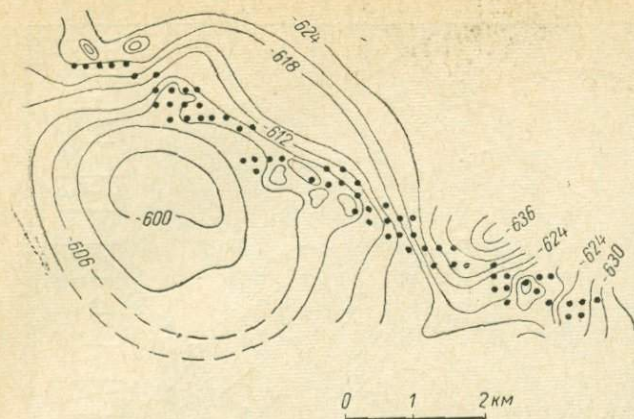
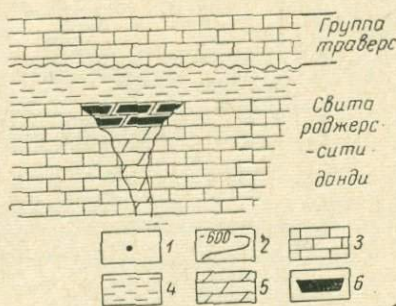


Рис. 89. Структурная карта подошвы группы траверс (девон) и предполагаемый разрез нефтяного месторождения Дип-Ривер. По Ландсу.

1 — нефтяные скважины; 2 — стратиготипы подошвы группы траверс; 3 — известняки; 4 — глины; 5 — пористые наведенные доломиты; 6 — нефтяная залежь.



всей добытой нефти. Месторождения рифовых массивов и сочетающихся с ними структур облекания встречаются в трентонских известняках ордовика в Иллинойсе и в ниаргских известняках силура и среднего девона в обеих синеклизах, на склонах которых они обычно распространены. Широко распространены месторождения, приуроченные к крупным песчаным линзам и шнурковым песчаникам в миссисипских и пенсильванских слоях. Кроме того, для Мичиганской синеклизы характерны очень своеобразные месторождения диагенетического типа с литологическими залежами в известняках девона и ордовика, приуроченными к трещиноватым зонам, возникшим вдоль разрывов. В этих зонах известняки подверглись растворению и доломитизации под влиянием циркулирующих вод.

Образование ловушки здесь связано не с тектонической трещиноватостью, а с поздними стадиями диагенеза (Лима-Индиана, Дип-Ривер, Ссипио и др.) (рис. 89).

Зонами нефтегазонакопления являются валообразные поднятия и антиклинальные зоны, приразломные зоны и флексуры, а в Иллинойской синеклизе также погребенные поднятия блокового строения.

В провинции выделяются две нефтегазоносные субпровинции, соответствующие Мичиганской и Иллинойской синеклизам. Первая из них включает нефтегазоносные области Лима-Индиана и Северо-Западного Онтарио, а вторая — районы зоны Раф-Крик и Кемберлендской седловины.

В Мичиганской субпровинции более 50% нефти получено из девонского карбонатного комплекса, а основное количество газа — из нижнемиссисипского терригенного комплекса. Всего здесь имеется до 20 продуктивных горизонтов. Месторождения нефти в девоне приурочены к локальным поднятиям антиклинальных зон (рис. 90). Однако не всегда они занимают наиболее высокое структурное положение, что связано с линзовидным характером коллекторских зон в известняках. В ряде случаев на локализацию залежей большое влияние оказывают поперечные структуры, осложняющие антиклинальные зоны, вызывающие появление повышенной трещиноватости.

В восточной и центральной частях синеклизы наиболее богатые нефтяные горизонты заключены в верхней части девонских известняков. Самые крупные месторождения находятся в центральной части (Колдуотер, Рид-Сити, Темпл и др.). В восточной части расположена небольшая группа из пяти девонских

Нефтегазоносная область Северо-Западного Онтаро включает ряд мелких месторождений, расположенных на территории Канады. Большинство их связано с небольшими локальными поднятиями (Петролия, Ойл-Спрингс), а некоторые содержат нефть и газ в зонах трещиноватости ордовикских известняков, вдоль сбросов или в небольших конусовидных рифах силура.

Иллинойсская субпровинция, охватывающая штаты Иллинойс, Юго-Западную Индиану и Западный Кентукки, характеризуется преимущественным распространением нефтяных месторождений. Наибольшее промышленное значение имеет свита честер, давшая более половины суммарной добычи нефти Иллинойса (особенно из нижних песчаников). Большое значение имеют также карбонатные горизонты нижнего отдела миссисипия и девона. Пенсильванские отложения нефтеносны в основном на валу Ла-Саль; залежи в них контролируются обычно сочетанием литологического и структурного факторов. Всего здесь известно до 25 продуктивных горизонтов. Все основные месторождения приурочены к центральной части впадины и группируются в пределах погребенных сводовых поднятий (см. рис. 88). Наибольшее значение имеют поднятия северо-западного простирания, в чем также проявляется структурная общность Иллинойсской и Мичиганской синеклиз. Месторождения приурочены к локальным поднятиям высотой 30—70 м, местами осложненными сбросами. Большинство их, в том числе все крупные, расположены в местах пересечения структурных зон разного простирания. Самые крупные месторождения Салем, Лауден, Клей-Сити, Сентрاليا, Сендовал. В них нефтяные залежи сводового типа заключены в отложениях миссисипия, девона и ордовика. Суммарная добыча Салема составила более 40 млн. т нефти, Лаудена — более 25 млн. т. На сводах локальных структур в погребенных эрозионных выступах карбонатных пород встречаются стратиграфические залежи. Перспективными здесь являются глубокие горизонты нижнего палеозоя.

Поднятие Ла-Саль представляет крупную зону нефтегазонакопления. В ее юго-восточной части на пологих локальных поднятиях сосредоточены основные старые нефтегазоносные площади провинции, в настоящее время уже истощенные. Отсюда было получено более 80 млн. м³ нефти — около 25% всей суммарной добычи Иллинойсской субпровинции. Связь месторождений с локальными поднятиями здесь проявляется менее заметно, чем в центральной части синеклизы, ввиду пологого рельефа поднятий и фациальной невыдержанности нижней части свиты честер и пенсильвания, являющихся наиболее продуктивной частью разреза. Поэтому здесь, кроме сводовых, широко распространены литологические залежи в выклинивающихся песчаных пластах, береговых валах и линзах в присводовых частях поднятий. Карбонатные горизонты нижнемиссисипского, а также девонского возраста на валу Ла-Саль также высоко продуктивны, но отличались быстрым падением дебитов. Залежи сводовые в массивных резервуарах, часто осложнены эрозионными выступами.

В нефтегазоносном районе Раф-Крик до последнего времени были известны только мелкие месторождения, приуроченные к одноименной сбросовой зоне. В середине 60-х годов в грабеновом прогибе к югу от этой зоны обнаружены значительные скопления нефти и газа в шнурковых песчаниках дельтовой фации свиты честер, которые отложились линзами в русловых протоках. Ловушки образованы сочетанием сбросов, локальных поднятий и песчаных тел. В крупной зоне Апекс-Тренд из подобных месторождений за один — два года было добыто не менее 1,5 млн. т нефти. Сейчас этот район считается одним из перспективных.

В нефтегазоносном районе Кэмберлендской седловины — поперечном прогибе, осложняющем южную часть Цинциннатского свода (Кентукки), — имеются мелкие месторождения нефти и газа со структурными и литологическими залежами в карбонатных породах миссисипия, девона и силура.

Восточная внутренняя провинция является одной из старейших в США, но почти всегда имела второстепенное значение. Разработка областей Лима-Индиана и Северо-Западного Онтарио началась еще в прошлом столетии, а старых площадей поднятия Ла-Саль в 1905 г. В 20—30-х годах добыча нефти Иллинойса и Мичигана достигла максимальной величины — соответственно 22 и 3,3 млн. т. В настоящее время она по всей провинции не превышает 12 млн. т, из которых на Иллинойскую субпровинцию приходится почти 10 млн. т.

§ 43. Провинции передовых прогибов палеозойской складчатости

Предапалачский и Предуачитский передовые прогибы палеозойской складчатой системы, окаймляющей с востока и юга Северо-Американскую платформу, разъединяются на территории штатов Алабама, Миссисипи и Восточный Арканзас молодым Миссисипским прогибом. Под его отложениями бурение установило их соединительное звено — погребенный прогиб Блэк-Уорриер, выполненную пенсильванскими слоями.

Предапалачский и Предуачитский прогибы, хотя и выделяются в качестве самостоятельных провинций, имеют много общих черт. Они заполнены пенсильванской угленосной молассой, имеют сходный характер дислокаций и отмечаются высокой газоносностью. Основное различие заключается в том, что в Предуачитском прогибе мощность молассы в несколько раз больше, и она более дислоцирована. Это связано с интенсивным надвиганием Уачитской системы, частично перекрывшей передовой прогиб.

Предапалачская провинция. Предапалачская провинция находится на территории штатов Нью-Йорк, Пенсильвания, Западная Виргиния, Огайо, Кентукки, Виргиния, Мэриленд и Алабама. Северная часть Предапалачского прогиба частично захватывает п-ов Онтарио в Восточной Канаде (рис. 94). С востока провинция ограничена Аппалачскими горами, с севера юго-восточным выступом Канадского щита, с запада Цинциннатским сводом и его ветвью — сводом Финдлей, переходящим на п-ове Онтарио в Альгонский свод. Провинция имеет в длину 1500 км и в ширину 150—300 км; орографически она представляет собой обширное рассеченное плато.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Прогиб выполнен палеозойскими отложениями общей мощностью около 13 000 м, которая сокращается до 2000 м по направлению к Канадскому щиту и Цинциннатскому своду. Разрез характеризуется многочисленными несогласиями и перерывами и сильной фациальной изменчивостью. Над базальными кембрийскими песчаниками залегают преимущественно карбонатно-глинистая толща ордовика (600 м) и силура (240—850 м). В разрезе девона (1000—2400 м), миссисипия (750—950 м) и пенсильвания (450—650 м) преобладают терригенные породы. Верхний девон отличается сильной изменчивостью. С востока на запад континентальные и красноцветные миогеосинклинальные отложения этого возраста замещаются морскими песчаниками и далее битуминозными сланцами огайо, причем мощность их уменьшается с 1800 до 350 м. При этом фациальные комплексы перемещаются с востока на запад вверх по разрезу. Пенсильваний представлен угленосной толщей.

Основными нефтегазоносными комплексами являются верхнедевонский и нижнемиссисипский. В песчаниках и известняках палеозоя выделяется около

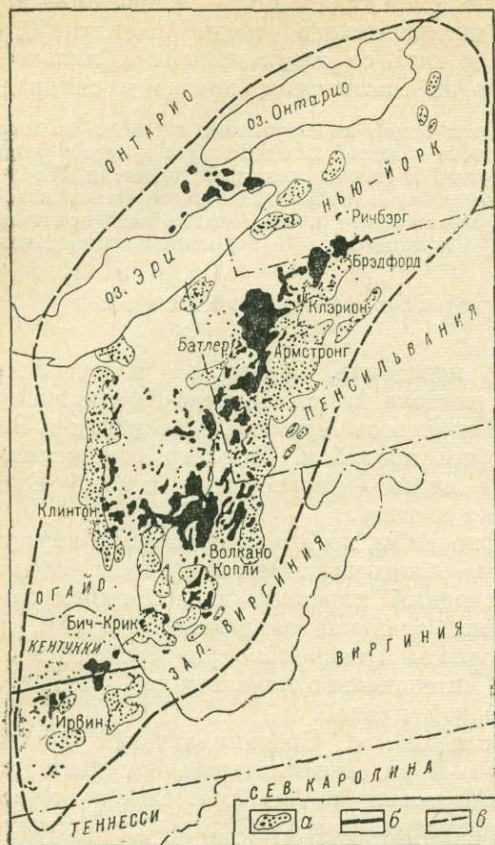


Рис. 91. Распространение месторождений нефти и газа в Предаппалачском прогибе.

а — зоны преимущественного распространения газовых месторождений; б — зона сброса Ирвин-Пейетт-Крик; в — граница прогиба.

Большинство нефтей провинции однотипны по составу. Нефти парафинистые, очень легкие, весьма бедные серой и смолистыми веществами. Они очень ценятся благодаря высокому содержанию фракции, дающей смазочное масло.

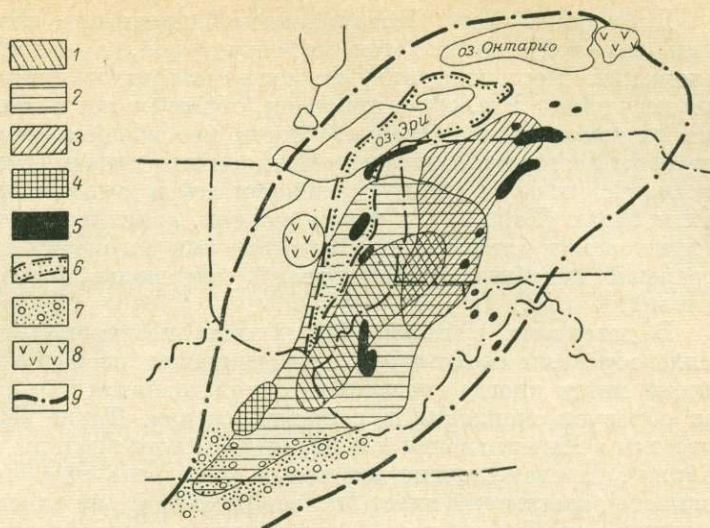
Тектоника. Прedaппалачский прогиб имеет асимметричное строение с пологим западным и более крутым восточным склоном, на который надвинут фронт Аппалачского складчатого сооружения. С поверхности прогиб заполнен пенсильванскими и частично пермскими осадками. Строение его осложнено длинными узкими надразломными антиклинальными зонами, параллельными северо-восточному простиранию оси прогиба, осложненными локальными поднятиями. Эти зоны располагаются кулисообразно, прослеживаясь на расстояние нескольких сотен километров, и разделены широкими пологими синклиналями. Углы падения слоев на их крыльях очень пологие, не более $2-3^\circ$, но возрастают с приближением к Аппалачам. На западном склоне прогиба антиклинали сглаживаются и переходят в структурные террасы. На западе

60 продуктивных горизонтов, больше чем в любой другой провинции США. Наибольшей нефтегазоносностью отличаются верхнедевонские и нижнемиссисипские линзовидные песчаники, широко распространенные в Пенсильвании. Среди последних выделяются горизонты бири, биг инджун и так называемый 100-футовый песчаник, имеющие сравнительно выдержанный характер. Из песчаников площадного распространения высокой газоносностью выделяются нижнесилурийский горизонт клинтон и нижнедевонский — орискани, особенно в зонах их выклинивания. В известняках, залегающих под поверхностью несогласий, широко известны продуктивные горизонты: трентонский (средний ордовик), ниагарский (средний силур), корниферус (низы среднего девона) и нижнемиссисипский известняк биг лайм. В разных частях прогиба нефтегазоносны отложения различного возраста, так как большинство продуктивных горизонтов развито на ограниченных площадях (рис. 92).

Битуминозные сланцы огайо, которые рассматриваются как нефтепроизводящие, в зонах трещиноватости содержат литологические залежи газа. Большая часть продуктивных горизонтов разрабатывается на незначительных глубинах и характеризуется небольшими дебитами.

Рис. 92. Основные площади распространения нефтегазоносных отложений различного возраста в Предаппалачском прогибе. По Г. П. Вудворту с дополнениями.

1 — пенсильваний; 2 — миссисипий; 3 — верхний девон; 4 — средний и верхний девон, глинистые сланцы; 5 — нижний девон, песчаники орискани; 6 — средний силур, песчаники клинтон; 7 — средний ордовик, трентонские известняки; 8 — верхний кембрий; 9 — граница Предаппалачского прогиба.



Западной Виргинии выделяется более резко выраженная зона Бэрнинг-Спрингс-Эврика, на крыльях которой углы падения достигают 30° , а амплитуда отдельных поднятий — 300 м. Антиклинальная зона Честнот-Ридж в центральной части прогиба прослеживается на расстояние более 600 км в юго-западном направлении, где она переходит, по-видимому, в сбросовую зону Ирвин-Пэйт-Крик, которая к западу продолжается в широтную зону Раф-Крик Иллинойской синеклизы. Глубоким бурением установлено, что антиклинальные зоны с глубиной значительно более резко выражены и разбиты крупными разрывами, что позволяет предполагать их связь с разломами фундамента (см. рис. 72).

Условия залегания нефти и газа. В провинции разрабатывается более 450 месторождений нефти и газа, но большинство из них мелкие и уже истощенные. В образовании скоплений решающим фактором является литологический. Это объясняется особенностями разреза продуктивных отложений, а также очень пологим залеганием слоев и отсутствием в ряде горизонтов свободно циркулирующей воды. Сейчас признано, что большинство скоплений первоначально имели литологический характер и возникли в определенных фациальных поясах. При последующих тектонических движениях, вызвавших образование антиклинальных зон, происходило перераспределение углеводородов, что в ряде случаев привело к образованию антиклинальных месторождений. Последние особенно характерны для восточной, более интенсивно дислоцированной части прогиба. К ним относятся месторождения нефти и газа зоны Бэрнинг-Спрингс в Западной Виргинии (Волкано), а также в северной части штата Пенсильвания и на юге штата Нью-Йорк. Наиболее крупным из них является старейшее месторождение Брэдфорд, открытое в 1871 г., где на глубине 360—660 м в линзовидных песчаниках верхнего девона имеется крупная сводовая залежь, давшая за 90 лет разработки более 80 млн. м³ нефти. Отмечается местами приуроченность залежей к пересечению двух и более антиклинальных зон разного простирания.

В настоящее время ведется разведка горизонта орискани и нижележащих отложений в глубоких частях впадины, где были найдены богатые скопления газа. Ряд крупных орисканских месторождений блокового строения (Лейди, Элк-Ран и др.) открыт здесь начиная с 1950 г.

В западной части Предаппалачской провинции локализация около половины залежей определяется не структурой, а литологическим характером отложений. Месторождения, связанные с зонами литологического выклинивания песчаников клинтон и орискани, образуют протяженные зоны газоаккумуляции на гомоклинали западного борта прогиба (см. рис. 92). Широко распространены месторождения седиментационного типа в верхнедевонских и нижнемиссисипских отложениях с залежами нефти и газа в песчаных линзах, шнурах и барах (Венэнго), а также залежи, связанные с трещиноватыми зонами в трентонских известняках (Пуласки) или девонских сланцах огайо. Распространение подобных месторождений совершенно не зависит от структурных условий.

В девонских и нижнемиссисипских песчаниках с сильно изменчивыми коллекторскими свойствами, не содержащих свободно циркулирующей воды, залежи нефти иногда смещены на склон поднятия или в синклинали, тогда как газ образует скопления в смежных сводах. Такие «синклинальные» залежи известны в Пенсильвании в центральной части впадины и в Западной Виргинии (Копли). Происхождение их можно объяснить тем, что первоначально весь волнисто залегающий пласт был заполнен нефтью, впоследствии же произошло выделение свободного газа в результате падения пластового давления в повышенных частях пласта. Реже встречаются месторождения с останцово-стратиграфическими залежами в погребенных выступах древнего рельефа карбонатных пород девонского или кембрийского возраста.

Самые богатые месторождения находятся в штатах Пенсильвания, Нью-Йорк и Западная Виргиния. В основных месторождениях нефть и газ залегают на глубине от нескольких сотен до 1000 м. Много газа добывается из неглубоко залегающих песчаников.

Нефтяные месторождения находятся в центральной части провинции, окруженной с запада и востока газоносными песками. Западный пояс отвечает зоне газоаккумуляции в выклинивающемся песчанике клинтон в Восточном Огайо. Газоносность восточного пояса обусловлена высокой метаморфизацией палеозойских пород вдоль структурного фронта Аппалачей. В Канадской части провинции на п-ове Онтарио и в акватории оз. Эри известны небольшие месторождения с литологическими залежами в выклинивающихся песчаниках силура и кембрия, известняках ордовика и в небольших силурийских рифах.

Предаппалачская провинция является старейшей в США, но в настоящее время имеет трехстепенное значение. Почти все крупные месторождения нефти в ее пределах были открыты до 1900 г. Максимальная добыча нефти в провинции составила около 5,8 млн. м³ в 1900 г.; в настоящее время годовая добыча не превышает 3 млн. м³. Средняя суточная добыча нефти на скважину наиболее низкая в США и составляет около 0,1 т. Суммарная добыча провинции за сто лет разработки составила более 320 млн. м³.

Предуачитская провинция. Предуачитская (см. рис. 72) газоносная провинция отвечает передовому прогибу складчатой системы Уачита. Она расположена в северо-западной части Арканзаса и юго-восточной части Оклахомы. Передовой прогиб имеет длину около 240 км и ширину всего 30—50 км и ограничен с севера сводом Озарк, с запада — массивом Арбокл, а с юга — фронтальными надвигами гор Уачита. Прогиб выполнен песчано-глинистыми угленосными отложениями нижнего отдела пенсильвания, мощность которых в его южной части достигает 5000 м. Эти отложения в центральной и южной частях прогиба сложены в широтные узкие разветвляющиеся антиклинальные зоны асимметричного строения с крутыми крыльями, направлен-

ными к центру прогиба. Зоны располагаются кулисообразно и разбиты ступенчатыми сбросами; по-видимому, они связаны с разломами фундамента, по которым произошло формирование передового прогиба.

В разрезе восточной части прогиба в пенсильвании заключено до 30 газоносных песчаников, залегающих на глубине от 300 до 1000 м. Газ сухой, метановый. Здесь известно около 40 небольших газовых месторождений в поднятиях, осложняющих антиклинали. В более глубокой и интенсивно дислоцированной западной части прогиба (в Оклахоме), выделяющейся под названием впадины Аркома (см. рис. 71), за последние 20 лет открыто около 50 газовых месторождений, среди которых имеются очень крупные. Богатые газоносные песчаники в миссисипии, силуре и ордовике здесь открыты на глубине до 4000 м. Эта часть провинции сейчас активно развивается.

Глава 20

ЭПИПАЛЕЗОЙСКИЕ ПЛАТФОРМЫ СЕВЕРНОЙ АМЕРИКИ И ПАЛЕЗОЙСКИЙ СКЛАДЧАТЫЙ ПОЯС

§ 44. Провинция впадины Мексиканского залива

Провинция включает огромную глубоко погруженную впадину Мексиканского залива и окружающие ее с севера и запада прибрежные низменности (рис. 93) и является одной из самых крупных провинций мира. Северная, прибрежная, ее часть находится на территории США в пределах Восточного Техаса, Луизианы и Миссисипи, охватывая сопредельные части штатов Арканзас, Теннесси, Алабамы, Джорджии, Флориды и прилегающие шельфы. Эта территория называется Голф-Кост или Голф.

Западная прибрежная часть впадины протягивается узкой полосой в Мексике до п-ова Юкатан и ограничена с запада мезозойским хребтом Восточная Сьерра-Мадре, принадлежащим системе Кордильер. Соответственно в провинции можно выделить две субпровинции: Голф-Коста и Мексиканскую.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Впадина Мексиканского залива возникла на палеозойском складчатом фундаменте молодой платформы Северной Америки. Фундамент, сложенный метаморфическими и изверженными породами палеозойского и докембрийского возраста, вскрыт скважинами в прибортовых частях впадины, где он залегает сравнительно неглубоко. Мезо-кайнозойские отложения чехла характеризуются общим центроклинальным наклоном и региональным увеличением мощности в сторону Мексиканского залива — до 19 000 м по геофизическим данным в прибрежной части Голф-Коста у берегов Луизианы. Состав их песчано-глинистый, и только в разрезе мела заметную роль играют карбонатные породы. Во всем разрезе от юры до четвертичных заключены углеводороды, образующие естественные нефтегазопроявления.

Самые древние отложения осадочного чехла, относимые условно к перми, триасу и нижней юре, вскрыты единичными скважинами в северной части Голф-Коста. Они представлены красноцветами и эвапоритами (около 600 м) и относятся к промежуточному комплексу молодых платформ. Стратиграфическими их эквивалентами в Мексике (район Салина) считается толща конгломератов, песчаников и эвапоритов (более 900 м).

Верхнеюрские отложения Голф-Коста в северной части впадины представлены красноцветными породами с эвапоритами (1200—1900 м). Вниз по

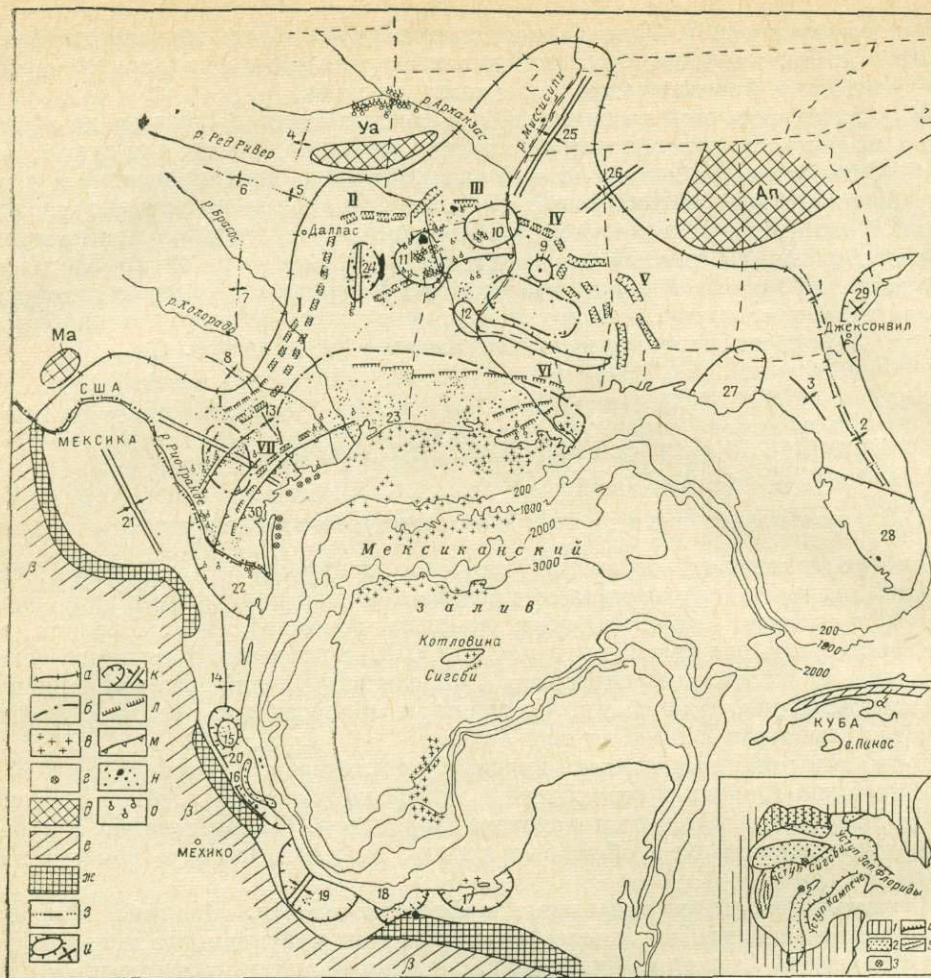


Рис. 93. Схематическая карта впадины Мексиканского залива. Составила Н. Ю. Успенская

а — северная граница впадины; б — границы основных зон развития солянокупольной тектоники на суше; в — соляные купола в акватории; г — поднятия (несолянокупольные) в акватории; д — палеозойские складчатые сооружения Кордильер: а — Центральная Кордильера Кубы, б — внешний фронт Восточной Сьерры — Мадре и ее юго-восточного продолжения; ж — передовой прогиб мезо-кайнозойской складчатости; з — оси платформенных поднятий за пределами Голф-Коста; 1 — ось поднятия Центральной Джорджии, 2 — ось поднятия Полуостровного свода, 3 — поднятие Окала, 4 — поднятие Арбокл-Хантон, 5 — поднятие Мюнстер, 6 — поднятие Ред Ривер, 7 — свод Бенд, 8 — поднятие Кончо-Льяно; структурно-тектонические элементы в пределах Примексиканской впадины: и — поднятия и их оси: 9 — поднятие Джексон, 10 — свод Монро, 11 — свод Сэбин, 12 — свод Уингес, 13 — ось свода Сан-Маркос, 14 — ось поднятия Тамаулипас, 15 — поднятие Пануко-Эбано, 16 — погребенный риф Золотого Пояса; к — прогибы и их оси: 17 — Табаско-Кампече, 18 — Салино-дель-Истмо, 19 — Вера-Крус, 20 — Тампико-Тукспан, 21 — прогиб Сабинас, 22 — прогиб Рио-Гранде, 23 — Хьюстонский прогиб, 24 — прогиб Северо-Восточного Техаса, 25 — Миссисипский прогиб, 26 — прогиб Блек-Уорриер, 27 — впадина Юго-Западной Флориды, 28 — впадина Южной Флориды, 29 — впадина Саванна (Юго-Восточной Джорджии); л — зоны разломов — внешние; I — Балконес, Люлинг, II — Мексия-Талко, III — Арканзасская, IV — Пиккенс-Куитмен, V — Гиллбертаун; внутренние: VI — Батон Руж, VII — Сем-Фордайс-Бивилл; м — зоны флексур: 30 — флексура Виксберг; н — основные нефтяные месторождения и группы их; о — основные газовые месторождения и группы их.

На врезке — схема Мексиканского залива по данным морского бурения и геофизических исследований. По Барку и др. 1 — суша; 2 — район развития известняков и вероятных соляных куполов; 3 — глубоководные скв. 1 и 2 (Чалленджер-Нолл); 4 — тектонические уступы у подножия континентального склона; 5 — пояс соляных антиклиналей.

падению они замещаются карбонатно-глинистыми фациями. Известняки и песчаники верхней юры, местами нефтеносные, являются объектами усиленной разведки в последние годы. Несогласно залегающие отложения нижнего мела (1300—2400 м и более) преимущественно глинисто-карбонатно-песчаного состава являются продуктивными. Особенно высокую нефтегазоносность имеют отложения верхнего мела (600—1500 м), залегающие с угловым несогласием, которые содержат около $\frac{1}{3}$ известных запасов нефти Голф-Коста. В нижней части верхний мел представлен глинами с мощными (до 150 м) пачками переслаивающихся глин и линзовидных песчаников, с которыми связаны основные продуктивные горизонты (вудбайн и др.). В верхней части верхнего мела распространены преимущественно песчано-глинистые фации, переходящие вниз по падению в мергели, писчий мел и известняки с прослоями песчаников.

В Мексиканской субпровинции солоноватоводные осадки Голф-Коста переходят в мелководные и глубоководные морские. В разрезе мезозоя мощностью до 3500 м господствуют карбонатные отложения. Нижняя юра сложена глинистыми сланцами с прослоями песчаников (400 м). Верхняя юра представлена внизу красноцветами (до 1000 м), в верхней части (до 550 м) — битуминозными сланцами, калькаренитами и оолитовыми известняками с прослоями песчаников и сланцев. В известняках верхней юры в последние годы открыты крупные скопления нефти.

Меловые отложения представлены почти сплошь морскими карбонатными породами. Нижний мел сложен плотными известняками свиты нижняя тамаулипас (неоком-апт) мощностью до 4000 м. Калькарениты нижней части свиты местами нефтеносны. Вышележащие отложения альб-сеномана-турона (выделяемые в средний мел), представленные частично рифовыми фациями, являются основным нефтеносным комплексом Мексики (рис. 94). Внизу они сложены свитой верхняя тамаулипас — глубоководными плотными известняками с прослоями мергелей мощностью 60—200 м. Верхняя трещиноватая зона этих известняков местами нефтеносна. Выше, в западной части залива, распространена рифовая фация свиты эль-абра, сложенная рудистовыми известняками, с которыми связаны залежи тяжелой нефти (0,92—0,96 г/см³) Золотого Пояса Мексики. К западу и югу от Золотого Пояса рифовая фация постепенно выклинивается, замещаясь чередованием рифовых и тонкослоистых плотных известняков фации тамабра и породами верхней частью свиты верхняя тамаулипас.

За пределами зоны развития рифовых фаций верхнемеловые известняки представлены нормальными морскими фациями, местами нефтеносными: внизу темноцветными известняками и глинами свиты агва-нуэва (10—180 м), которые рассматриваются как нефтематеринские и относятся к турону, а выше — тонкоплитчатыми известняками свиты сан-фелипе (120—550 м). Разрез верхнего

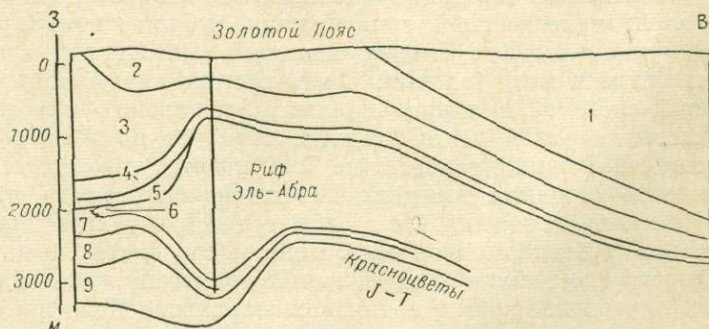


Рис. 94. Разрез Золотого Пояса. По Е. Ж. Гузману, 1967.

1 — миоцен; 2 — олигоцен;
3 — эоцен; верхний мел;
4 — свита мендес, 5 — свита
агва-нуэва; средний мел
(альб-турон); 6 — фация
тамабра, 7 — свита верхняя
тамаулипас; 8 — свита нижняя
тамаулипас; 9 — юра.

мела заканчивается мергельной свитой мендес (20—700 м), которая покрывает как отложения свиты сан-фелипе, так и рифовые фации. В южной части Мексиканской субпровинции отложения среднего и верхнего мела представлены нормальными морскими известняками и мергелями, местами нефтеносными.

Кайнозой сложен мощными толщами песчано-глинистых осадков преимущественно эоценового, олигоценевого и миоцен-плиоценового возраста, образовавшихся в регрессивной обстановке. В Голф-Косте они представлены по большей части лагунно-континентальными и дельтовыми фациями, замещающимися прибрежно-морскими по направлению к современной береговой линии залива. Общая их мощность вдоль побережья Луизианы превышает 13 000 м. Основными продуктивными горизонтами палеогена являются песчаники уилкоккс, кокфилд, йегуа, фрио и виксберг очень изменчивого строения. Миоценовые отложения содержат также ряд весьма продуктивных песчаных горизонтов.

На шельфе Луизианы, где в подводной части дельты р. палео-Миссисипи отлагались особенно мощные молодые осадки, нефтегазоносность распространяется на плиоценовые и четвертичные осадки.

В Мексиканской субпровинции палеоген-неогеновые отложения представлены почти исключительно морскими осадками многокилометровой мощности. Основное промышленное значение они имеют в Северо-Восточном нефтегазоносном районе на границе с Голф-Костом и в Южной области, где мощность их превышает 10 км. В Северо-Восточном районе в основном продуктивны песчаники палеогена — миоцена. На остальной территории мощность палеоген-неогена не превышает 8 км и состав этих отложений более глинистый.

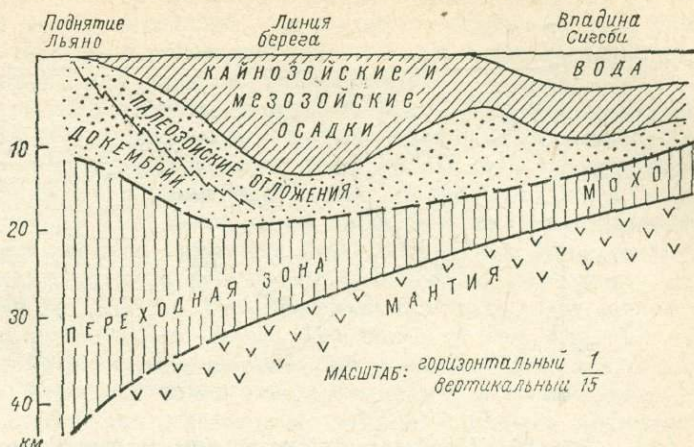
Основными продуктивными комплексами в Голф-Косте являются меловой, палеогеновый и миоценовый, а в Мексике — альб-сеноманский, представленный частично рифовыми фациями.

В разрезе платформенного чехла провинции, особенно в Мексике, нередко встречаются изверженные породы, главным образом основные и щелочные.

Нефти Голф-Коста в основной массе малосернистые и легкие, плотность их в большинстве случаев меньше $0,87 \text{ г/см}^3$. Состав нефтей, по данным Ф. Хеберль, зависит от литолого-фациального типа отложений и глубины залегания. Более тяжелые нефти встречаются в прибрежных и континентальных отложениях. С увеличением глубины залегания плотность нефтей уменьшается. Поэтому в одном и том же стратиграфическом комплексе в южных районах плотность нефтей меньше, чем в более северных. Такой же в общем характер имеют нефти в Южной области Мексики. В области Тампико-Гукспан нефти высокосернистые, плотностью $0,92—0,98 \text{ г/см}^3$. Несколько легче (плотность $0,85—0,92 \text{ г/см}^3$) нефти района Поса-Рика.

Тектоника. Впадина Мексиканского залива, расположенная на месте пересечения палеозойской складчатости субширотного простирания, слагающей ее фундамент, и субмеридиональной мезозойской складчатости Кордильер, относится к типу узловых. С юго-востока она обрамлена кайнозойской складчатой системой Больших и Малых Антильских островов. Наиболее глубокий участок морской части впадины образует котловину Сигсби, где основание неогеновой толщи залегает на 7500 м ниже дна залива. Общей причиной громадного оседания впадины Мексиканского залива являются, по-видимому, подкоровые движения. По гравиметрическим данным впадине отвечает положительное гравитационное поле, которое возрастает по направлению к котловине Сигсби, где наблюдается большой гравитационный максимум. Здесь установлено утонение коры и поднятие поверхности Мохо (рис. 95). В этом отношении

Рис. 95. Предполагаемое строение земной коры по разрезу через Голф-Кост и впадину Мексиканского залива. Интерпретация геофизических данных по Краму, 1962.



впадина Мексиканского залива очень напоминает нашу Прикаспийскую провинцию. Сходство между этими двумя провинциями наблюдается также в основных чертах строения прибортовых и внутренних их зон и в наличии солянокупольной тектоники.

Наземная часть впадины в Голф-Косте имеет гомоклинальное строение. Ширина ее составляет от 240 до 480 км, а прилегающей шельфовой зоны — от нескольких километров до 240 км.

Основными региональными структурными элементами Голф-Коста являются: Миссисипский кайнозойский прогиб; внешние и внутренние зоны сбросов и флексур; крупные погребенные своды и поднятия и разделяющие их прогибы; зоны развития солянокупольной тектоники (см. рис. 93).

Миссисипский кайнозойский прогиб, выполненный меловыми, палеогеновыми и четвертичными осадками, представляет северный залив Примексиканской впадины, наложенный на южную часть палеозойского меридионального прогиба Северо-Американской докембрийской платформы. Северная часть этого палеозойского прогиба охватывает Мичиганскую и Иллинойскую впадины, а южная часть, известная под названием впадины Блэк-Уорриер, сложена пелсильванскими слоями и протягивается в широтном направлении между Аппалачской системой и Уачитскими горами. Накопление мощных четвертичных осадков в осевой части Миссисипского прогиба, в зоне прилегающей к р. Миссисипи, показывает, что прогибание этой меридиональной депрессии продолжается и поныне.

Внешние северные зоны разломов и флексур, затрагивающие меловые и кайнозойские слои, обрамляют центральную часть Голф-Коста и прослеживаются с запада, севера и юго-востока вдоль регионального простирания слоев (см. рис. 93). Сбросовые зоны Балконес-Люлинг и Мексика-Галко образуют грабены вдоль северо-западного и северного обрамлений впадины (рис. 96). На их продолжении находится четкая непрерывная система грабенов Арканзасского и Пиккенс-Куитмен-Гилбертаун. К внутренним сбросовым зонам также грабенового строения относятся Сэм-Фордайс-Бивилл на западе и Батон-Руж на юге и связанные с ними флексуры. В Голф-Косте установлены также крупные зоны трещиноватости северо-восточного и северо-западного простирания, связанные, вероятно, с крупными трещинами фундамента. Образование всех сбросовых и флексурно-разрывных зон сопряжено с оседанием глубокой впадины Мекси-

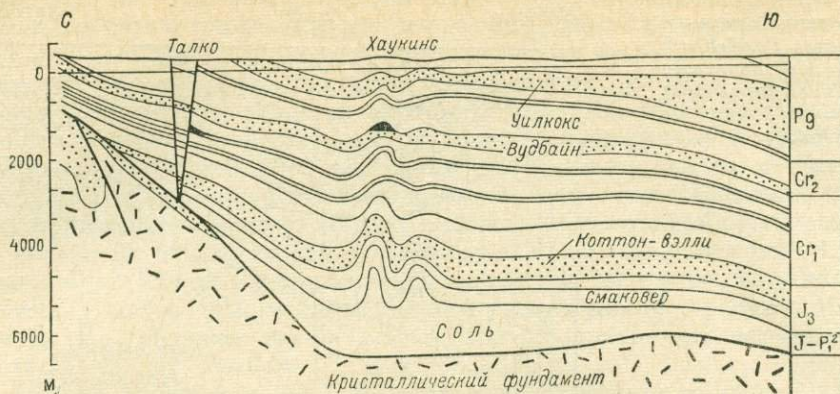


Рис. 96. Меридиональный разрез через впадину Северо-Восточного Техаса. По Беллу и Шеферду, 1950.

канского залива. Простираение внешних сбросовых зон соответствует простираению Уачитской системы, в тыловой части которой они обычно расположены. Сбросы здесь сопровождаются интрузиями базальтовой магмы; движения по ним продолжаются и в настоящее время.

Крупные погребенные своды и поднятия мезозойских пород и разделяющие их заливообразные прогибы простираются, как правило, перпендикулярно береговой линии залива. Самыми крупными являются своды Сэбин и Монро в северной части Голф-Коста, разделенные прогибом Северной Луизианы грабенового типа. К востоку от них выделяется небольшое поднятие Джэксон, отделенное прогибом от расположенного южнее валообразного свода Уиггинс. В западной части Голф-Коста на продолжении простираения свода Кончо-Льяно выделяется свод Сан-Маркос, с запада ограниченный прогибом Рио-Гранде. Прогиб Северо-Восточного Техаса расположен между грабеновой системой Мексика-Талко и сводом Сэбин.

Возникновение этих структурных элементов связывается с движениями блоков фундамента в процессе оседания впадины Мексиканского залива по палеозойским структурным направлениям и перпендикулярно им, которое сопровождалось магматической деятельностью (Меррей).

В Голф-Косте выделяются пять зон солянокупольной тектоники: 1) обширная Внешняя прибрежная часть Голфа (Луизиана и Юго-Восточный Техас), которая продолжается в шельфовой зоне; 2) прогиб Северной Луизианы; 3) прогиб Северо-Восточного Техаса; 4) прогиб Рио-Гранде; 5) район между сводами Монро и Уиггинс. Распространение солянокупольных зон контролируется, как считают, распределением мощных толщ соли и мощностью покрывающих соль отложений. Поднятие соли сопровождается диапировыми прорывами надсолевых отложений.

Чаще всего размещение соляных куполов контролируется участками увеличенной мощности осадочных отложений. Многие купола и связи их располагаются на 3—5 км вниз по региональному наклону слоев от сбросовых зон и флексур, что указывает на их генетическую связь с дизъюнктивными нарушениями. Возникновение соляных структур диагонального по отношению к сбросам простираения связывается с движениями вдоль трещинных зон в палеозой-

ском фундаменте. Дугообразное очертание зон распространения соляных куполов в Южной Луизиане и прилегающей акватории показывает, что они локализовались по краям шельфа и обширной дельты кайнозойского времени, где нагрузка осадочных пород была относительно меньше.

Структурные элементы, характерные для Голф-Коста, прослеживаются и в Мексиканской субпровинции. Вдоль подножия мезо-кайнозойских глыбовых складок Восточной Сьерра-Мадре, местами отделяясь от них узким передовым прогибом, простирается эоценовая платформа. В северной части ширина ее около 500 км; к югу на Техуантепекском перешейке она уменьшается до 80 км. Строение платформенного чехла на фоне общего его погружения к востоку осложнено несколькими поперечными прогибами, выполненными меловыми и кайнозойскими осадками и разделенными приподнятыми зонами. С севера на юг выделяются прогибы Рио-Гранде, Тампико-Тукспан, Вера-Крус, Салина-дель-Истмо и Табаско-Кампече, осложненные локальными поднятиями часто блокового строения. Прогибы начали образовываться в конце мезозоя во время интенсивного погружения платформы, сопровождавшего поднятие обрамляющих ее мезозойских сооружений. В них отложились меловые и кайнозойские осадки повышенной мощности. В самых южных прогибах Салина-дель-Истмо и Табаско-Кампече активно проявляется солянокупольная тектоника. Для всей Мексиканской субпровинции характерно большое количество разломов, сопровождающихся выходами нефти и асфальта и крупными магматическими проявлениями — лакколитами и многочисленными базальтовыми дайками.

Строение морской части впадины Мексиканского залива изучено сейсморазведкой, нефтяным и глубоководным бурением по проекту Мохо. Установлено, что соляная тектоника охватывает всю впадину (см. рис. 93). Особенно много соляных куполов (до 300) в шельфовой зоне Луизианы, где мощность кайнозойских осадков максимальная. Кроме куполов прорванного типа, здесь (и на шельфе Техаса) распространены глиняные диапиры. Шельфовая зона отделена от глубоководной котловины Сигсби континентальным склоном, к которому приурочена крупнейшая зона разломов, проявляющаяся в подводно-оползневых смещениях большого масштаба. Склон также нарушен прорванными соляными куполами. Котловина Сигсби сложена породами кайнозойского, мелового и верхнеюрского возраста резко сокращенной мощности и характеризуется корой субокеанического типа. Дно ее представляет плоскую равнину, осложненную многочисленными холмиками, отражающими прорванные соляные купола. На одном из них скв. 1 Чалленджер, пробуренная в 1968 г. на участке моря глубиной 3585 м, прошла 140 м плиоцен-миоценовых осадков и вошла в кепрок соляного купола, пропитанный нефтью. Зона распространения прорванных куполов протягивается к югу, сливаясь с прогибом Табаско-Кампече. На крутых склонах уступов Западной Флориды и Кампече сейсморазведкой и бурением установлен барьерный риф апт-альбского возраста, который продолжается далее на суше в Голф-Косте, где к нему приурочены месторождения нефти и газа. На западе вдоль Мексиканского побережья, где дельтовых осадков меньше, в пределах континентального склона установлен пояс соляных антиклиналей, отраженных в рельефе морского дна грядами холмов (см. рис. 93).

Условия залегания нефти и газа. Месторождения провинции в основном структурно-тектонические, связаны с платформенными поднятиями часто блокового типа и соляными куполами, реже — с магматогенными поднятиями; распространены также присбросовые месторождения. Некоторые крупнейшие

месторождения представляют моноклинали со стратиграфическими и литологическими ловушками. В Мексике наиболее богатые месторождения относятся к рифовому типу.

Зоны нефтегазонакопления связаны с дизъюнктивными нарушениями и солянокупольными областями. Влияние первых проявляется непосредственно в прибортовых сбросовых системах или косвенно — во флексурных изгибах, контролировавших зоны выклинивания нефтесодержащих толщ. Богатыми зонами нефтегазонакопления являются крупные сводовые поднятия, отражающие поднятые блоки фундамента, а также зоны регионального срезания несогласиями продуктивных свит на их склонах. Громадная зона нефтегазонакопления в Мексике связана с атоллным рифом.

В субпровинции Голф-Коста по геологическому строению условиям нефтегазонакопления выделяются Внешняя¹ зона, граничащая с древней платформой и отделенная от нее внешним поясом сбросов и флексур, и Внутренняя прибрежная зона солянокупольной тектоники. К Внешней зоне тяготеют четыре нефтегазонакопительные области: прибортовых сбросовых систем; погребенных сводовых поднятий Сэбин и Монро и прилегающих прогибов; северо-восточная внешняя область; Миссисипский прогиб и прилегающие части Флориды. Внутренняя прибрежная зона Голф-Коста, включающая шельф залива, образует самостоятельную нефтегазонакопительную область.

Главные скопления нефти и газа Голф-Коста приурочены к площадям, на которых мезо-кайнозойские отложения содержат 30—50% песчаного материала. Месторождений нефти и газа здесь известно более 1500, но основные запасы нефти приурочены к относительно небольшому числу крупных и крупнейших из них (рис. 97). По данным Г. Е. Меррея, на 1956 г. 10 крупнейших месторождений с запасами более 60 млн. т каждое содержали $\frac{1}{3}$ всех запасов Голф-Коста; $\frac{1}{3}$ запасов приходилась на месторождения с запасами от 16 до 60 млн. т и остальная часть запасов — на мелкие месторождения. В большинстве крупных и средних месторождений основные продуктивные горизонты связаны с неогеновыми отложениями Внутренней прибрежной зоны или с верхнемеловыми слоями Внешней зоны — именно с областью погребенных сводовых поднятий и прилегающих к ним прогибов.

В нефтегазонакопительной области прибортовых сбросовых систем зоны Балконес-Люлинг и Мексика-Талко состоят из отдельных кулисообразных сбросов амплитудой до 400 м, сочетающихся в грабены. Система Балконес прослеживается на расстояние около 500 км в полосе выхода на поверхность меловых слоев гомоклинали. На крайнем западе она представлена террасовидным уступом и подходит вплотную к Кордильерам, а восточнее выражена крупными сбросами и протягивается полосой, огибая поднятие Льяно. Общая длина зон Мексика-Талко и Арканзасской около 800 км. Почти все месторождения области прибортового типа с тектонически экранированными залежами (см. рис. 96) в известняках и песчаниках нижнего и верхнего мела, а также верхней юры (зона Мексика). Начальные запасы нефти самых крупных месторождений Мексика и Талко превышали 20 млн. т (каждого). К крупным сбросам местами приурочены подводные пластовые интрузии базальтов, которые в покрывающих меловых слоях отражены вздутиями (магматогенными поднятиями). С этим типом структур связано около 15 месторождений (Литтон Спрингс, Тралл и др.) с литологически замкнутыми залежами нефти в верхней, подвергнувшейся серпентинизации, части интрузии (рис. 98) и в вулканических туфах. Для

¹ Считая, что центр впадины находится в заливе.

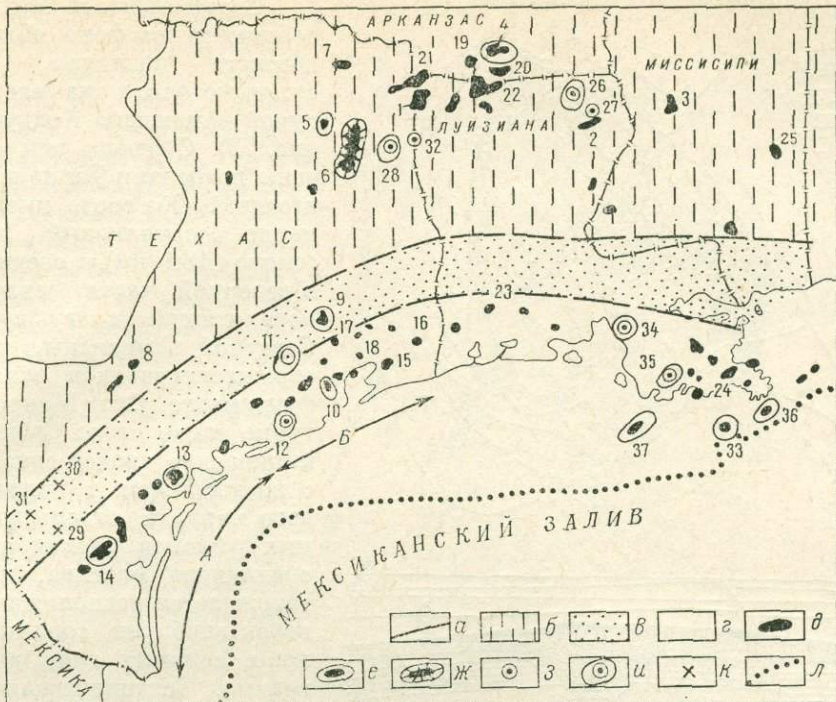


Рис. 97. Схема расположения основных месторождений Голф-Коста. По Г. Е. Меррею (1956) с дополнениями Н. Ю. Успенской.

а — северо-западная граница Голф-Коста; возраст главных продуктивных горизонтов: б — меловой, в — палеогеновый, г — неогеновый; д — нефтяные месторождения, в том числе: е — с запасами более 70 млн. т; ж — сверхгигант Ист-Тексас; з — газовые и газоконденсатные месторождения, в том числе: и — крупнейшие, с запасами 100—200 млрд. м³, к — некоторые месторождения, дополнительно упомянутые в тексте; л — граница шельфовой зоны.

Нефтяные месторождения с запасами 32 млн. м³ и более: 1 — Кэддо, 2 — Дели, 3 — Тенсли, 4 — Смаквер, 5 — Хаукис, 6 — Ист-Тексас, 7 — Талко, 8 — Люлинг, 9 — Кодро, 10 — Хастингс, 13 — Том О'Коннор, 14 — Силингсон, 33 — Уест-Дельта, блок 73, 36 — Саут-Пасс, блок 24, 37 — Бей-Марчанд — О. Бей-Кайю (комплекс); нефтяные месторождения с запасами 16—32 млн. м³: 15 — Анахуак, 16 — Спиндлтоп, 17 — Хамбл, 18 — Барберс-Хиллз, 19 — Магнолия, 20 — Шулер, 21 — Родесса, 22 — Хайнсвилл, 23 — Айова, 24 — Лейк-Вашингтон, 25 — Гейделберг; крупнейшие газовые и газоконденсатные месторождения: 11 — Кэти, 12 — Олд-Ошен, 26 — Монро, 27 — Ричланд, 28 — Карзэйдж, 32 — Панола, 34 — Байю-Сейл, 35 — Бастиан-Бей; месторождения, упомянутые в тексте дополнительно: 29 — Говернмент-Уэллс, 30 — Каролина-Тексас, 31 — Рандадо. Нефтегазоносные районы: А — Южного Техаса, Б — Верхнего Голф-Коста.

залежей характерно отсутствие воды и резкое колебание дебитов соседних скважин.

Предполагается, что сбросовые системы окаймляют срединный массив древних пород, заключенный в палеозойском фундаменте Голф-Коста. К сбросовой зоне Пиккенс-Гилбертаун на востоке этой же области относятся немногочисленные присбросовые месторождения в меловых отложениях (Гейделберг и др.).

Нефтегазоносная область погребенных сводовых поднятий Сэбин и Монро и прилегающих прогибов является одной из крупнейших в провинции и наиболее богата газом. Основные продуктивные горизонты приурочены к отложениям верхнего мела и в меньшей степени к нижнему мелу. На севере области нефть и газ установлены и в верхней юре.

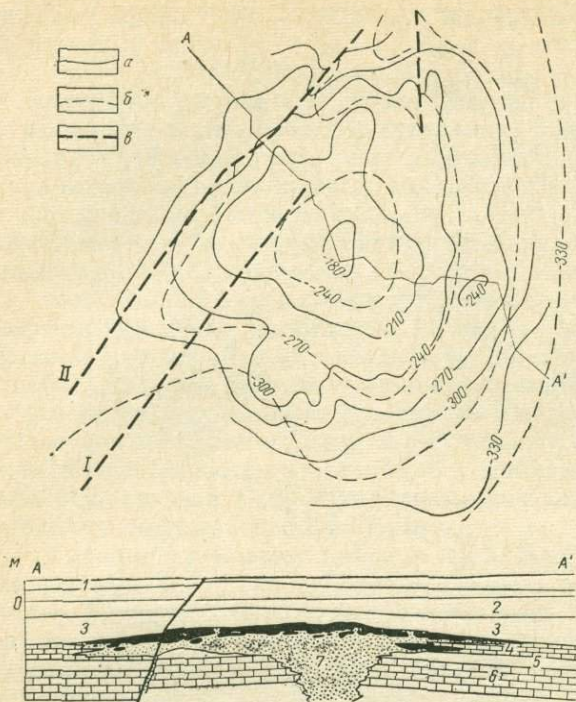


Рис. 98. Структурная карта и схематический разрез месторождения Литтон Спрингс, Техас.

Изогипсы кровли: а — серпентинитов, б — свиты остин (Ст₂); в — сброс: I — на поверхности, II — на глубине. 1 — зоцен, 2—5 — верхний мел, 6 — нижний мел, 7 — серпентинит.

Ряд крупных газовых и газоконденсатных месторождений Голф-Коста располагается на вершинах и склонах сводов Сэбин и Монро. Большинство их приурочено к локальным структурам, частично связанным с глубокими соляными куполами. Строение этих месторождений часто сильно осложнено дизъюнктивными нарушениями, стратиграфическими несогласиями и литологическим выклиниванием. Встречаются поднятия магматогенного происхождения. Для всей области наиболее характерны скопления нефти и газа структурно-стратиграфического типа на моноклиналях и локальных поднятиях, что связано с усилением региональных несогласий с появлением местных несогласий на сводах и их склонах.

Свод Сэбин отделяется от зоны Мексика-Талко прогибом Северо-Восточного Техаса. Прогиб ориентирован почти меридионально и выполнен меловыми и кайнозойскими отложениями, имеющими наклон на юг (рис. 99). В его пределах верхний мел достигает наибольшей мощности (свыше 1000 м) и песчаности. На восточном склоне прогиба находится крупнейшее в США месторождение-сверхгигант Ист-Тексас, открытое в 1930 г. Начальные извлекаемые запасы нефти его исчислялись в 850 млн. т, из которых уже извлечено 550 млн. т. Это громадная структурно-стратиграфическая залежь в песках вудбайн, перекрытых несогласно залегающим мелоподобным известняком верхнего мела (рис. 100). Длина залежи 68 км при средней ширине 7,7 км. Мощность продуктивного горизонта изменяется от нуля в зоне полного его срезания несогласием

Своды Сэбин и Монро обособляются на фоне общего обширного поднятия, южный склон которого окаймлен флексурой Анжелина-Колдуэл (см. рис. 72). С севера они ограничены грабенами Талко и Арканзасским. Оба свода имеют примерно одинаковый диаметр (около 180 км) и соединяются в северной части седловиной, переходящей к югу в прогиб Северной Луизианы, который отражает грабен в складчатом фундаменте. Свод Монро структурно ниже свода Сэбин. Возникновение сводов связывается с воздыманием в конце мелового периода отдельных крупных блоков докембрийского срединного массива, что подтверждается расположением цепочек глубоких соляных куполов и соляных гряд вдоль их границ. Тектоническая активность области подтверждается широким распространением вулканических пород в разрезе меловых и палеогеновых отложений.

до 40 м. Коллектор представлен серией песчаных пластов и взаимособобщающихся линз. Средняя пористость около 25%, проницаемость 1500 миллиарди. Начальные дебиты достигали 1500 т/сут. Всего здесь пробурено более 24 тыс. скважин. Добыча ведется с глубины 915—1070 м. Годовая добыча Ист-Тексаса в отдельные годы достигала 19—20 млн. т нефти, но в последнее время снизилась до 7,5 млн. т. В прогибе имеется еще несколько аналогично построенных, но меньших по значению месторождений. Некоторые из них, сильно нарушенные радиальными сбросами, связаны с глубокими соляными массивами. Среди них Ван и Хаукинс представляют весьма крупные месторождения с запасами соответственно 64 и 84 млн. м³. В южной части прогиба расположены газовые и газоконденсатные месторождения. На вершине

свода Сэбин сконцентрированы в основном крупные нефтяные и нефтегазовые месторождения (Кэддо, Родесса, Хайнсвилл, Хомер), а в южной его части — газовые и газоконденсатные (Картейдж, Панола, Бетэни, Элм-Грав и др.), многие из которых характеризуются стратиграфическими залежами. Одними из крупнейших в области являются газоконденсатное месторождение Картэйдж (запасы 180 млрд. м³) и нефтяное Кэддо (запасы более 60 млн. м³). В месторождениях Хомер и Хайнсвилл структуры связаны с глубокими интрузиями. Они характеризуются нефтеносностью не только меловых, но и юрских отложений. На далеком северо-восточном склоне свода находится крупное месторождение Смаковер, запасы нефти которого в верхнемеловых и карбонатных юрских горизонтах составляют 80 млн. м³. С глубокими соляными куполами в прогибе Северной Луизианы связаны преимущественно газовые месторождения.

К вершине свода Монро приурочено одно из крупнейших в США газовое месторождение-гигант Монро, а на юго-восточном его склоне находятся крупное газовое месторождение Ричлэнд и нефтяное Дели. Все они характеризуются структурно-стратиграфическими залежами в меловых слоях, слагающих локальные поднятия. На месторождении Монро, ныне уже выработанном, основным продуктивным горизонтом являлась «газоносная порода Монро», залегающая на глубине 625—700 м в своде и на склоне поднятия под поверхностью кайнозойского несогласия. Газоносная порода мощностью 20 м образовалась в резуль-

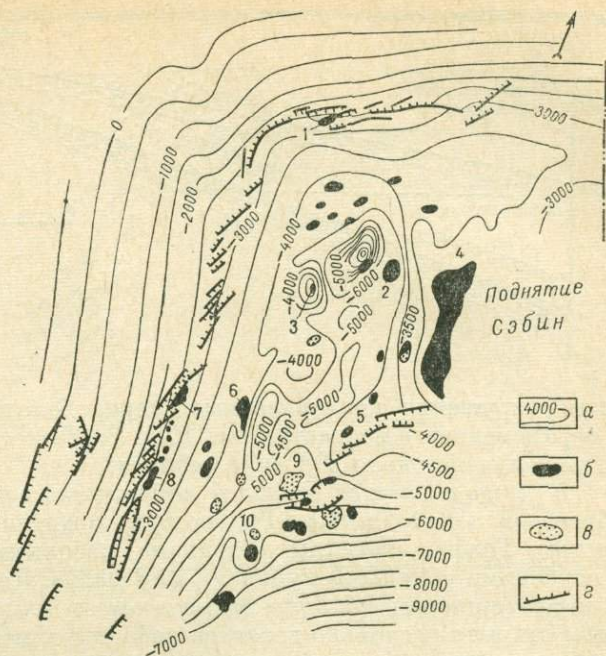


Рис. 99. Структурная карта прогиба Северо-Восточного Техаса. По Беллу и Шеферду, 1950.

а — стратизогиписы по кровле свиты вудбайн; б — нефтяные месторождения; в — газовые месторождения; г — сбросы. Месторождения: 1 — Талко; 2 — Хаукинс; 3 — Ван; 4 — Ист-Тексас; 5 — Вогги-Крик; 6 — Кайога; 7 — Пауэлл; 8 — Мексия; 9 — Лонг-Лейк; 10 — Баффало.

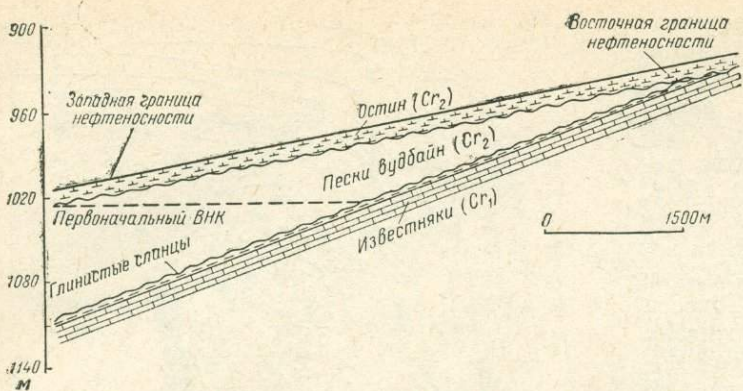
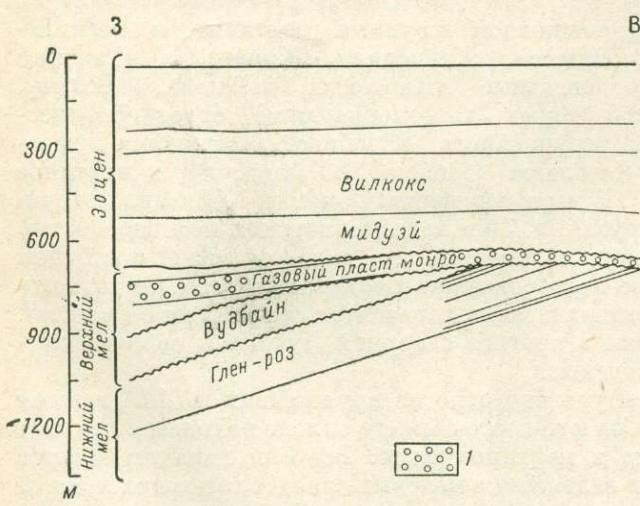


Рис. 100. Геологический разрез месторождения Ист-Тексас.

тате разрушения эродированных пород белого мела и песчаников нижне- и верхнемелового возраста (рис. 101). За 35 лет разработки на месторождении было получено около 200 млрд. м³ газа.

В северо-восточной Внешней нефтегазоносной области, заключенной между сбросовой зоной Пиккенс-Гилбертаун, поднятием Уитгинс и Внутренней областью Голфа, известны отдельные небольшие месторождения, связанные с глубокими соляными куполами или магматогенными поднятиями (Джэксон). В нефтегазоносной области Миссисипского прогиба и прилегающей части Флориды открыто несколько десятков небольших месторождений нефти, связанных по большей части с глубокими соляными куполами или магматогенными поднятиями. Продуктивны меловые и кайнозойские слои, перекрывающие палеозойский фундамент, а также пенсильванские и миссисипские отложения прогиба Блэк-Уорриер.

Внутренняя нефтегазоносная область Голф-Коста занимает прибрежную равнину к западу от устья р. Миссисипи, а также прилегающий шельф. В ее



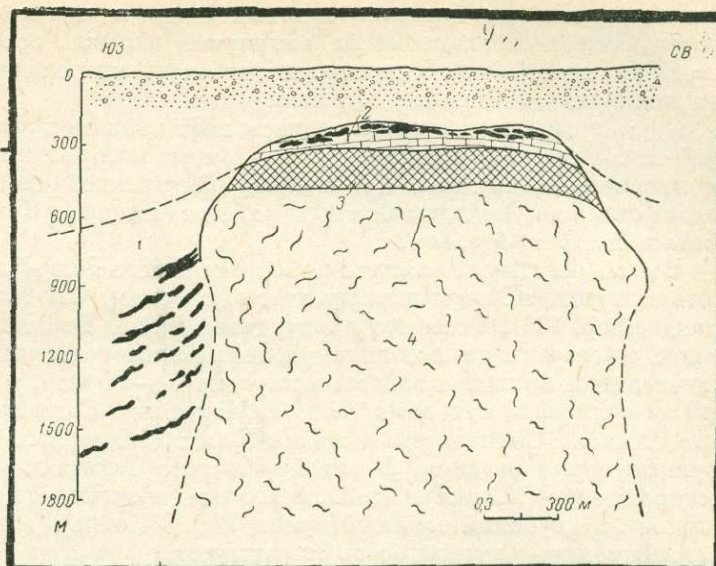
пределах развиты отложения палеогена и неогена. Наибольшая нефтеносность наблюдается в осадках миоцена (более 50% нефти) и олигоцена (около 40%). Эта область характеризуется широким развитием солянокупольных месторождений. Соляные купола отличаются небольшими размерами (диаметр 2,5—3,5 км, редко до 6,5 км) и исключительно высокой добычей на единицу площади. В прибрежной и шельфовой частях Голф-Коста известно несколько сотен куполов, из которых нефтеносны меньше половины. Происхождение соляных куполов большинство исследователей связывает с выжи-

Рис. 101. Разрез газового месторождения Монро, штат Луизиана, США. По Ферусу.

1 — газоносная порода.

Рис. 102. Схематический поперечный разрез месторождения Спидл-топ.

1 — миоцен; 2 — пористые известняки кепрока; 3 — гипсы и ангидриты; 4 — соль.



манием соли под влиянием давления вышележащих толщ в ослабленные участки, какими в Голф-Косте являлись преимущественно разрывы. Допускается наличие двух соляных толщ — одной в верхней юре, а другой — в нижележащих осадках рэт-лейаса, триаса и перми (?). Последние исследования установили, что соль залегает в виде неправильных соляных гряд и огромных массивов, соединенных перемычками и ориентированных вдоль регионального простирания гомоклинали Голф-Коста. Апофизы и шипы, отходящие от соляных гряд и массивов, образуют соляные ядра отдельных куполов. Этим объясняется часто наблюдающееся скучивание соляных куполов в связки. Высота соляных ядер, по-видимому, зависит от мощности как самой соли, так и надсолевых осадков, и достигает 8—13 км в прорванных (диапировых) соляных куполах. Форма соляных ядер цилиндрическая, треугольная и грибообразная. Для них обычно присутствие кепрока (рис. 102), часто образующего грибообразные навесы (оверхэнги) по краям соляного штока. Мощность кепрока может превышать 300 м; в глубоких куполах она меньше. В кепроках встречается сера, которая разрабатывается на 10 мелких куполах. Некоторые соляные массивы оторваны от постели. В ряде случаев соль достигает дневной поверхности. В глубоких соляных куполах кепрок залегает на глубине больше 2000 м и нефтеносные толщи не прорваны солью. В очень глубоких соляных куполах соль не прорывает осадочный толщи (соляные подушки).

Тектоника надсолевой толщи в соляных куполах характеризуется сильной разбитостью концентрическими и радиальными сбросами на отдельные блоки; широко распространены надсолевые грабены. При росте куполов обычно происходили дифференциальные движения отдельных блоков, что вызывало сложное распределение углеводородов, приуроченных часто к одному из крыльев или к отдельным блокам купола. Для надсолевой толщи глубоких куполов характерны сводовые, обычно нарушенные залежи. Залежи тектонически экранированные, структурно-литологические и структурно-стратиграфические

распространены на склонах соляных ядер в прорванных ими прослоях. Встречаются и литологические замкнутые залежи, особенно в кавернозных известняках кепроков. Благоприятными являются реликтовые ловушки в древних поднятиях на склонах куполов.

Суммарные промышленные запасы нефти солянокупольных месторождений Голф-Коста составляют около 1,3 млрд. т, из которых примерно $\frac{1}{3}$ приходится на прорванные соляные купола. Во Внутренней нефтегазоносной области выделяются три нефтегазоносных района: Южного Техаса, Верхнего Голф-Коста и Восточный район.

Весьма богатыми являются районы Верхнего Голф-Коста и Южного Техаса, соответствующие Хьюстонскому прогибу и своду Сан-Маркос с прогибом Рио-Гранде (рис. 103). Особенно продуктивен район Верхнего Голф-Коста, содержащий многочисленные солянокупольные месторождения (см. рис. 97). Самые значительные из них (с запасами порядка 70—80 млн. т нефти) связаны с глубокими соляными куполами (Конро, Хастингс). Соляные купола прорванного типа (Хамбл, Спиндлетоп, Барберс-Хиллз, Шугерлэнд) представляют также крупные месторождения. В районе Южного Техаса к крупнейшим относится месторождение Силингсон (запасы 100 млн. т), приуроченное к разбитой антиклинали, и глубокий соляный купол Том О'Коннер (запасы 70 млн. т.). Прорванные соляные купола здесь отсутствуют.

Кроме соляных куполов на Техасском побережье, особенно в районе Южного Техаса, широко распространены многочисленные месторождения моноклиналиного строения, связанные с выклиниванием песчаных толщ (Говернмент-Уэллс и др.) и линейно вытянутыми вдоль древних береговых линий песчаными барами, а также с ундуляциями гомоклинали на поднятых крыльях флексур и сбросов, обусловленными, вероятно, на глубине соляной тектоникой.

Наиболее продуктивными являются месторождения, расположенные в пределах региональных зон резкого нарастания градиента мощности основных нефтегазоносных песчаных свит палеогена (уилкокс, йегуа, фрио) и миоцена, которые протягиваются параллельно береговой линии залива. Распространение их контролируется флексурами и сбросами. Обычно месторождения находятся на опущенном крыле флексуры (сброса), где резко увеличиваются мощность и песчаность пород.

Особенно высоко продуктивна зона резкого градиента мощности олигоценовой свиты фрио, представляющая полосу шириной 50—100 км, где мощность отложений возрастает в 4 раза (от 500 до 1500—2000 м) (см. рис. 103). В пределах зоны фрио, сопряженной с флексурой виксберг, располагается более 220 месторождений нефти; 9 из них имеют запасы от 30 до 80 млн. т, а более 30 — от 16 до 30 млн. т. В таких же условиях в Хьюстонском прогибе в пределах расположенной северной зоны йегуа находится месторождение Конро, суммарная добыча которого составила более 50 млн. т нефти. Небольшие месторождения нефти и газа (Рандадо, Каролина Тексас и др.) характеризуют зону Рейноза, расположенную в северо-западной части прогиба Рио-Гранде. К этой зоне, связанной со сбросовыми нарушениями, тяготеет полоса выклинивания продуктивных эоценовых песчаников. Солянокупольные месторождения в зонах выклинивания распространены в основном в пределах пересекающих их поперечных прогибов Рио-Гранде и Хьюстонского. В местах пересечения зон выклинивания сводом Сан-Маркос соляных куполов мало и преобладают месторождения других типов. На своде Сан-Маркос и его склоне к локальным поднятиям относятся крупные газовые месторождения — Кэти (запасы

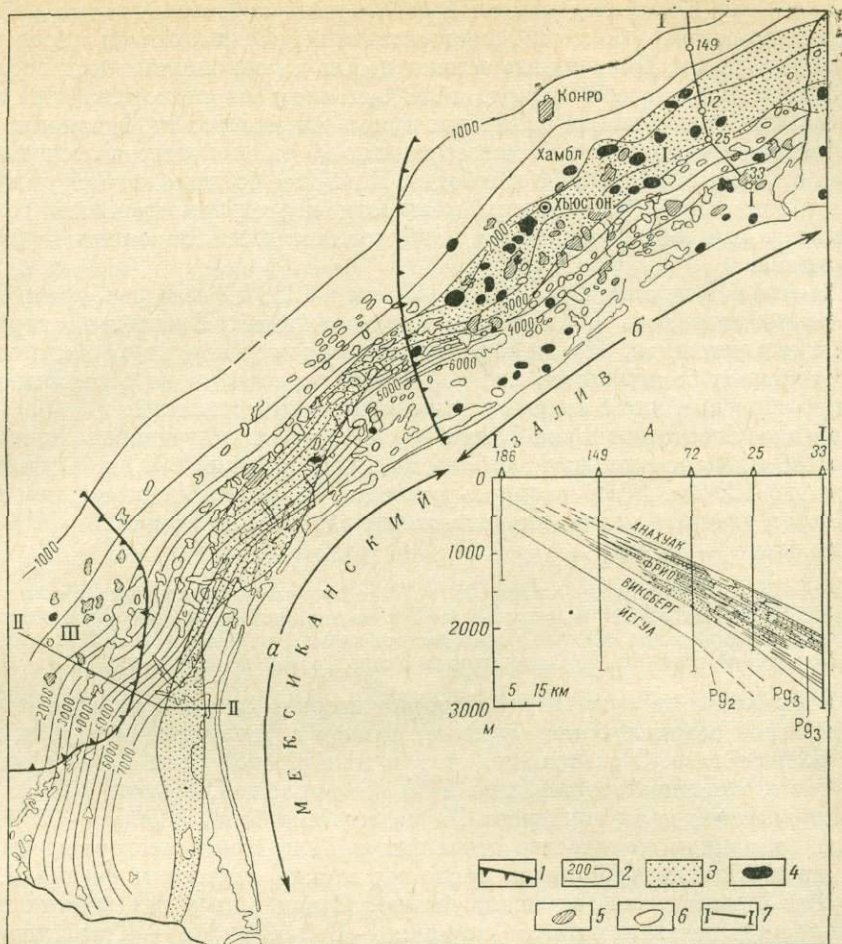


Рис. 103. Техасская часть района Голф-Кост. Тренд фрио. По Г. Джонсону и Г. Мэтью, 1958; А. Толберту, 1958; Дж. Уотерсу и др., 1955 г.

1 — границы солянокупольных районов; 2 — изобахты отложений фрио (Pg); 3 — зона более 50% содержания песчаных пород; нефтяные и газовые месторождения; 4 — приуроченные к прорваным соляным куполам, 5 — приуроченные к глубоко погруженным соляным куполам, 6 — не связанные с солянокупольными структурами; 7 — линия профиля. I — Хьюстонский солянокупольный прогиб; II — свод Сан-Маркос; III — солянокупольный прогиб Рио-Гранде. Нефтегазоносные районы: а — Южного Техаса, б — Верхнего Голф-Коста. Профиль I—I (по А. Толберту).

180 млрд. м³) и Олд-Ошен (запасы 140 млрд. м³), в которых продуктивны соответственно песчаники эоцена и олигоцена на глубинах 3000—3500 м.

В последние годы были открыты рифовые месторождения во внешней зоне выклинивания слоев среднего мела в пределах Восточного Техаса.

В Восточном нефтегазоносном районе Внутренней нефтегазоносной области (Луизиана и Миссисипи) соляных куполов меньше, и они не так богаты нефтью, как на Техасском побережье. Продуктивны здесь в основном также миоценовые отложения.

Шельф Голф-Коста выделяется в богатейший нефтегазоносный район, где к 1968 г. было открыто более 130 месторождений, среди которых много газовых и газоконденсатных. Доказанные запасы нефти и конденсата в них составляют более 430 млн. м³ и газа 700 млрд. м³. В основном эти месторождения связаны с прорванными и глубокими соляными куполами акватории Луизианы, в которых нефтеносны отложения от четвертичных до миоценовых включительно на глубинах от 3000—3500 до 6000 м и более. Наиболее богатые залежи приурочены к местам локального увеличения мощности неоген-палеогеновых дельтовых осадков, которые образуют пояса, субпараллельные современной береговой линии залива.

На шельфе Луизианы шириной до 240 км к 1968 г. было разбурено 77 куполов и разрабатывалось 56 морских месторождений. Ежегодно открываются многие новые площади. На шельфе Техаса морских структур открыто значительно меньше и большинство их, по-видимому, связано не с соляными куполами, а со сбросами или с зонами выклинивания и несогласий.

Разведка акватории Голф-Коста ведется очень интенсивно при глубине моря до 180 м. Максимальная глубина морских скважин 6700 м, а удаленность от берега до 130 км. Эффективность разведки в акватории выше, чем на суше Голф-Коста: удачные поисковые скважины здесь составляют 20—30%, а эксплуатационные — 84%.

В акватории Луизианы к 1 января 1969 г. было пробурено 6681 продуктивная скважина, из них 4980 нефтяных и 1701 газовых. В 1968 г. на морских площадях этого штата добыто 44 млн. т нефти и 60 млрд. м³ газа. Всего за все время разработки к 1969 г. здесь добыто около 275 млн. м³ жидких углеводородов и около 250 млрд. м³ газа.

В Голф-Косте на суше и в акватории широко развито разведочное и эксплуатационное сверхглубокое бурение, причем с увеличением глубины открывается больше газа. Установлено, что в прибрежной зоне на глубине около 2500 м газ и конденсат составляют 54% всех залежей, глубже 3050 м — 65%, причем возрастает доля конденсата, а на глубине более 3650 м — 70%.

При громадном количестве открытых в Голф-Косте месторождений нефти и газа сравнительно небольшое число их можно отнести к гигантам. Сверхгигант Ист-Тексас является исключением. Среди остальных нефтяных месторождений выделяется комплекс ¹ морских — Бей-Марчанд — Тимбалиер-Бей —, Бей-Кайю (остров в шельфе Луизианы), общие запасы которых составляют 480 млн. т нефти. Запасы месторождений Соут-Пасс, блок 24 (шельф Луизианы) и Силингсона составляют по 100 млн. т, а остальных, самых крупных, о которых упоминалось выше, — не более 70—85 млн. т каждого. Самыми крупными газовыми месторождениями, кроме гиганта Монро и месторождений Картейдж и Кэти, приближающихся к гигантам (запасы каждого по 180 млрд. м³), являются Олд-Ошен, Бейю-Сейл и морское — Бастиан-Бей (запасы двух последних по 100 млрд. м³).

В Мексиканской субпровинции насчитывается около 200 нефтяных и более 40 газовых месторождений. Здесь выделяются нефтегазоносные области Тампико-Тукспан, Вера-Крус и Южная, а также Северо-Восточный нефтегазоносный район в прогибе Рио-Гранде, который является непосредственным продолжением района Южного Техаса.

В Северо-Восточном районе палеоген-неогеновые отложения образуют моноклиналь, разбитую сбросами субмеридионального простирания, лежащими

* Комплекс состоит из трех отдельных поднятий на общей погребенной соляной гряде.

на продолжении флексуры Висксберг и сбросов Южного Техаса (см. рис. 93). Месторождения, преимущественно газовые, связаны с локальными поднятиями, отчасти приразломными, экранированными сбросами структурными носами и с литологическими ловушками. Они приурочены к полосам выклинивания палеоген-миоценовых песчаных толщ — преимущественно к зонам фрэнго и висксберг, залегающим на глубинах до 2500 м. Нефтегазоносны также отложения эоцена (песчаники йегуа и др.), миоцена и карбонатные породы мела. В шельфовой зоне района установлены соляные купола.

Нефтегазоносная область Тампико-Тукспан, приуроченная к одноименному прогибу, содержит более половины запасов нефти Мексики и обеспечивает около 90% всей добычи страны. Основные месторождения здесь связаны с карбонатными отложениями мела и отчасти юры. В области выделяются три нефтегазоносных района, приуроченные к поднятию Пануко-Эбано, Золотому Поясу и зоне Поса-Рика. В северной части области строение прогиба осложнено крупным меридиональным поднятием Тамаулипас и рядом более мелких ундуляций и нарушено многочисленными сбросами, интрузиями и базальтовыми дайками.

Район Пануко-Эбано находится на южном погружении поднятия Тамаулипас и представляет пологое поднятие размером 50 × 60 км, сложенное верхним мелом и палеогеном. Поднятие осложнено тремя вздутиями и разбито большим количеством сбросов амплитудой 10—35 км (рис. 104). Зоны сбросов имеют преимущественно северо-северо-восточное направление. В наиболее повышенных участках отмечаются сбросы и других направлений. Нефтеносны известняки среднего и верхнего мела на глубине 500—900 м на старых площадях (Пануко-Какалиля, Эбано). Коллекторы обусловлены тектонической трещиноватостью вдоль сбросов. Поэтому дебиты скважин внутри контура нефтеносности залежей колеблются от 10 до 5000 т/сут (запасы района составляют 130 млн. т). Крупное месторождение Пануко-Какалиля за 57 лет разработки дало более 100 млн. т нефти. В северной части района на новых месторождениях Тамаулипас и Конституционес на глубине 1275—1375 м открыты крупные

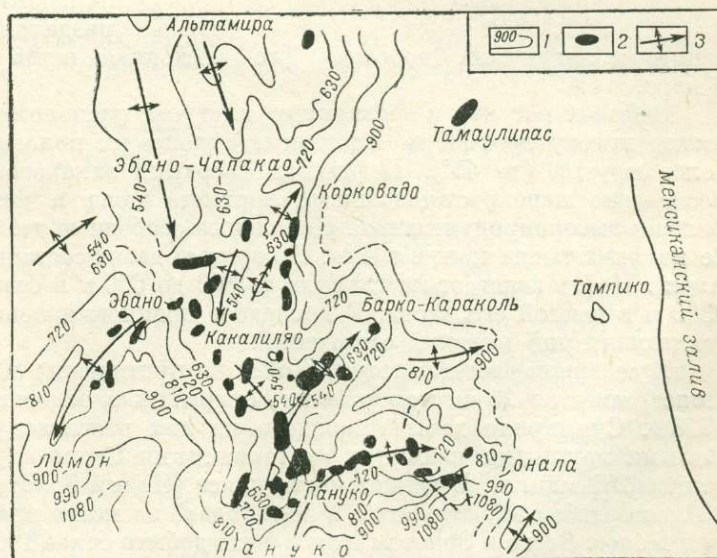


Рис. 104. Структурная карта нефтегазоносного района Пануко-Эбано. По Роджерсу, 1949, с дополнением.

1 — изогипсы по кровле свиты тамаулипас; 2 — нефтяные месторождения; 3 — зоны антиклинальных поднятий.

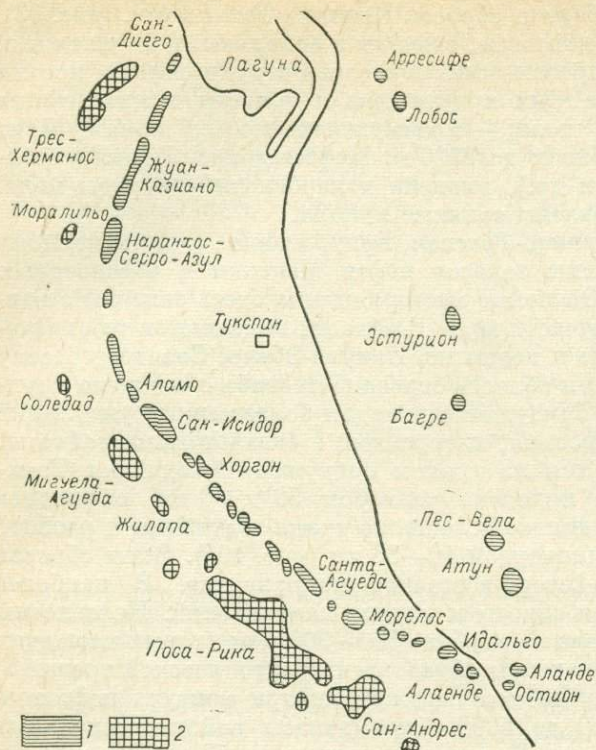


Рис. 105. Золотой Пояс и пояс Паса-Рика. По И. Дж. Гузману, 1967.

1 — рифовые известняки Золотого Пояса (фашия эль-абра);
2 — рифовые известняки пояса Паса-Рика (фашия тамабра).

залежи нефти в более глубоких горизонтах мела и калькаренигах верхней юры.

В новом крупном морском месторождении Аренке этого района нефтеносны верхнеюрские известняки в пределах антиклинальной структуры. Запасы месторождения 140 млн. т.

Район Золотого Пояса (Голден-Лейн, Фаха-дель-Оро), названный так за богатство составляющих его месторождений, представляет атолловый риф Эль-абра, который протягивается на суше на расстояние 145 км при ширине от 300 до 2700 м в виде пологой дуги, обращенной выпуклой частью к западу (рис. 105). Мощность рифовых известняков эль-абра 1400 м, но местами превышает 2500 м. Они подстилаются нижнемеловыми и юрскими известняками, образующими прогиб под рифовым телом (см. рис. 94). Многочисленные базальтовые дайки прорывают рифовый пояс. Риф Эль-абра образовался вдоль отмели или острова, сложенного породами нижнего мела и юры, разделявшего открытое море на

западе и лагуну на востоке. Его восточная ветвь недавно установлена в море.

Рифовые массивы и эрозивные выступы, расположенные по гребню рифа, имеют высоту до 1000 м. Восточные склоны их пологие (2—5°), западные — более крутые (до 45°). Нефтеносна верхняя закарстованная часть массивов, несогласно перекрытая глинами верхнего мела и известняками палеогена. Залежи высокопродуктивные. Начальные свободные дебиты скважин достигали нескольких тысяч тонн в сутки. Рекордный дебит составил 27 тыс. т/сут (Серро-Азул). Нефть залегаёт на глубине от 300 до 600 м в северной части пояса и до 2300 м в южной его части. В последнее время выявлена нефтеносность и подстилающих риф морских отложений.

В северной части Золотого Пояса на протяжении 80 км (в Старом Золотом Поясе) имеется 23 месторождения, открытых в основном в период с 1908 по 1928 г. Суммарная добыча каждого из них достигает 8—10 млн. т и более. Самыми крупными являются месторождения Серро-Азул и Наранхос (общие запасы 200 млн. т). В южной части пояса (Новый Золотой Пояс) имеется около 20 месторождений, открытых в 50-х годах, но менее продуктивных, чем в Старом Поясе. Всего в Золотом Поясе было добыто более 190 млн. т нефти. В шельфовой зоне открыто более 10 рифовых месторождений нефти (Лобос, Эстурион

Мюро, Пес-Вела, Атун и др.), на которых из известняков эль-абра, залегающих на глубине около 2000 м, добывается более 2 млн. т в год.

Нефтегазоносный район Поса-Рика является самым богатым в Мексике. Он расположен к западу от Золотого Пояса, где параллельно границе рифовой зоны протягивается пояс Поса-Рика шириной 16 км. Этот пояс включает более 15 месторождений, связанных с локальными поднятиями, часть которых расположена над выступами изверженных или метаморфических пород. В пределах всех поднятий имеются структурно-литологические залежи нефти в зоне сациального замещения известняков фации тамабра плотными известняками лвиты верхняя тамаулипас. Нефтеносны также верхнеюрские калькаренисты. Самыми крупными являются месторождения Поса-Рика и Трес-Херманос (рис. 106).

Месторождение-гигант Поса-Рика, открытое в 1930 г., — крупнейшее в Мексике с извлекаемыми запасами нефти 70 млн. т. Здесь меловые известняки образуют структурный нос над погребенным выступом изверженных пород, установленным на глубине 2,5 км. На северо-восточном крыле поднятия в известняках фации тамабра на глубине от 250 до 2200 м имеется крупная структурно-литологическая залежь нефти с газовой шапкой (рис. 106). Коллектор мощностью от 20 до 100 м и более содержит две продуктивные зоны брекчий и калькаренистов. Добыча месторождения составляла около 7 млн. т в год, а суммарная добыча за 30 лет превысила 100 млн. т.

Нефтегазоносная область Вера-Крус приурочена к миоценовому прогибу длиной 240 км и шириной около 80 км. Мезозойские слои здесь глубоко погружены под толщей кайнозоя мощностью до 3500 м. Нефтеносны трещиноватые известняки альб-сеномана и прослои известняковой брекчии в мергелях верхнего мела, а также кайнозойские песчаники. Под кайнозойской моноклиналию погребены меловые поднятия блокового строения, нарушенные сбросами, параллельными складчатости Сьерра-Мадре. В западной части области с приближением к Сьерра-Мадре в мезозое появляются крутые сжатые и разбитые на крупные блоки передовые складки, к которым приурочены месторождения Ангостура, Каса-Бланка, Трес-Ичьера и др.

Южная нефтегазоносная область включает нефтегазоносные районы Салинадель-Истмо и Табаско-Кампече, приуроченные к миоценовому прогибу. Месторождения нефти и газа связаны с солянокупольными структурами или соляными грядами, от которых отходят сравнительно низкие апофизы, образующие отдельные соляные купола. Продуктивны здесь в основном линзообразные песчаники

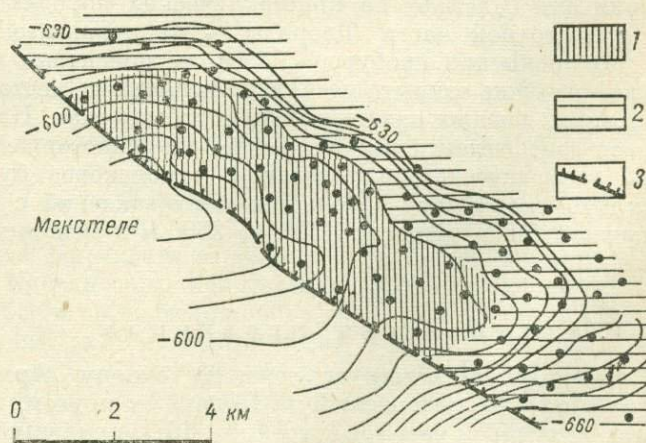


Рис. 106. Структурная карта свиты тамабра месторождения Поса-Рика. По А. И. Леворсену, 1958.

1 — газовая шапка; 2 — нефть; 3 — граница распространения пористых и проницаемых известняков фации тамабра.

нижнего миоцена, а также верхнего миоцена и олигоцена. Нефтеносны также породы кепроков соляных куполов. Залежи небольшие, сводовые — в слоях над соляными куполами, тектонически экранированные на их склонах, а также литологические. В области насчитывается около 50 месторождений, некоторые из них расположены в акватории на мелководном шельфе (Санта-Анна и др.). Самым крупным в районе Салина-дель-Истро является месторождение Эль-План, в котором подсолевая толща разбита многочисленными сбросами. В районе Табаско-Кампече одним из крупных является нефтегазовое месторождение Хосе-Каломо. Соляные купола установлены также на континентальном уступе шельфа Юкатана.

Субпровинция Голф-Коста является самой богатой в США и дает в год около 180—200 млн. т нефти, т. е. примерно 40% всей годовой добычи страны. Непромышленная нефть и газ здесь были открыты еще в конце XIX и начале XX вв. во Внешней области. В 20-х годах с развитием сейсморазведки начались поиски глубоких соляных куполов, приведшие к открытию богатых месторождений. Разведка в шельфовой зоне Голф-Коста была начата в конце 30-х годов. На первом месте по добыче нефти в настоящее время стоят солянокупольная область и прилегающая акватория Мексиканского залива, где сосредоточено более половины всего объема поисково-разведочных работ США. С открытием нефтеносных соляных куполов во впадине Сигсби сильно возросли перспективы всей морской части провинции.

В Мексиканской субпровинции английские и американские компании стали добывать нефть с начала XX в. в районе Пануко-Эбано. В 1924 г. добыча страны достигла рекордной цифры — 29 млн. т за счет открытия Золотого Пояса. Однако в результате хищнической разработки скоро началось обводнение месторождений, приведшее в 1932 г. к катастрофическому падению добычи до 4,5 млн. т. После национализации нефтяной промышленности в 1938 г. добыча нефти Мексики стала расти, достигнув в 1970 г. 22 млн. т.

§ 45. Приатлантическая провинция

Провинция занимает прибрежные равнины и прилегающую часть шельфа Атлантического океана в штатах Нью-Джерси, Мэриленд, Виргиния, Северная Каролина, Южная Каролина, Джорджия и Флорида.

В геологическом отношении она представляет собой склон эпигерцинской платформы, возникший над эвгеосинклинальной зоной Аппалачской системы, поверхность которой полого погружается к океану. Кайнозойские и меловые осадки платформенного чехла на суше имеют небольшую мощность (до 1000—1500 м), возрастающую в пределах шельфа до 4500 м. В северной части территории они залегают на кристаллических породах склона массива Пьемонт, а в восточной части Флориды — на складчатом палеозойском основании.

В провинции пробурено более ста поисковых скважин. В меловых песчаниках на суше открыто несколько небольших месторождений антиклинального строения, дающих незначительную добычу газа. Наиболее перспективна шельфовая зона Атлантического океана, где в настоящее время производятся крупные геофизические исследования и поисковое бурение, благодаря которым открыто около пяти небольших месторождений с преимущественно газовыми залежами на глубине от 1500 до 3500 м в меловых слоях. Начальные запасы газа около 55 млрд. м³.

§ 46. Арктическая провинция

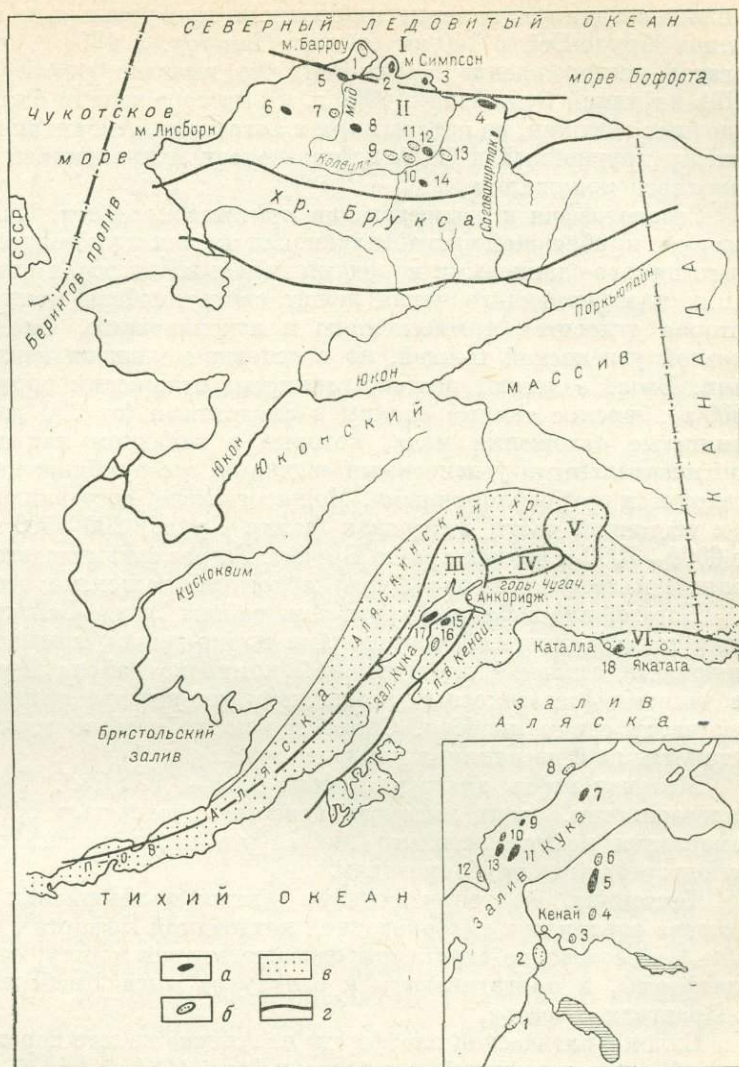
Провинция соответствует южному склону Арктической эпипалеозойской платформы, расположенной за Полярным кругом, в пределах самой северной, занятой тундрой части Аляски (рис. 107), прилегающей шельфовой зоны Северного Ледовитого океана и Канадских островов (архипелага Парри, о-ва Сверд-

Рис. 107. Обзорная карта нефтегазоносных провинций и нефтяных и газовых месторождений Аляски.

Месторождения: а — нефтяные, б — газовые; в — зона кайнозойской складчатости; г — границы структурных элементов.

I — Арктическая платформа; II — Колвиллский прогиб; зона кайнозойской складчатости Кордильер, впадины: III — залива Кука, IV — Матануска, V — Коппер-Ривер, VI — Сент-Элиас. Месторождения: I — Барроу, 2 — Симпсон, 3 — Фип-Крик, 4 — Прудо-Бей, 5 — Топогорак, 6 — Коалак, 7 — Мид, 8 — Аумалик, 9 — Таталук, 10 — Вульф-Крик, 11 — Сквар-Лейк, 12 — Умиат, 13 — Губик, 14 — Гранстанд; провинция Южной Аляски: 15 — Суансон-Ривер, 16 — Кенай, 17 — Миддл-Граунд-Шоал, 18 — Каталла.

На врезке — месторождения впадины залива Кука: 1 — Фоллс-Крик; 2 — Кенай; 3 — Стерлинг; 4 — Вест-Форк; 5 — Суансон-Ривер; 6 — Берч-Хилл — Юнит; 7 — Норд-Кук-Инлет; 8 — Белуга-Ривер; 9 — Гранит-Пойнт; 10 — Трейдинг-Бэй; 11 — Миддл-Граунд-Шоал; 12 — Вест-Форленд; 13 — Мак-Артур-Ривер.



руп, см. рис. 62). Южным ограничением провинции на континенте является хр. Брукса.

Геологическое изучение Северной Аляски, где имеется много естественных нефтегазопроявлений, было начато еще в 1923 г., когда часть этой территории к западу от р. Колвилл была закреплена за Военно-Морским ведомством США как нефтяная резервация. Первая скважина на мысе Барроу была пробурена в 1932 г. В период 1945—1955 гг. здесь было пробурено 37 разведочных скважин и открыто около 12 небольших месторождений нефти и газа, из которых разрабатывалось только одно газовое месторождение Барроу. После открытия нефти на Южной Аляске в конце 50-х годов нефтяные фирмы пробурили еще 13 поисковых скважин глубиной до 4100 м на территории непосредственно к востоку от нефтяной резервации, но промышленных результатов не получили.

Лишь последняя из намеченных скважин, пробуренная на прибрежной равнине залива Прудо-Бей в 140 км от мыса Барроу, в 1967 г. открыла чрезвычайно богатое месторождение Прудо-Бей, что вызвало самый крупный в истории США нефтяной бум. Уже в 1969 г. на месторождении было пробурено 37 разведочных скважин, из которых три в акватории. Американцы считают Северную Аляску крупнейшей в США нефтегазоносной провинцией — «открытием века» Западного полушария.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Складчатый фундамент северной прибрежной части Аляски, так же как и упомянутых островов, сложен известняково-сланцевыми породами палеозоя, включая нижний девон. В основании платформенного чехла лежит свита лисберн мощностью около 550 м, которая относится к миссисипию и пенсильванию. Она начинается красноцветной угленосной толщей, но в основном сложена известняками и доломитами. Выше залегают песчано-глинистые отложения пермо-триаса (от 200 до 1500 м), юрские темные сланцы с алевролитами (от 300 до 1400 м) и песчано-глинистые отложения мела, которые в западном направлении замещаются континентальными угленосными осадками, а с приближением к хребту Брукса становятся грубообломочными. Мощность мела, составляющая на мысе Барроу и в восточной части побережья (залив Прудо) 200—500 м, к югу возрастает до 6000—7000 м вблизи хребта Брукса. Разрез заканчивается песчано-глинистой толщей палеогена (около 600 м) и континентальными осадками плейстоцена.

Богатейшие нефтяные горизонты района Прудо-Бей связаны с трещиноватыми тонкозернистыми песчаниками пермо-триаса мощностью 170 м, представляющими основной продуктивный комплекс района Прудо-Бей. Вторым по значению нефтегазоносным комплексом являются оолитовые известняки верхней части свиты лисберн. Сравнительно небольшие горизонты нефти и газа установлены в песчаниках нижнего мела.

Меловая нефть имеет плотность 0,84—0,85 г/см³. Пермо-триасовая нефть малосернистая, очень высокого качества плотностью 0,87—0,89 г/см³. Точка замерзания нефти настолько низка, что нефть можно транспортировать по неподогреваемым трубопроводам.

Тектоника. По геофизическим данным палеозойская складчатая область с севера ограничена глубоководной котловиной Бофорта с корой океанического типа. Палеозойские структуры огибают эту котловину, отделяя ее от древней платформы, и протягиваются к западу от мыса Лисберн на Аляске, огибая о. Врангеля с севера.

Склон Арктической платформы на Аляске на юге переходит в Колвиллский прогиб, выклинивающийся к востоку (рис. 108).

Строение прогиба осложнено двумя поперечными сводами — в районе мыса Барроу и к востоку от района Прудо-Бей, между которыми выделяется Умиатская впадина. Северная часть прогиба, осложненная локальными структурами платформенного типа, отделена флексурным перегибом от сильно прогнутой южной его части, примыкающей по крупному взбросу к хребту Брукса. Южный склон прогиба осложнен опрокинутыми и разорванными антиклинальными поднятиями, которые выполаживаются к северу. Колвиллский прогиб считался передовым прогибом многоэпизодической зоны Кордильер, представленной на Аляске хребтом Брукса. Геофизические работы, произведенные за последние годы, показали, что первичные мощности домеловых отложений в пределах прогиба мало изменяются. Это позволяет предполагать, что Колвиллский прогиб является перикратонным элементом, сходным с Западно-Канадской впадиной. Не выяснена также тектоническая природа

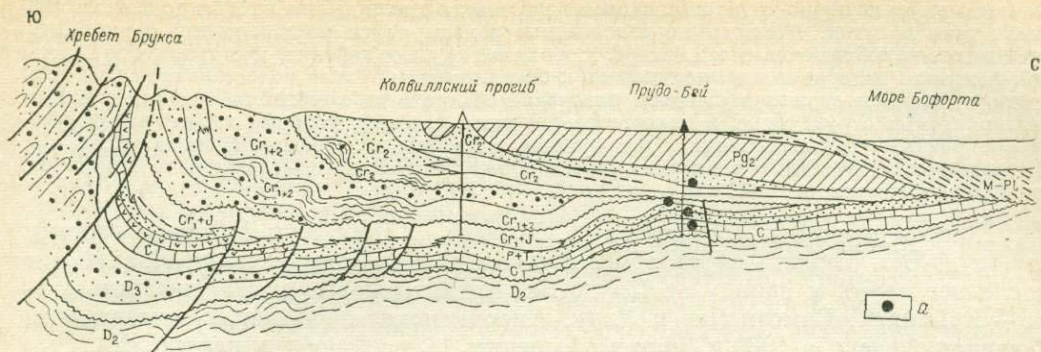


Рис. 108. Геологический разрез Арктической провинции через месторождение Прудо-Бей. По Буйо, 1972 г.

а — нефтяные залежи.

хребта Брукса, представляющего горст-мегаантиклинорий, сложенный в основном дислоцированными ниже- и среднепалеозойскими (до миссисипских включительно) породами. Не исключена возможность, что эта структура представляет активизированный край эппалеозойской платформы, так как разрез палеозойских пород, слагающих хребет Брукса и Колвиллский прогиб, очень сходен. К югу от хребта Брукса находится громадный массив метаморфических пород позднего докембрия (Юконский массив), образовавшийся в эвгеосинклинальной области Кордильер и занимающий всю центральную часть Аляски до Аляскинского хребта. В пределах массива выделяется ряд мезозойских впадин, перспективных для поисков нефти и газа. Эта зона на западе продолжается в Охотскую и Чукотскую области Восточной Сибири.

Условия залегания нефти и газа. Вначале поиски нефти в провинции проводились в меловых отложениях Колвиллского прогиба на небольших глубинах. До 1968 г. здесь было открыто 3 нефтяных, 4 газонефтяных и 6 газовых месторождений. Коллекторами в них являлись песчаники и граувакки мелового возраста, а на месторождении Барроу — базальные юрские песчаники. Дебиты нефтяных скважин достигали 60 т/сут (Умпат), а газовых превышали 200 тыс. м³/сут (Губик). Большинство месторождений связаны с небольшими поднятиями, осложненными разрывами; залежи в них сводовые и тектонически экранированные на глубинах от 200 до 530 м.

Некоторые месторождения (Барроу, Симпсон, Фиш-Крик и Вулф-Крик) приурочены к выступам поверхности фундамента, слабо отраженным в платформенном чехле, и характеризуются залежами стратиграфического и литологического типов. Все эти небольшие меловые месторождения оказались нерентабельными для разработки в арктических условиях. Лишь после того, как стали бурить на глубокие горизонты, были вскрыты богатейшие нефтяные ресурсы на площади Прудо-Бей, расположенной на восточной окраине прогиба, где выклиниваются меловые слои.

Месторождение Прудо-Бей представляет погребенный под меловыми слоями крупный разбитый разрывами структурный нос с размытым сводом. Размер продуктивной площади 65 × 33 км. Она охватывает также прилегающую акваторию, где бурение ведется на глубине моря 10—20 м. На глубине 2000—3200 м были обнаружены три структурно-стратиграфические залежи в известняках лисбери, песчаниках пермо-триаса и нижнего мела, полого наклоненных к западу и срезанных меловой толщей, падающей в обратном направлении.

Фонтаны нефти из пермо-триасовых слоев и известняков имели дебиты от 300 т до нескольких тысяч тонн в сутки. Разведанные извлекаемые запасы нефти месторождения Прудо-Бей оцениваются приблизительно в 2,8 млрд. т; это самое крупное нефтяное месторождение Северной Америки, которое можно причислить к сверхгигантам. Такое колоссальное скопление нефти в большом стратиграфическом интервале объясняется комбинацией исключительно благоприятных структурных и палеогеографических условий, которые характеризовались неоднократными трансгрессиями и регрессиями палеозойских и мезозойских морей. Вывоз нефти ледокольными танкерами начат в 1969 г. Разработка месторождения в широком масштабе начнется в 1972 г.

Поиски ведутся к востоку от р. Колвилл. В 1969 г. в 150 км к востоку от Прудо-Бей открыта нефть в меловых слоях на месторождении Кэвин, а в последнее время к западу от Прудо-Бей открыты новые месторождения нефти — Кейвирак, Симсон-Лэг и Угну. Американские экономисты считают, что Северная Аляска в 1980 г. может обеспечить $\frac{1}{3}$ всей добычи нефти США.

Весьма перспективна для поисков нефти и газа шельфовая зона Арктического океана, острова архипелага Парри и о. Свердруп. Осадочный чехол на островах включает отложения пенсильвания, перми и триаса мощностью более 4000 м. В пенсильванских и пермских слоях имеются хемогенные толщи, обусловившие возникновение соляной тектоники. В 1968 г. на о. Мелвилл (Канада) была пробурена скважина, давшая нефть из пермо-триасовых отложений, а на о. Кинг-Христиан открыто крупное газовое месторождение.

§ 47. Провинция залива Святого Лаврентия

Впадина залива Святого Лаврентия является внутренней впадиной каледонид Северных Аппалачей (рис. 109). Она расположена в провинции Нью-Браунсуик и охватывает побережье и акваторию залива. Впадина выполнена

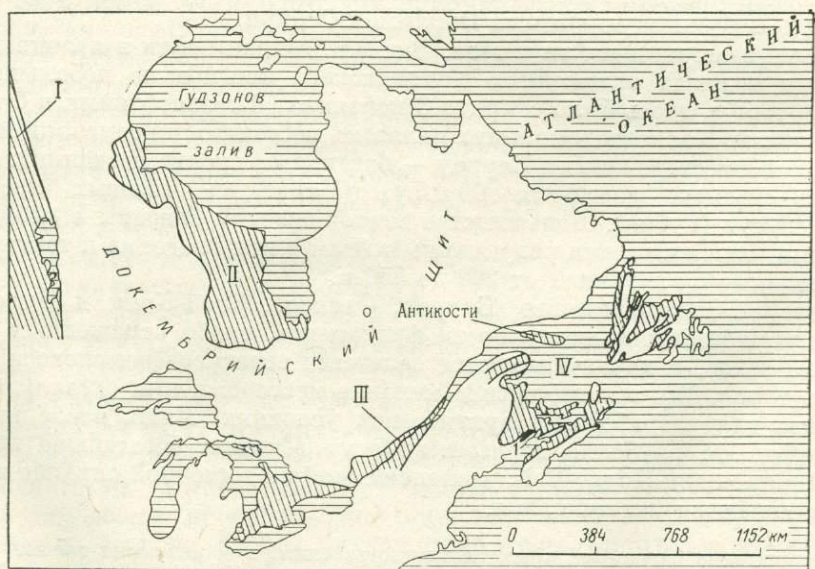


Рис. 109. Провинция залива Св. Лаврентия.

Нефтегазоносные и перспективные области Восточной Канады: I — Западно-Канадская провинция; II — низменность бухты Джемса; III — долина Св. Лаврентия; IV — провинция залива Св. Лаврентия. 1 — месторождение Стони-Крик.

слабо дислоцированным карбоном, залегающим на складчатом фундаменте, представленном докембрием-девонем. Мощность карбона достигает 700 м. В карбоне имеются естественные выходы нефти, а на п-ове Гаспе — признаки нефти в породах ордовика, силура и девона. В единственном промышленном месторождении Стони-Крик нефтегазоносны песчаники нижнего миссисипия, содержащие 12 залежей на глубине от 300 до 1150 м. Месторождение приурочено к флекуре на северном крыле синклинали.

С 1954 г. ведется активная разведка на прилегающих к заливу Святого Лаврентия шельфах Атлантического побережья Канады вдоль островов Лабрадор, Ньюфаундленд и Новая Шотландия. В акватории здесь проведены большие геофизические исследования, структурное бурение и пробурено несколько глубоких скважин. Скважина на о. Сейбл показала газопроявления на глубине 4700 м.

Геофизические исследования в Восточной Канаде проводятся также в акватории Гудзонова залива, где глубина вод изменяется от 30 до 200 м. Докембрий Канадского щита здесь покрыт мощной (более 2000 м) толщей палеозоя, в которой имеются благоприятные структуры.

Глава 21

ЭПИПЛАТФОРМЕННЫЕ ОРОГЕНИЧЕСКИЕ ОБЛАСТИ СКАЛИСТЫХ ГОР

§ 48. Провинция Южных и Центральных Скалистых гор

Провинция включает ряд внутренних впадин Южных и Центральных Скалистых гор, разделенных хребтами высотой 1500—2300 м (рис. 110). В ее состав входят также впадины на горной равнине, прилегающей к Скалистым горам. Провинция расположена в пределах штатов Монтана, Вайоминг, Колорадо и захватывает восточные части Юты и Аризоны, северную часть Нью-Мексико и юго-западную часть Небраски. Она имеет около 1500 км в длину и 800 км в ширину.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. На докембрийском фундаменте впадин лежат палеозойские и мезо-кайнозойские отложения осадочного чехла, мощность которых колеблется от 4500 м во впадине Сан-Хуан до 15 000—10 000 м во впадине Биг-Хорн. Для всех докайнозойских отложений, образовавшихся на склоне Северо-Американской платформы еще до возникновения современных Скалистых гор, характерно общее региональное увеличение мощностей в западном направлении к Кордильерской миогеосинклинали.

Большие различия в разрезе и мощностях разновозрастных отложений отдельных впадин объясняются их дифференциальным прогибанием.

Палеозой в основном представлен платформенными фациями — морскими карбонатными породами мощностью до 1500 м. Там, где развиты эвапориты пенсильванского возраста (впадина Парадокс), мощность палеозоя возрастает до 3000—4500 м. Нижний палеозой и девон сложены известняками, доломитами и сланцами с прослоями песчаников в кембрии и местами в девоне. Миссисипий (до 300 м) сложен известняками, доломитами и красноцветами. Пенсильваний представлен известняками, местами рифовыми, а также песчаниками, распространенными в разрезе весьма неравномерно. Мощность его сильно изменчива — до 1100—3000 м во впадине Парадокс, где в его нижней части появляется мощная соляно-ангидритовая толща. Пермские известняки и красноцветы имеют

нижнего мела всего несколько десятков метров, а верхнего мела — очень значительна и в разных впадинах колеблется от 2000 (Сан-Хуан, Биг-Хорн) до 4000 (Денвер) — 7000 м (Ханна) и более. Продуктивные горизонты мела распространены почти повсеместно и связаны с песчаниками, обычно выклинивающимися, часто линзовидными типа баров и русловых накоплений. Особенно выделяются по продуктивности песчаники свит дакота и фронтьер верхнего мела и свиты мадди нижнего мела. Местами нефтегазоносны и меловые трещиноватые сланцы свиты пиерр.

Кайнозойские отложения в основном представлены континентальным палеоген-неогеном (обычно начиная с эоцена) песчано-глинистого состава, внизу местами угленосным. Эти отложения молассового типа выполняют впадины, в центральных частях которых мощность их достигает 1500—7000 м. В линзовидных песчаниках палеогена имеются местами скопления легкой нефти, газа и конденсата. Нефтематеринскими являются озерные и речные отложения палеогена. Небольшое количество нефти добывается местами из трещиноватых гранитов, кварцитов и других пород докембрийского возраста, а также из пластовых интрузий сиенита в пенсильванских известняках.

Основной продуктивный комплекс — меловой — выделяется высокой газоносностью; на втором месте стоит пенсильванско-пермский, который в районе Фоур-Корнерс и штате Вайоминг имеет ведущее значение. Во впадинах Уинта, Уинд-Ривер и Грин-Ривер большое значение в смысле газоносности приобретает также палеогеновый комплекс.

Нефти палеозоя в большинстве впадин относятся к тяжелым, сернистым. Только в районе Фоур-Корнерс палеозойские нефти легкие, малосернистые. Нефти мезозойских и палеогеновых отложений, как правило, легкие и бедны серой. Природные газы иногда богаты гелием и углекислым газом.

Тектоника. Эпиплатформенная орогеническая область Южных и Центральных Скалистых гор с востока примыкает к структурным элементам Мидконтинента. На юге по зоне разломов Техаса она ограничена мезо-кайнозойскими складками миогеосинклинальной области Кордильер, а на севере отделяется зоной разломов Льюиса-Кларка от Уиллистонской впадины. С запада орогеническая область ограничена поясом надвигов миогеосинклинальной области. По этим надвигам чешуи докембрийских и палеозойских пород надвинуты на восток, перекрывая меловые отложения.

Южная часть орогенической области, входящая в состав Калифорнийско-Колорадского сегмента Кордильер, включает плато Колорадо и Древние Скалистые горы, возникшие в позднем палеозое на продолжении системы Вичита. Древние Скалистые горы представляют крупные поднятия северо-западного простирания с докембрийскими ядрами, образующие клинообразно поднятые глыбы, на которых лежат континентальные маломощные осадки мезозоя (см. рис. 110). К ним относятся массивы Сангро-де-Кристо, Дифайнс-Зуни, Анкомпагре и Уинта, а также хребты Фронт-Рэндж и Ларами, образующие Главный горный пояс.

Современные расчлененные Скалистые горы возникли главным образом в результате раннекайнозойских вертикальных подвижек, которые омолодили Древние Скалистые горы, вызвав движения по древним разрывам и региональное сводообразование плато Колорадо. В это же время образовались поднятия меридионального простирания, наложившиеся на древний структурный план. Разрывы, отделявшие поднятия фундамента, иногда переходили в надвиги. Впадины орогенической области часто развивались на основе более ранних платформенных прогибов, но встречаются и наложенные.

Плато Колорадо представляет покрытую палеозойскими отложениями глыбу — часть платформы, отделившуюся еще в конце палеозоя. Плато нарушено крупными изгибами слоев, линейными зонами разломов и лакколитами. В его пределах находятся омоложенные фрагменты Древних Скалистых гор (массивы Дифайенс-Зуни и Анкомпагре), разделенные глубокими впадинами Уинта, Парадокс, Сан-Хуан и Блэк-Меса. Последние три впадины, расположенные на стыке четырех штатов (Юта, Колорадо, Аризона и Нью-Мексико), выделяются в группу Фоур-Корнерс.

Северная часть эпиплатформенной орогенической области (Центральные Скалистые горы, по Ф. Кингу) отвечает Орегоно-Монтанскому сегменту Кордильер. Она включает наиболее глубокие впадины — Грин-Ривер, Уинд-Ривер, Ларами, Ханна и Биг-Хорн, разделенные горными хребтами. Последние представляют собой в основном антиклиналеподобные массивы клиновидной формы, разбитые на блоки, надвинутые в юго-западном и северо-восточном направлениях. Северней, в центральной части Монтаны, Центральные Скалистые горы оборваны зоной разломов Льюиса-Кларка, к северу от которой хребты погружаются под равнину. Этот район представляет сложный тектонический узел и выделяется интенсивными проявлениями вулканизма. Здесь еще прослеживаются отдельные элементы Центральных Скалистых гор в виде изолированных коротких хребтов блокового строения (г. Биг-Сноу), но наряду с этим развиты горстообразные массивы лакколитов (г. Блэк-Хиллз и др.) и кайнозойских эффузивных пород (Малые Скалистые горы). К югу от Малых Скалистых гор выделяется впадина Центральной Монтаны.

Вдоль восточного фронта Скалистых гор (хребты Фронт-Рэндж и Биг-Хорн), отделяясь от них зоной разломов, протягивается впадина Паудер-Ривер, ограниченная с востока поднятым массивом Блэк-Хиллз; южнее находятся впадины Денвер и Рейтон, ограниченные с северо-востока погребенным сводом Чадрон, а с юго-востока более низким поднятием погребенного свода Лас-Анимас и горами Сьерра-Гранде. Некоторые геологи рассматривают их как передовые прогибы. Однако по строению разреза, условиям формирования и тектонической характеристике эти впадины принадлежат орогенической области Скалистых гор, представляя их краевые погруженные звенья. В американской геологической литературе эти впадины всегда относятся к Скалистым горам.

Некоторые впадины орогенической области очень обширны, другие совсем небольшие (Ханна, Ларами, Норд-Парк и др.). Большая часть крупных впадин расположена в штате Вайоминг. Почти все впадины асимметричны, причем крутыми являются обычно северные или западные их склоны. Не всегда обрамление впадин выражено морфологически резко. Центральные части впадин заняты кайнозойскими слоями, а на склонах выходят меловые отложения. Вдоль бортов впадин прослеживаются брахиантиклинальные и куполовидные поднятия, которые обычно расположены кулисообразно, образуя одну или несколько антиклинальных зон. Эти поднятия характеризуются амплитудой от сотен метров до 1000 м и более, резко выражены почти во всех отложениях, затухая в кайнозое. Иногда в их ядрах имеются выступы докембрия. Большинство локальных поднятий асимметричного строения, причем более крутыми являются крылья, обращенные к центральной части впадин. Поднятия обычно не нарушены крупными разрывами, но многие из них рассечены эпиантиклинальными сбросами, часто поперечными или радиальными (рис. 114). Встречаются и продольные надвиговые нарушения. Некоторые брахиантиклиналы сжаты и вытянуты. В генетическом отношении эти поднятия связываются

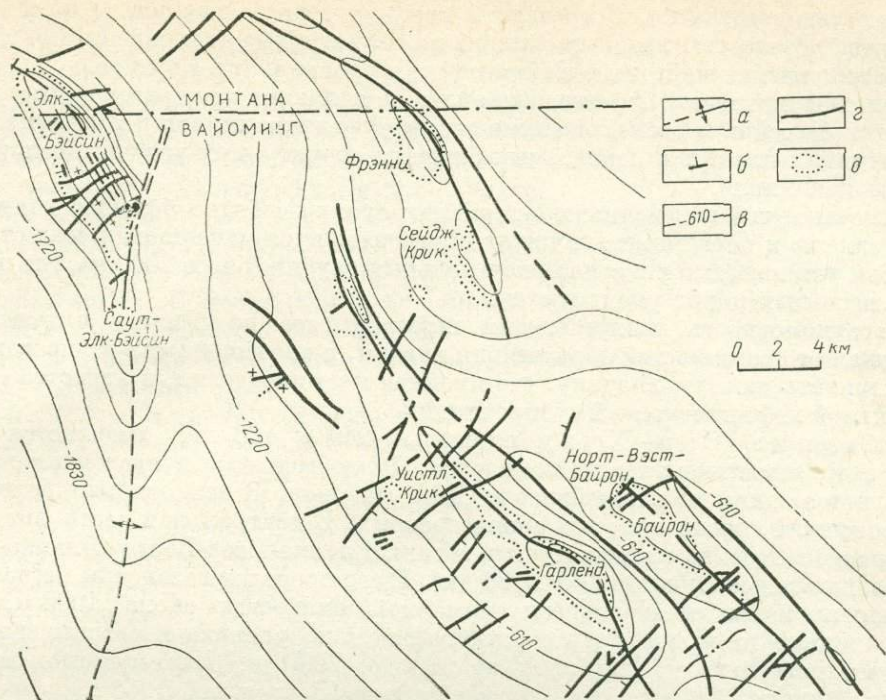


Рис. 111. Нефтяные и газовые месторождения северной части впадины Биг-Хорн.

a — ось антиклинали; *b* — направление простирания и падения пластов; *в* — стратиграфические контуры кровли песчаника тенслип (пенсильваний); *г* — тектонические нарушения; *д* — нефтяные и газовые месторождения.

с поднятыми блоками фундамента и разломами, по которым происходило оседание впадин в процессе их формирования.

Условия залегания нефти и газа. Провинция Южных и Централных Скалистых гор отличается очень широким диапазоном нефтегазоносности платформенных отложений палеозоя и мезо-кайнозоя, а также высокой газоносностью разреза молодых отложений, в том числе континентального палеогена. Здесь известно более 900 месторождений нефти и газа. Многие из них связаны с брахиантиклинальными структурами длиной от 4—5 до 20—25 км, частично погребенными под кайнозоем. Для них характерны залежи сводовые, тектонически экранированные, а в некоторых случаях — и структурно-литологические на крыльях структур. В крупнейших месторождениях амплитуда поднятия достигает 1200 м. Самые крупные месторождения находятся в наиболее погруженных прибортовых зонах впадин. Наряду с этим широко распространены открытые в последние годы месторождения, связанные с песчаными барями и линзами в пенсильвано-пермских, меловых и палеогеновых отложениях, в меньшей степени — с пенсильванскими рифовыми массивами и литологическими залежами в выклинивающихся пластах на моноклиналях. В последнее время открыты месторождения денудационного типа, связанные с останцами древнего эрозионного рельефа, сложенными пенсильвано-пермскими известняками, и с накоплениями песчаных тел в эрозионных каналах под

поверхностью несогласия. Встречаются месторождения, связанные с тектонической трещиноватостью меловых сланцев на структурных уступах. Самые крупные месторождения найдены в Вайоминге и в районе Фоур-Корнерс.

Основными зонами нефтегазонакопления являются антиклинальные зоны на бортах бассейна и расположенные структурно ниже их зоны выклинивания продуктивных пластов и ископаемых баров на структурных уступах, осложняющих моноклинали.

Отмечено, что в пенсильвано-пермских слоях особенно большое значение имеют залежи в первичных ловушках образовавшихся ранее локальных структур, если они находятся в зонах значительных глубин (более 2500 м), где пористость песчаных пород уменьшается.

Неравномерность распределения нефти и газа по разрезу отложений, зависящая от особенностей образования впадин, и разобщенность их позволяют рассматривать каждую впадину, где имеются месторождения, в качестве самостоятельной нефтегазонасыщенной субпровинции.

Впадина Сан-Хуан площадью 240×160 км² выделяется высокой газоносностью мелового комплекса. По добыче газа в настоящее время она является одним из важнейших в США районов. Здесь открыто более 80 месторождений, среди которых много газовых. В центральной части впадины расположено газовое месторождение-гигант Бланко-Меса-Верде (Бланко-Бэйсин), занимающее площадь 100×80 км². В его пределах газоносны песчаники линзовидные и выклинивающиеся суммарной мощностью около 1000 м, распространенные на нескольких стратиграфических уровнях в разрезе верхней части верхнего мела на глубинах от 500 до 2000 м. Извлекаемые запасы газа превышают 300 млрд. м³. Годовая добыча 15 млрд. м³ (1968 г.).

На юго-западном склоне впадины известны зоны нефтегазонакопления в полосе ископаемых баров (Бисти) и в зонах выклинивания песчаников верхнего мела, которые накапливались в погребенных междувосточных долинах на древней эрозионной поверхности. Нефть и газ открыты здесь также в миссисипии и девоне (Реттлснейк и др.).

Во впадине Парадокс размером 580×270 км основным продуктивным комплексом является пенсильванский. Здесь имеется около 50 месторождений, расположенных на палеозойских поднятиях в пределах южного и юго-западного бортов. Во впадине находится крупная зона нефтегазонакопления, связанная с пенсильванскими рифовыми образованиями (Анет и др.). Доказанные запасы зоны — 60 млн. т нефти.

Впадина Уинта имеет размер 200×175 км. Ее восточным продолжением служит впадина Пайсенс. Здесь развиты отложения от пенсильванских до кайнозойских. Имеется много поверхностных нефтепроявлений. Характерно мощное (свыше 5000 м) развитие палеоген-неогеновых отложений. Основными нефтегазонасыщенными комплексами являются меловой и палеогеновый, которые содержат более 50% запасов нефти и более 90% запасов газа в ловушках главным образом литологического типа. Крупным палеогеновым месторождением нефти является Редуош (запасы 30 млн. т), а газовым — Пайсенс. В этих же отложениях распространены очень крупные промышленные скопления твердых битумов (асфальта, асфальтита, озокерита) с запасами в десятки миллиардов тонн.

На северном и восточном склонах впадины нефтеносны также пенсильванские слои, которые в месторождении Рэйнджели дали более 30 млн. м³ нефти.

Впадины Грин-Ривер, Уинд-Ривер, Ларами, Биг-Хорн и Паудер-Ривер, расположенные в пределах Вайоминга, дают основную добычу нефти и газа

провинции. В последние годы в их центральных частях палеозой разведывается на глубину более 5000 м.

Большинство месторождений впадины Грин-Ривер расположено в ее восточной части и связано с локальными поднятиями. Нефтеносны отложения кембрия, миссисипия и пенсильвания. В настоящее время здесь производится в основном добыча газа и конденсата из мезозойских и палеогеновых отложений. Самые значительные месторождения — нефтяное Лост Солджер и газовые — Вамсаттер и Дезерт-Спрингс.

Во впадине Уинд-Ривер известно более 50 нефтяных и газовых месторождений, приуроченных как к антиклиналям, так и к моноклинальным склонам. Нефтегазоносны отложения начиная с миссисипских вплоть до палеогеновых. В меловых и палеогеновых слоях месторождения преимущественно комбинированного и атектонического типа с залежами литологическими и стратиграфическими, часто приуроченными к склонам конседиментационных поднятий.

Впадина Биг-Хорн размером 240 × 67 км выполнена отложениями от кембрия до палеогена громадной суммарной мощности (до 15 000 м), из которых около 7000 м приходится на палеоген и более 6000 м на верхний мел. Нефтеносность приурочена ко всем отложениям палеозоя и мезозоя, хотя по новейшим данным наиболее продуктивна палеозойская часть разреза, с которой сейчас связывают 95% доказанных запасов нефти — из них до 50% приходится на пенсильвано-пермский комплекс. Большинство палеозойских месторождений комбинированного и атектонического типа, но все старые месторождения, которых известно более 80, приурочены к структурным поднятиям. На крупнейшем из них месторождении Элк-Бэйсин за 35 лет разработки было получено более 20 млн. м³ нефти. Крупными месторождениями нефти являются также Орегон-Бэйсин и Коттонвуд-Крик (рис. 112). Последнее связано с литологической ловушкой в зоне замещения пермских доломитизированных известняков глинами и ангидритами.

Обширная впадина Паудер-Ривер является самой старой и крупнейшей по добыче нефти в провинции. Она резко асимметрична с крутым юго-западным и южным бортами. Здесь имеется более 100 месторождений нефти. Основные продуктивные горизонты приурочены к отложениям карбона и мела. Из старых месторождений, связанных с локальными поднятиями, самыми крупными являются Солт-Крик и Ланс-Крик, на долю которых приходилось раньше 85% общей добычи нефти провинции. За 70 лет разработки Солт-Крик дало 60 млн. т нефти. Запасы его более 70 млн. т.

За последнее время установлены богатые зоны нефтегазонакопления на восточном борту впадины, где открыты многочисленные месторождения комбинированного и атектонического типов с залежами нефти в погребенных останцах

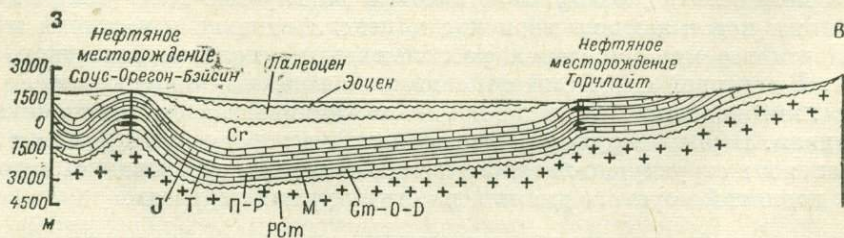


Рис. 112. Геологический разрез впадины Биг-Хорн (Вайоминг).

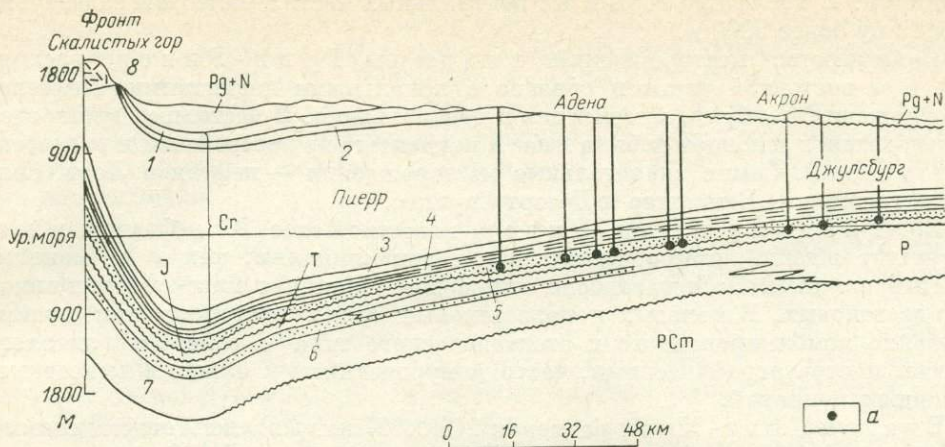


Рис. 113. Поперечный разрез бассейна Денеер (Колорадо).

Мел, свиты: 1 — ларами, 2 — фоксхилз, 3 — ниобрара, 4 — бентон, 5 — песчаники дакота; 6 — пермь; 7 — пенсильваний.
а — нефтяная залежь.

древнего рельефа пенсильвано-пермских известняков и с литологическими залежами в песчаных барах, русловых и выклинивающих песчаниках как пенсильвано-пермского, так и мелового возраста. Впадина Паудер-Ривер сейчас является наиболее активной поисковой областью в провинции.

В средней части впадины Центральной Монтаны имеется крупное поднятие Биг-Сноу — горстообразный блок северо-западного простирания амплитудой 1000 м, осложненный лакколлитом. На северном его склоне прослеживается длинная узкая антиклиналь Кэт-Крик с тремя куполами, нарушенными поперечными сбросами. Это самое продуктивное месторождение впадины, в пределах которого нефтеносны нижнемеловые пески. К югу от поднятия Биг-Сноу развиты мелкие купола и антиклинали, к которым приурочены небольшие месторождения. Залежи нефти и газа в меловых, карбонатных и ордовикских отложениях этих месторождений со структурными и стратиграфическими ловушками.

Впадина Денеер имеет размер 480 × 320 км. Восточное крыло ее пологое, западное осложнено рядом антиклинальных поднятий, параллельных хребту Фронт-Рэнж (рис. 113).

Здесь известно более 600 месторождений, 90% которых контролируется литологическими и стратиграфическими условиями и связаны с песчаниками верхнего мела (свита дакота), залегающими на глубине 1060—2130 м. Нефте-носны также подстилающие пермские и пенсильванские известняки и песчаники. Почти все месторождения расположены на пологом восточном склоне впадины. В северной его части они связаны с пологими структурами, а в южной — с линзовидными, русловыми или выклинивающимися песчаниками на гомоклинали. В самых крупных газонефтяных месторождениях Адена и Литл-Бивер залежи в структурно-литологических ловушках образовались в пределах древних поднятий морского дна или на структурных террасах.

Нефтеносность большинства впадин провинции, главным образом меловых отложений, была установлена еще в начале столетия. Во время Второй мировой войны были начаты интенсивные поиски палеозойской нефти, а в 50-х годах — поиски литологических и

стратиграфических залежей в меловых и палеогеновых слоях, которые привели к открытию многих нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Если в 1945 г. в провинции Скалистых гор добывалось около 8 млн. т нефти, то к 1968 г. добыча увеличилась до 36—37 млн. т. По добыче газа провинция занимает одно из первых мест в США.

§ 49. Провинция Северных Скалистых гор

Провинция включает впадины Маккензи и Игл-Плейн (см. рис. 62), расположенные на севере Канады в пределах эпиплатформенной орогенической области Северных Скалистых гор, которые могут рассматриваться как субпровинции. Узкая впадина Маккензи находится в Северо-Западных территориях, между горами Маккензи и Франклин. Здесь в 1920 г. в долине р. Маккензи было открыто небольшое месторождение Норман-Уэллс, приуроченное к единичному рифу среднедевонского возраста. На глубине 300 м в нем заключена газонефтяная залежь, которая начала разрабатываться во время войны для снабжения нефтью американских военных частей на Аляске. За все время разработки добыча составила около 1 млн. т. Извлекаемые запасы около 7 млн. т.

Глубокая поперечная впадина Игл-Плейн грабенного строения находится на территории Юкона, между горами Маккензи на юге и хребтом Брукса на западе, в месте изгиба пояса Кордильер. Здесь эвгеосинклинальная область Аляски (Юконский массив) подходит вплотную к горам Маккензи, что позволяет предполагать вдоль границы Канады и США наличие крупного поперечного разлома.

С востока впадина Игл-Плейн ограничена блоковыми горами Ричардсон. В пределах самой впадины также известны небольшие блоковые поднятия. В 1960 г. в районе Чейнз на своде крупного поднятия меридионального простирания в поисковой скважине был получен небольшой приток газа и легкой нефти с глубины 1275 м из песчаников пенсильванского (?) возраста.

Глава 22

КАЙНОЗОЙСКАЯ СКЛАДЧАТОСТЬ КОРДИЛЬЕР

§ 50. Калифорнийская провинция

Калифорнийская провинция расположена в штате Калифорния. Она включает несколько внутренних и прибрежных впадин: Сан-Хоакин, Лос-Анджелес, Вентура, Санта-Мария, Салинас-Кайяма и впадину р. Ил (рис. 114). Впадина Сан-Хоакин с востока обрамлена горным массивом Сьерра-Невада и горами Кламат, а с запада — Береговыми хребтами. Остальные небольшие впадины, заключенные среди Береговых хребтов и их отрогов, открываются в Тихий океан. Высота гор, обрамляющих впадины, 1—4 тыс. м и более.

Стратиграфия и распределение газоносности. Фундамент впадин в восточной части провинции представлен большей частью гранитным и метаморфическим комплексом зоны мезозойской складчатости Кордильер. В западной части провинции фундамент сложен дислоцированными и метаморфизованными триасовыми и юрскими породами францисканского комплекса и изверженными и меловыми породами, слагающими ядра кайнозойских сооружений. Впадины выполнены мощными палеоген-неогеновыми отложениями, которые местами подстилаются верхнемеловыми. Мощность осадочного чехла в них изменяется от 4500 до 18 000 м, что обусловлено сильной раздробленностью фундамента.

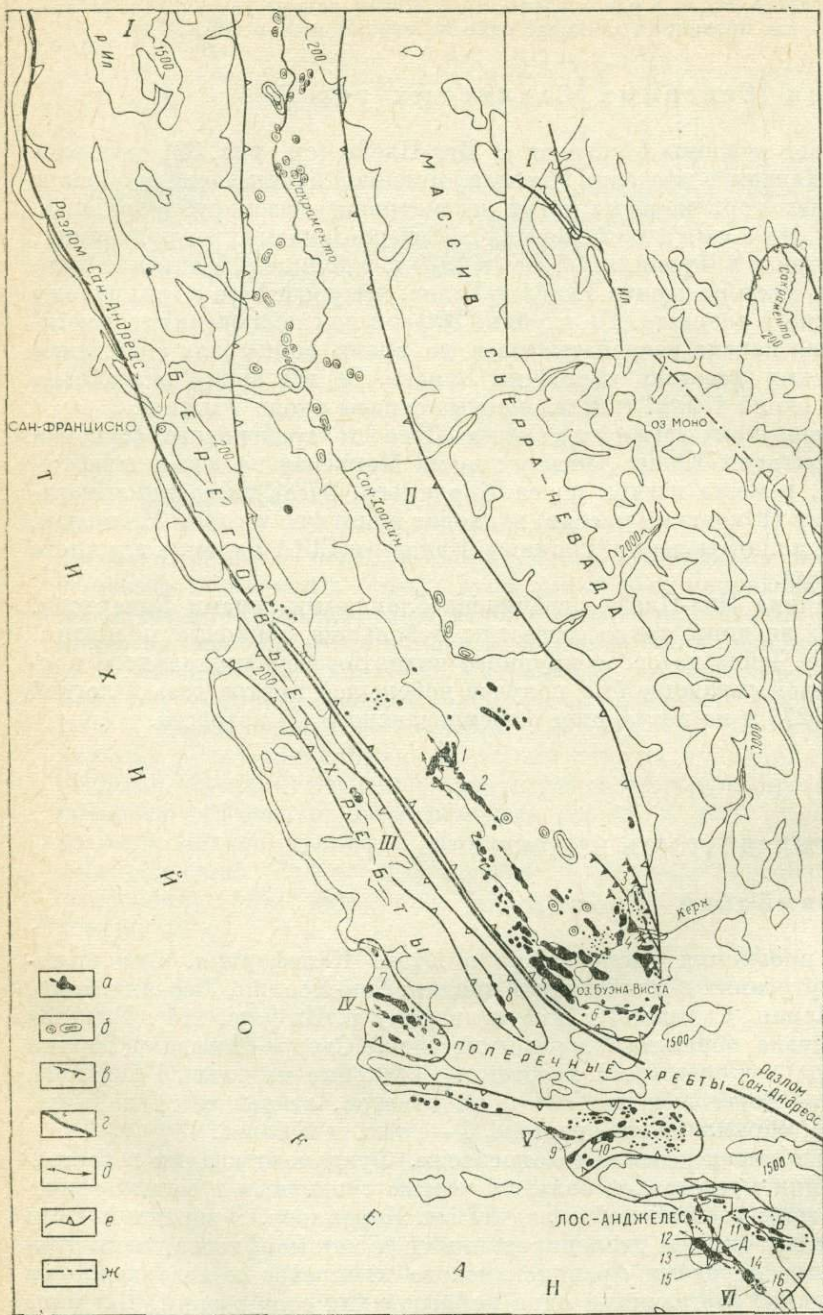


Рис. 114. Обзорная карта Калифорнийской провинции.

а — нефтяные и нефтегазовые месторождения и площади; б — газовые месторождения и газоносные площади; в — сбросы; г — разломы, с которыми прямо или косвенно связаны зоны нефтегазонакопления; д — Ньюпорт-Инглвуд, Б — Уиттиер; е — антиклинальные зоны и приуроченные к ним зоны нефтегазонакопления; ж — границы нефтегазосных впадин; зс — границы штата Калифорния. Нефтегазосные впадины: I — впадина р. Ил; II — Сан-Хоакин; III — Салинас-Кайяма; IV — Санта-Мария; V — Вентура; VI — Лос-Анджелес. Месторождения: 1 — Коалинга; 2 — Кэтлмен-Хиллз; 3 — Раунд-Маунтин; 4 — Вест-Эдисон; 5 — Мидуэй-Сансет; 6 — Уилер-Ридж; 7 — Санта-Мария-Велли; 8 — Рассел-Рэнч; 9 — Вентура-Авено; 10 — Саут-Маунтин; 11 — Санта-Фе-Спрингс; 12 — Домингус; 13 — Лонг-Бич; 14 — Сил-Бич; 15 — Уилмингтон; 16 — Хантингтон-Бич.

Морские осадки верхнего мела (0—3000 м) представлены песчаниками, глинами и местами конгломератами. Меловые трещиноватые песчаники газоносны во впадине Сан-Хоакин. Песчано-глинистые мощные толщи палеоген-неогена сложены чередованием песков, алевролитов и глин с прослоями конгломератов. Разрез в основном представлен морскими осадками, среди которых, особенно в плиоцене, встречаются континентальные.

Палеоген представлен здесь эоценом и олигоценом. Мощность эоцена от 1000—1500 м, возрастает до 2500—4300 м во впадине Вентура. Мощность олигоцена 200—3000 м. Продуктивность палеогена (в основном эоцена) небольшая и не повсеместная.

Основными нефтегазоносными комплексами являются миоценовый и плиоценовый, разделенные выдержанным несогласием. Из них получено (почти поровну) около 95% всей нефти Калифорнии. Мощность неогена достигает 6000—7000 м. Для разреза его характерно чередование глинистых и песчаных пластов, слагающих продуктивные зоны (до 22), мощность которых достигает десятков, а иногда сотен метров. Песчаники рыхлые, очень невыдержанного строения; часто они разделены маломощными прослоями глин и практически сливаются. Хотя средняя мощность песчаных пластов около 3 м, местами до 15 м, общая их мощность достигает 500 м.

Характерно широкое распространение кремнистых, глинисто-известняковых и доломитовых сланцев в разрезе миоцена. Последние встречаются вместе с вулканическими пеплами главным образом в верхнем миоцене, слагая свиту монтерей. Эта свита считается основной нефтематеринской толщей и там, где она трещиновата, содержит промышленные залежи нефти. Во впадинах Сан-Хоакин, Лос-Анджелес и Санта-Мария местами также промышленно нефтеносны трещиноватые зоны в изверженных и метаморфических породах, слагающих выступы фундамента.

Нефти Калифорнийской провинции очень разнообразного состава. Плотность их колеблется в интервале 0,75—1,02 г/см³; преобладают нефти плотностью 0,85—0,90 г/см³.

Тектоника. Калифорнийская провинция находится внутри эвгеосинклинальной зоны Кордильер. Мезозойская складчатая зона, обрамляющая ее с востока, образовалась над кристаллическим фундаментом, включающим гранитные батолиты, из которых самый крупный — массив Сьерра-Невада. Батолиты местами покрыты сильно дислоцированными мезозойскими и более древними толщами. Береговые хребты принадлежат поясу кайнозойской складчатости, развившейся над францисканским основанием, слагающим прибрежную зону и прилегающую полосу океанического дна. Они сложены в ядрах францисканским комплексом, а на склонах — складчатыми меловыми и палеогеновыми образованиями. Горы разбиты сбросами на отдельные наклонные блоки, простирающиеся под острым углом к берегу. На юге Береговые хребты сменяются Поперечными хребтами с палеозойским складчатым основанием, которые протягиваются вдоль зоны Техасского разлома. Южнее, вдоль побережья, простираются Полуостровные хребты, образованные кристаллическим фундаментом. Для всей провинции очень характерна разрывная тектоника. Фундамент здесь представляет мозаику блоков.

Многие разломы в осадочной толще приурочены к швам фундамента. Громадный глубокий разлом Сан-Андреас протяженностью 1500 км отделяет впадину Сан-Хоакин от остальных. Разлом сопровождается продольным сдвигом. Движения по нему наблюдаются до настоящего времени. Впадины представляют громадные опущенные глыбы фундамента и часто имеют грабенное

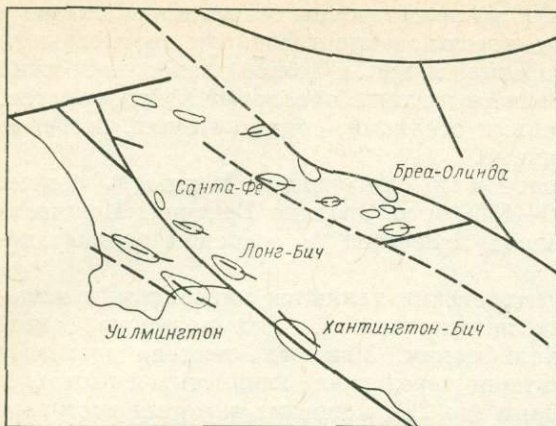


Рис. 115. Связь локальных поднятий со сбросами во впадине Лос-Анджелес. По Фергусону и Уиллису.

вдоль бортов впадин или отходят от погружающихся во впадины выступов фундамента горного обрамления. Часто они располагаются вдоль сбросов, оперяющих крупные разломы (рис. 115). Такой характер поднятий указывает на их генетическую связь с разломами фундамента, вдоль которых произошли сдвиги и смятие пород чехла. Время образования антиклинальных структур — плиоцен и плейстоцен.

Условия распространения нефти и газа. Калифорнийская провинция известна своей исключительно высокой нефтеносностью. Впадины Сан-Хоакин и Лос-Анджелес принадлежат к числу богатейших нефтеносных регионов земного шара, и в этом отношении приравняются к Апшеронскому полуострову, с которым их сближают и многие черты геологического строения месторождений. В Калифорнии открыто более 350 нефтяных и газовых месторождений. Все они характеризуются многопластовостью, и как правило, большой мощностью (до 2000 м) продуктивных толщ. Отличительной чертой провинции является высокая нефтедобыча на единицу площади при относительно небольших размерах месторождений, а также очень широкое распространение поверхностных нефтегазопроявлений. Залежи распространены на глубине от 200 до 3000 м, а местами и глубже. Преобладают месторождения антиклинального строения. В краевых частях впадин широко распространены присбросовые, в том числе блоковые месторождения. Залежи в них преимущественно сводовые и тектонически экранированные. В прибортовых зонах встречаются также месторождения моноклинального строения, связанные с выклиниванием и несогласным перекрытием нефтеносных толщ.

Нефтегазонакопление происходит в антиклинальных, реже присбросовых зонах. В формировании месторождений большое значение имеют дизъюнктивные нарушения.

Нефтегазоносные впадины Калифорнийской провинции могут рассматриваться в качестве субпровинций. Впадина р. Ил, где известно одно небольшое газовое месторождение в плиоцене, является пока перспективной.

Самой крупной субпровинцией является впадина Сан-Хоакин, где открыто около 120 месторождений. Наибольшая мощность осадков (до 10 км) наблюдается ближе к ее юго-западному борту, где фундамент

строение. Они разделяются выступами фундамента — горными хребтами. Многочисленные разломы разбивают краевые и центральные части впадин, вызывая образование внутри них структурных порогов.

Молодые слои, выполняющие впадины, смяты в крупные брахиантиклинали асимметричного строения и значительной амплитуды с крутыми (до 60°) углами падения на крыльях. Почти все они в той или иной степени нарушены продольными и поперечными сбросами, а иногда и взбросами. Поднятия сочетаются кулисообразно, образуя антиклинальные зоны, которые протягиваются

сложен францисканским комплексом. На северо-восточном склоне фундаментом является погруженная часть гранитного массива Сьерра-Невада. С севера на юг в продольном разрезе впадины мощность мела изменяется от 3000 м до нуля, возрастает мощность неогена и континентальные фации миоцена замещаются морскими. Поэтому в южной части впадины Сан-Хоакин находятся многочисленные нефтяные месторождения с залежами в неогене, тогда как северная ее часть (долина р. Сакраменто) характеризуется региональной газоносностью верхнего мела.

Впадина Сан-Хоакин имеет асимметричное строение с более крутым западным склоном, ограниченном блоковыми горами, возникшими вдоль разлома Сан-Андреас. Здесь в осадочной толще выделяется несколько антиклинальных зон; некоторые из них отходят от выступов, образованных погружающимися блоками обрамления, и вероятно, связаны со сбросами, оперяющимися разлом Сан-Андреас. Антиклинальные зоны осложнены поднятиями, с которыми связаны крупные нефтяные месторождения — Коалинга, Кэтлмен-Хиллз, Элк-Хиллз, Буэна-Виста и др. Запасы самого крупного из них — Элк-Хиллз составляют 190 млн. т, а остальных по 70—85 млн. т.

На этих месторождениях имеются, кроме сводовых, богатые структурно-литологические залежи в выклинивающихся эоценовых и миоценовых коллекторах.

Богатейшее месторождение Мидуэй-Сансет, расположенное на моноклиномальном склоне в западной прибортовой части впадины, имеет очень сложное строение (рис. 116). В миоценовых слоях его нижнего структурного яруса, смятых в антиклинальные складки, залежи сводовые и стратиграфические. Верхний структурный ярус представлен моноклиномально залегающим плиоценом с многочисленными литологическими и стратиграфическими залежами в песчаниках, выклинивающихся у поверхности несогласия и запечатанных асфальтом. Запасы Мидуэй-Сансет 170 млн. т. Годовая добыча (1968 г.) около 4,5 млн. т.

На восточном склоне впадины Сан-Хоакин моноклиномальное падение слоев осложнено структурной ступенью, разбитой на блоки многочисленными сбросами, погребенными под мощным плейстоценом. Здесь распространены при-сбросовые месторождения с тектонически экранированными залежами на глубинах в среднем 3,5—4 км (Керн-Ривер, Керн-Фронт и др.). Здесь же находится месторождение Эдисон блокового строения. В его пределах фундамент, сложенный хлоритовыми сланцами, разбит сбросами, образующими односторонний горст, перекрытый моноклиномально залегающим неогеном. Скопления нефти заключены как в неогеновых песчаниках, по восстанию выклинивающихся и экранированных сбросами, так и в трещиноватых зонах фундамента, дающих половину добычи месторождения.

В северной части впадины Сан-Хоакин, в долине р. Сакраменто, сосредоточено около 50 основных газовых месторождений провинции (Рио-Виста, Трэси, Греймс, Банка и др.). Все они приурочены к крупным антиклинальным складкам, разбитым сбросами. Продуктивны песчаники эоцена, верхнего

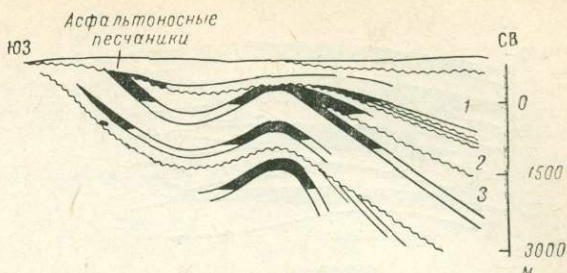


Рис. 116. Геологический разрез месторождения Мидуэй-Сансет. По Хиллу, 1958.

1 — плейстоцен; 2 — плиоцен; 3 — миоцен.



Рис. 117. Поперечный разрез месторождения Уилмингтон.

1 — нефть;

трировано более 60 месторождений. Среди них крупнейшими по запасам являются Уилмингтон (360 млн. т), затем Лонг-Бич (120 млн. т), Хантингтон-Бич (130 млн. т) и Санта-Фе-Спрингс (90 млн. т). Почти все месторождения приурочены к складкам, возникшим вдоль сбросов, оперяющих два основных продольных региональных разлома (см. рис. 115). Здесь известно также несколько присбросовых месторождений моноклинального строения с тектонически экранированными залежами (Хантингтон-Бич).

Извлекаемые запасы нефти месторождения-гиганта Уилмингтон составляют 360 млн. т, из которых уже извлечено 160 млн. т. Это пологий купол на побережье океана, разбитый густой сетью сбросов на несколько блоков (рис. 117). Его юго-восточная половина разрабатывается в пределах акватории. На глубине от 800 до 2200 м в верхнем миоцене и нижнем плиоцене заключено шесть мощных продуктивных зон, содержащих от 15 до 50% песчаников с высокими коллекторскими свойствами. Годовая добыча месторождения 11 млн. т (1968 г.).

Во впадине Вентура чехол мощностью до 15 000 м сложен верхним мелом, палеогеном и неогеном (рис. 118). Кроме неогена, небольшая нефтеносность здесь отмечается в эоцене и олигоцене. Во впадине имеется более 60 месторождений, тесно связанных с антиклинальными поднятиями сложного строения, и сильной нарушенности. По структурной сложности месторождений впадина Вентура занимает первое место в США. Антиклинальные зоны нефтегазонакопления вытянуты вдоль крупного взброса на южном склоне впадины и вдоль меньших разрывов на ее северном склоне. К южной зоне относится самое крупное месторождение — Вентура-Авению, запасы которого составляют более 70 млн. т, а годовая добыча 1 млн. т. В акватории также открыт ряд месторождений, из которых самые крупные Молино — газовое и Консенсион — нефтяное. В плиоцене здесь отсутствуют хорошие коллекторы, и разведка ведется на отложения миоцена, олигоцене и эоцена.

Впадина Санта-Мария выделяется небольшой мощностью осадочного выполнения (до 4500 м), а также трещинным типом коллекторов основных продуктивных горизонтов. Здесь имеются две антиклинальные зоны, нарушенные разрывами, сливающиеся в восточной части впадины. В северной зоне расположено богатое месторождение Санта-Мария-Вэлли, где моноклинально залегающий на склоне погребенного выступа францисканского фундамента миоцен срезается и несогласно перекрыт нижним плиоценом. Залежи нефти в трещиноватых сланцах миоцена принадлежат к литологическому типу. Другие месторождения впадины Санта-Мария приурочены к антиклиналям. Всего здесь открыто около 20 месторождений, из них три — крупных.

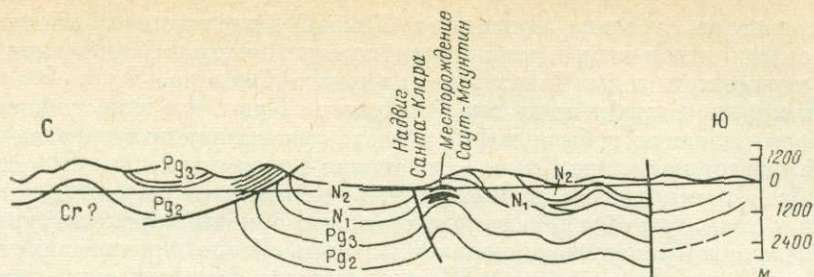


Рис. 118. Поперечный разрез через впадину Вентура.

Узкая впадина Салинас-Кайяма глубиной до 10 тыс. м протягивается вдоль разлома Сан-Андреас к югу от него. Она выполнена миоценом, залегающим на меловых породах. Здесь открыто несколько месторождений нефти, связанных с поднятиями, срезанными общим большим разломом. В крупном месторождении Рассел-Рэнч, разбитом на блоки и перекрытом надвигом, имеются тектонически экранированные залежи в нижнем миоцене. Погребенными сбросами контролируются также месторождения Саут-Кайяма и Сан-Ардо.

Калифорнийская провинция занимает второе (после Голф-Коста) место в США по количеству добытой нефти. Суммарная добыча нефти в ее пределах превысила к 1969 г. 3 млрд. м³. Ежегодная добыча длительное время составляет около 50 млн. м³. Запасы нефти провинции на 1 января 1968 г. исчислялись в 635 млн. т.

В последние годы годовая добыча нефти большинства ведущих месторождений Калифорнии составляла приблизительно по 2—3 млн. т.

Перспективы Калифорнии в основном определяются расширением морских буровых работ. Недавно в шельфовой зоне на дне Тихого океана установлено продолжение вплоть до континентального склона неогеновых впадин южной части провинции. Глубина подводных впадин достигает 2000 м. Одна из них находится в проливе Санта-Барбара против впадины Вентура. В ее пределах открыто более 10 морских месторождений нефти и газа.

Разведка нефти в Калифорнии началась еще в прошлом веке, но особенного развития достигла в 20—30-х годах нашего столетия, когда было открыто большинство крупных месторождений. К 40-ым годам относится открытие газа в долине Сакраменто, а к 1948 г. — нефти во впадине Салинас-Кайяма. Морские площади Калифорнии начали осваиваться первыми в Северной Америке еще в конце прошлого столетия. Начиная с 1927 г. они разрабатываются во впадинах Лос-Анджелес и Вентура на месторождениях, частью расположенных на суше. Бурение ведется с крупных эстакад и с передвижных платформ на глубине моря до 90 м. Поисковые скважины на шельфе в настоящее время бурятся на расстоянии до 20 км от берега при глубине воды до 180 м.

§ 51. Провинция Южной Аляски

Провинция Южной Аляски находится на Тихоокеанском побережье. Она включает несколько внутренних и прибрежных впадин (залива Кука, Сент-Элиас, Матануска и Кошпер-Ривер) кайнозойской складчатой зоны Кордильер, выраженной здесь Аляскинским и Алеутским хребтами, являющимися северо-западным продолжением Береговых хребтов Калифорнии (см. рис. 107). На западе эта зона продолжается в Корякско-Камчатскую складчатую область Советского Дальнего Востока.

Геологическое строение провинции Южной Аляски имеет значительное сходство со строением внутренних и прибрежных впадин Калифорнии и альпийской складчатой зоны Советского Дальнего Востока.

Самая крупная прибрежная впадина залива Кука, где в настоящее время ведется промышленная добыча нефти и газа, охватывает полуострова Аляска и Кенай и акваторию залива Кука. С севера она окружена ледниками Аляскинского хребта. В ее пределах, начиная с 1957 г., открыты богатые месторождения нефти и газа, что обусловило колоссальные объемы морского бурения на Южной Аляске и громадные капиталовложения. После Арктической провинции Северной Аляски провинция Южной Аляски является самым крупным открытием в США за последние 40 лет.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Складчатый фундамент сложен мощными пирокластическими и морскими метаморфизованными осадочными отложениями палеозойского и раннемезозойского (триас — нижняя юра) возраста, соответствующими францисканскому комплексу Калифорнии. Осадочный чехол начинается морской толщей средней и верхней юры и верхнего мела общей мощностью более 4000 м. Она сложена в основном глинами и песчаниками и содержит многочисленные нефтепроявления. На мезозое несогласно залегают выполняющие впадину кайнозойские морские и континентальные, большей частью угленосные отложения мощностью от 1500 до 8000 м. Наибольшую мощность (5000—8000 м) они имеют в северо-восточной сильно погруженной части впадины залива Кука, где слагают свиту кенай (олигоцен — плиоцен), являющуюся основным продуктивным комплексом. В нижней части свиты выделяется нефтеносная зона «хемлок» мощностью до 200—300 м, сложенная песчаниками и гравелитами с прослоями углей. Плотность нефти от 0,815 до 0,850 г/см³. Вышележащие отложения свиты кенай в основном газоносны.

Тектоника и условия распространения нефти и газа. Впадина залива Кука имеет грабеновое строение; длина ее 900 км при ширине 180 км. Выполняющие ее мезозойские осадки смяты в складки и прорваны интрузиями. Отложения свиты кенай сложены в широкие пологие складки северо-восточного простирания высотой до 1000 м, обычно разбитые на блоки продольными и поперечными разломами. Все месторождения нефти и газа связаны с этими складками. Они содержат высокодебитные сводовые залежи нефти и газа на глубинах от 1700 до 4650 м в коллекторах значительной фациальной изменчивости. На распределение нефтегазоносности, по-видимому, большое влияние оказывает литологический фактор, или, возможно, очень позднее время формирования некоторых структур, так как в 15 из разбуренных в заливе Кука поднятиях нефти или газа не было обнаружено.

К 1969 г. во впадине залива Кука было открыто 18 месторождений: 7 нефтяных, 10 газовых и одно газоконденсатное. Из них 7 находится в пределах акватории на глубинах дна от 10 до 37 м. В самом крупном наземном нефтяном месторождении Суансон-Ривер извлекаемые запасы составляют около 50 млн. м³. Крупнейшим месторождением в акватории является Макартур-Ривер, на котором добычу нефти предполагается довести до 5 млн. т/год. Весьма крупное также месторождение Миддл-Граунд-Шоул, где начальные дебиты скважин достигают 200—300 т/сут нефти.

Добыча во впадине залива Кука в 1968 г. составила около 9 млн. т нефти и 3 млрд. м³ газа, а в 1969 г. — 15 млн. т нефти и 23 млрд. м³ газа. Запасы нефти составляют 200 млн. т, газа 140 млрд. м³. Бурение в акватории ведется с пловучих платформ в условиях, как считается, самых тяжелых в мире, что

вызвано не только суровым климатом, но также громадными океаническими приливами высотой до 10 м и сильными переменными течениями.

Дальнейшие перспективы связываются с поисками литологических и стратиграфических залежей в свите кенай и с разведкой мезозоя в акватории юго-западной части впадины.

Расположенная восточнее залива Кука впадина Сент-Элиас катага-Каталла выполнена мощной (более 8000 м) толщей эоцен-плиоценовых осадков. Здесь имеется малодобитное месторождение нефти Каталла, открытое еще в 1902 г., в котором нефтеносны олигоцен-миоценовые трещиноватые песчаники. Перспективна в основном акватория Аляскинского залива. В остальных впадинах поисковое бурение пока не дало результатов.

§ 52. Антильско-Карибская провинция внутренних и прибрежных впадин Кордильер

В Центральной Америке продолжение пояса кайнозойской складчатости Северо-Американских Кордильер прослеживается к югу от Мексики в южной части Никарагуа, Коста-Рике и Панаме. В районе Карибского моря наблюдается расхождение складчатых ветвей. Одна из них следует в широтном направлении и огибает с севера впадину Карибского моря, образуя дугу Больших Антильских островов, другая продолжается в Андах Южной Америки. В молодых впадинах Кордильер Центральной Америки и Карибского моря в Коста-Рике, на Кубе и в Доминиканской Республике известны небольшие единичные месторождения нефти.

В Центральной Америке поисково-разведочные работы на нефть были начаты в 50-х годах и продолжают в настоящее время как на суше, так и в шельфовой зоне Тихого океана и Карибского моря. Пробурен ряд глубоких скважин в Коста-Рике, Британском Гондурасе, Гватемале, Никарагуа. В Коста-Рике во внутренней впадине, открывающейся в Карибское море, в 1956 г. была найдена промышленная нефть в известняках олигоцена на глубине 1650 м на небольшом месторождении Коколес.



Рис. 119. Обзорная карта размещения нефтяных месторождений Кубы.

1 — Санта-Мария; 2 — Бакурао — Крус-Верде; 3 — Гуанабо; 4 — Мотембо; 5 — Ярахуека; 6 — Кристалес; 7 — Хатибонико; 8 — Каталлина; 9 — Виа-Бланка; 10 — Харуко.

На о. Куба имеется ряд небольших месторождений нефти сложного строения, сосредоточенных в прибрежных впадинах, разделенных Центральным хребтом (рис. 119). Впадины выполнены мезо-кайнозойскими, преимущественно карбонатными и вулканогенными отложениями общей мощностью более 4000 м, залегающими на метаморфических и изверженных породах фундамента. Разрез начинается известняками верхней юры (более 600 м) и мела (около 1400 м) с широким развитием туфов и серпентинитов. Палеоген (до 1500 м) представлен мергелями, известняками, и песками, а миоцен (до 500 м) — известняками и конгломератами.

Северо-Кубинская впадина, к востоку от Гаваны открывающаяся в сторону Багамской банки, рассматривается как часть Багамской платформы с палеозойским складчатым фундаментом. Во впадине еще в XIX в. были открыты месторождения нефти Бакурао, Мотембо, а в 50-х годах — месторождение Санта-Мария. В последние годы к востоку от Гаваны открыты новые месторождения Гуанабо, Виа-Бланка, Харуко и другие, приуроченные к зоне субмеридиональных разломов. Нефтеносны в них карбонатные отложения верхней юры и нижнего мела.

Южно-Кубинская впадина открывается в Карибское море и заполнена в основном породами кайнозойского возраста. Здесь расположены месторождения нефти Хатибонико, Каталина, Кристалес и другие, открытые также в 50-х годах.

Продуктивными отложениями в большинстве старых месторождений являются трещиноватые и разрушенные постэоценовые серпентиниты, контактирующие с меловыми (Бакурао, Хатибонико и др.), палеогеновыми (Мотембо) и неогеновыми известняками и мергелями. На месторождении Хатибонико нефтеносны вулканогенные породы мела, а на месторождении Кристалес — меловые известняки, туфы и конгломераты. Плотность нефти 0,70—0,96 г/см³.

Месторождения приурочены к приразломным поднятиям (Хатибонико) и моноклиналям, разбитым сбросами (Бакурао, Мотембо, Гуанабо и др.). Глубина залегания нефти обычно небольшая — 120—400 м, в отдельных случаях 600—1800 м. Перспективы связываются с разведкой меловых и юрских отложений. После революции широким фронтом проводится геофизическая разведка на морских площадях к северу от Кубы. На архипелагах Савана и Камагуй ведется поисковое бурение на глубину 5000 м. На Кубе в 1969 г. добыто около 200 тыс. т нефти.

На Малых Антильских островах нефть известна на островах Гаити и Барбадос, но промышленная добыча не производится. Ведется разведка шельфа.

ЮЖНАЯ
АМЕРИКАОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

Большая часть континента Южной Америки занята Южно-Американской древней платформой (рис. 120). Основными ее положительными структурными элементами являются Гвианский и Западно-Бразильский щиты, разделенные крупной Амазонской синеклизой, образовавшейся в конце кембрия на основе крупного широтного авлакогена. От Восточно-Бразильского щита, который протягивается широкой полосой вдоль берега Атлантического океана, Западно-Бразильский щит отделен на севере синеклизой Мараньяо-Сан-Франциску и синеклизой Параны на юге. С юго-запада и юга Южно-Американская платформа окаймлена Патагонской платформой с байкальским складчатым основанием, разбитым на крупные глыбы. Южная часть Патагонской платформы активизирована. На границе с Андами выделяется эпплатформенная орогеническая область Сьерра-Пампы, представляющая крупный разбитый на блоки поднятый массив, где на поверхность местами выходят отложения архейского и байкальского фундамента. Платформенный чехол Южной Америки отличается преобладанием континентальных отложений, в том числе ледниковых (пермо-карбон). Среди морских осадков наиболее широко распространены терригенные. В раннем мелу отмечается активное проявление базальтового вулканизма.

Пояс кайнозойской складчатости горной системы Анд протягивается более чем на 9 тыс. км при ширине (в среднем) от 500 до 700 км. Высота Анд от 2500 до 7000 м; они представляют систему горст-антиклинориев, совпадающих с хребтами и разделенных грабнями — внутренними впадинами, заполненными отложениями мезо-кайнозоя. В Андах выделяются три продольные зоны: Восточных Кордильер, сложенных преимущественно мезо-кайнозойскими породами и ясно проявляющихся только в северной и южной частях континента, Центральных и Западных Кордильер, в которых имеется много выступов палеозойского

складчатого фундамента и широко развиты вулканы. Самая западная часть Анд опущена по разломам под воды Тихого океана. Четкое разделение на миогеосинклинальную и эвгеосинклинальную зону в Андах отсутствует. Поперечными разломами Анды разделены на три сегмента: Северные, Центральные и Южные (Патагонские) Анды.

В месте наибольшего сближения андийской системы с Бразильским щитом наблюдается резкий изгиб Центральных Анд, который соответствует очертаниям континента и обусловлен поперечными разломами фундамента. Здесь восточная зона герцинской складчатости Центральных Анд не испытала альпийских погружений и была повторно вовлечена в орогенез только в неогене. Поэтому ее можно рассматривать как эпилатформенную орогеническую область с герцинским основанием (Хаин, 1971).

Склон платформы выражен перикратонными прогибами, сочленение которых с Андами происходит по системам крупных разломов или краевым швам. В Венесуэле и Колумбии перикратонный прогиб сложен на юге метаморфическими породами склона Гвианского щита, а на севере — метаморфическими породами (J?) и разбит на мозаику тектонических блоков. Самый крупный блок находится под Маракайбским озером. Блоковое строение перикратонного прогиба установлено южнее в пределах Боливии и Аргентины.

На перикратонные прогибы накладывается Предандийский передовой — главным образом предгорный прогиб, выполненный кайнозойскими молассами преимущественно континентального происхождения и мощностью в осевых частях у подножья Анд до нескольких тысяч метров. Настоящие передовые прогибы, выполненные нижней морской молассой палеогенового и частично миоценового возраста, развиты местами только в северо-восточной и самой южной частях континента. Выклинивание передовых прогибов особенно резко выражено в местах поперечных поднятий, обусловленных выступами щитов, где склон платформы непосредственно граничит с андийской системой по краевому шву. В центральной части континента сочленение Южно-Американской платформы и андийской зоны выражено системой крупных разломов. Эпилатформенная орогеническая область Центральных Анд в пределах Боливии и Северо-Западной Аргентины также сочленяется по системе разломов с глубоко погруженным склоном эпибайкальской платформы. Передовой прогиб отсутствует и далее к югу в Аргентине, где Патагонская платформа контактирует по тектоническому шву с андийской системой. Лишь на самом юге континента на небольшом участке появляется выполненный морской палеогеновой молассой Магелланов передовой прогиб, охватывающий также северо-восточную часть о. Огненная Земля.

Большинство промышленно-нефтегазоносных провинций Южной Америки относится к платформенному типу. Особенно характерны здесь провинции, связанные с перикратонными прогибами.

На Южно-Американской древней платформе выделяются: провинция внутриплатформенной Амазонской синеклизы; провинция периокеанических грабеновых впадин Атлантического побережья, а также Оринокская и Верхне-амазонская провинции, представляющие области перикратонного погружения платформы, на которые местами наложились платформенные крылья передовых прогибов. К перикратонным прогибам Патагонской эпибайкальской платформы относятся Боливийско-Аргентинская и Патагонская провинции.

К подвижному поясу Анд принадлежит Венесуэльско-Тринидадская провинция, возникшая на геосинклинальном склоне Северо-Предандийского прогиба. К этому же поясу относятся Маракайбская провинция Маракайбской

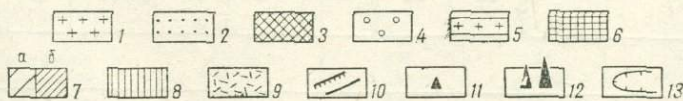
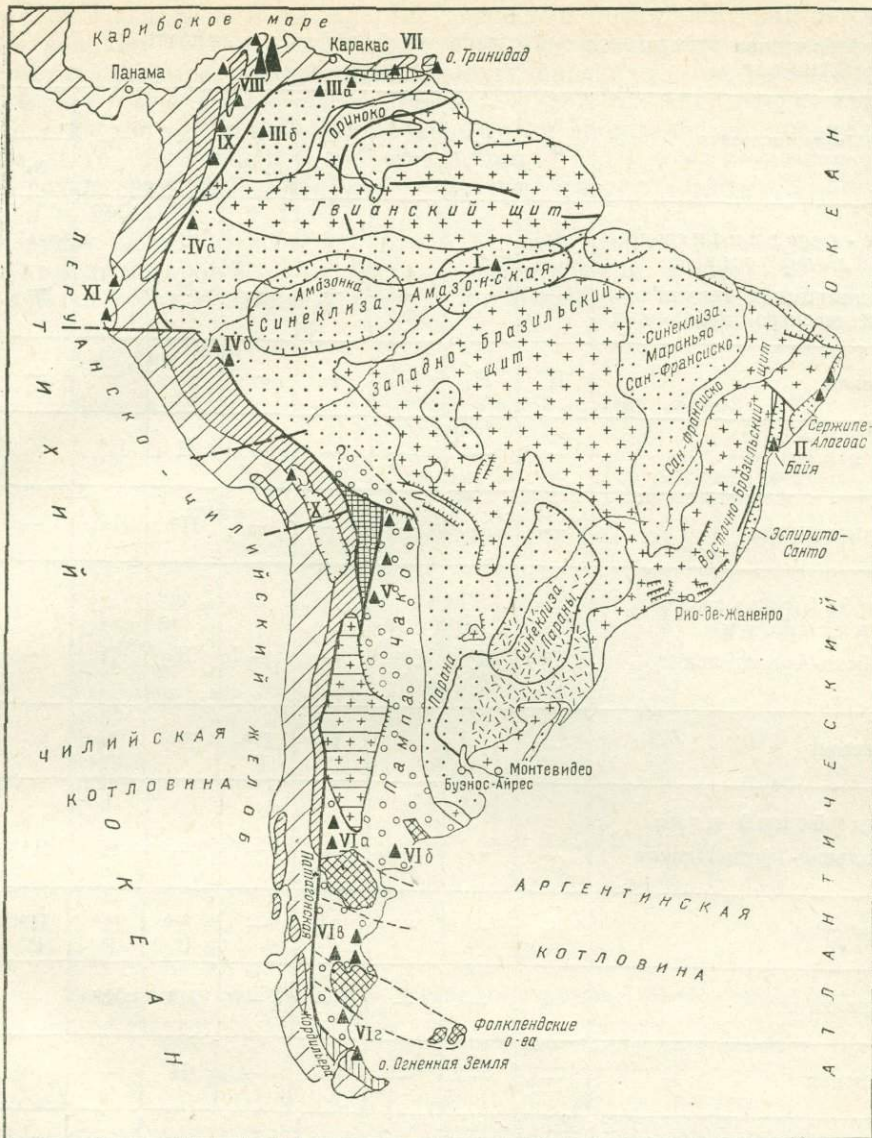


Рис. 120. Тектоническая схема Южной Америки. Составила Н. Ю. Успенская с использованием данных М. В. Муратова и В. Е. Хаина.

Южно-Американская платформа: 1 — выступы добайкальского и байкальского складчатого основания, 2 — чехол Южно-Американской платформы; эпибайкальская Патагонская платформа: 3 — частично погребенные массивы байкальской складчатости (Северо-Патагонский и Южно-Патагонский), 4 — чехол эпибайкальской платформы; 5 — эпиплатформенная орогенетическая область на байкальском складчатом основании (массив Сьерра-Пампа); 6 — эпиплатформенная орогенетическая область на герцинском складчатом основании; 7 — область кайнозойской складчатости Анд; а — кайнозойские складчатые (местами глыбовые) структуры;

Таблица 21

Стратиграфическое распределение промышленной нефтегазоносности в Южной Америке

Нефтегазоносная провинция и область	D	C	P	T	J	Cr	Pg	N	
								N ₁	N ₂
Южно-Американская платформа									
Периокеанических впадин Атлантического побережья	—	—	—	—	—	H	—	—	—
Амазонская	H	H	—	—	—	—	—	—	—
Оринонская	—	—	—	—	—	H	H*		
Верхнеамазонская	—	—	—	—	—	H*	H	—	—
Эпибайкальская платформа									
Боливийско-Аргентинская	H* Г	H* Г	H* Г	—	—	H	H	—	—
Патагонская	—	—	—	H Г	H* Г	H*	H Г	—	—
Андийский пояс									
Венесуэльско-Тринидадская	—	—	—	—	—	—	H	H*	H*
Маракайбская	—	—	—	—	—	H* Г	H* Г	H* Г	—
Магдаленская	—	—	—	—	—	H*	H*	—	—
Титикакская	—	—	—	—	—	H	—	—	—
Притихоокеанская	—	—	—	—	—	H	H	H	—

6 — выступы палеозойского основания; 8 — Предандийские передовые прогибы; 9 — траппы Параны; 10 — разломы и краевые швы; 11 — группы месторождений и отдельные месторождения нефти и газа; 12 — месторождения-гиганты и сверхгиганты; 13 — центральные части синеклиз.
 Нефтегазоносные провинции и области. Южно-Американская платформа: I — Амазонская; II — периокеанических впадин Тихого океана; Оринонская, области: IIIa — Восточная Венесуэльская, IIIb — Баринас-Апуре; Верхнеамазонская, области: IVa — Ориенте, IVb — Укаяльская). Патагонская платформа: V — Боливийско-Аргентинская; Патагонская, области: VIa — Мендоса и Неукен, VIb — Рио-Негро, VIc — Чубут, VIe — Магелланова. Андийская складчатая система: VII — Венесуэльско-Тринидадская; VIII — Маракайбская; IX — Магдаленская; X — Титикакская; XI — Притихоокеанская.

межгорной впадины в Венесуэле, Магдаленская провинция грабенной внутренней впадины Колумбии, Притихоокеанская провинция прибрежных впадин Перу и Эквадора, а также провинция Титикакская — внутренней впадины Альтиплано Анд в южной части Перу и Западной Боливии. Основное промышленное значение имеет исключительно богатая Маракайбская провинция. На втором месте стоит Оринокская провинция.

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности отдельных провинций показан в табл. 21.

Ведущее место по добыче нефти в Южной Америке принадлежит Венесуэле, из недр которой в 1970 г. было получено 193 млн. т нефти, что составляет 78% добычи всего континента (табл. 22). Второе место занимает Аргентина

Таблица 22

Добыча нефти и газа по странам Южной и Центральной Америки

Страна	Нефть, млн. т.		Газ, млрд. м ³ .	
	1960 г.	1970 г.	1960 г.	1970 г.
Венесуэла	151,000	193,000	4,585	8,3
Аргентина	9,000	20,000	1,383	5,6
Колумбия	8,070	11,000	0,404	—
Бразилия	4,000	8,300	0,535	—
Тринидад	6,050	7,000	0,766	—
Перу	2,400	2,800	0,837	—
Чили	1,000	1,650	0,888	2,6
Боливия	0,420	1,500	—	—
Эквадор	0,365	0,220	—	—
Куба	0,070	—	—	—
Всего	182,735	245,470	9,398	16,5

Таблица 23

Разведанные запасы нефти и газа по странам Южной Америки

Страна	Нефть, млн. т.		Газ, млрд. м ³
	1960 г.	1970 г.	1970 г.
Аргентина	284,0	644	249
Бразилия	30,7	116	170
Боливия	18,8	280	142
Венесуэла	2 619,0	1 999	764
Колумбия	96,1	238	79
Перу	45,7	36	85
Тринидад и Тобаго	60,8	83	99
Чили	8,7	16	51
Эквадор	3,5	99	142
Всего	3 167,3	3 511	1 781

(20 млн. т), третье — Колумбия (11 млн. т). По разведанным запасам нефти на 1970 г. Венесуэла также занимает первое место (2,0 млрд. т), а на втором месте стоит Аргентина (0,6 млрд. т) (табл. 23).

Глава 24

ЮЖНО-АМЕРИКАНСКАЯ ПЛАТФОРМА И ПЛАТФОРМЕННЫЙ СКЛОН ПЕРЕДОВОГО ПРОГИБА АНДИЙСКОЙ СИСТЕМЫ

§ 53. Амазонская провинция и другие перспективные внутриплатформенные впадины

Большой интерес для нефтепоисковых работ представляет внутриплатформенная Амазонская синеклиза, занимающая значительную площадь Бразилии (рис. 121). Она выполнена толщей палеозойских отложений терригенного состава общей мощностью 3000 м. Широко распространены отложения девона, представленные континентальными песчаниками, алевролитами, глинами (в том числе битуминозными) общей мощностью 400—1000 м. Каменноугольная система представлена песчано-глинистыми и карбонатными породами, а также эвапоритами общей мощностью до 1750 м. Выше залегают меловые и кайнозойские слои. Весь осадочный чехол прорван дайками юрских диабазов и базальтов.

Амазонская синеклиза подразделяется на три впадины: Верхнеамазонскую, Среднеамазонскую и Нижнеамазонскую. Впадины разделены сводами, отвечающим горстовым поднятиям фундамента. Чехол разбит нарушениями, образующими местами горстовые структуры и флексуры. На склонах сводов встречаются брахиантиклинали и купола, тоже, по-видимому, связанные с нарушениями. В наиболее погруженной Среднеамазонской впадине на локальных поднятиях, начиная с 1951 г., открыто три небольших месторождения, которые пока не разрабатываются. В нефтяных месторождениях Нова-Олинда и Аутас-Мирим нефть и газ приурочены к песчаникам среднего девона и верхнего карбона. Нефть парафинистая плотностью 0,82 г/см³. Месторождение Фаро — газовое.

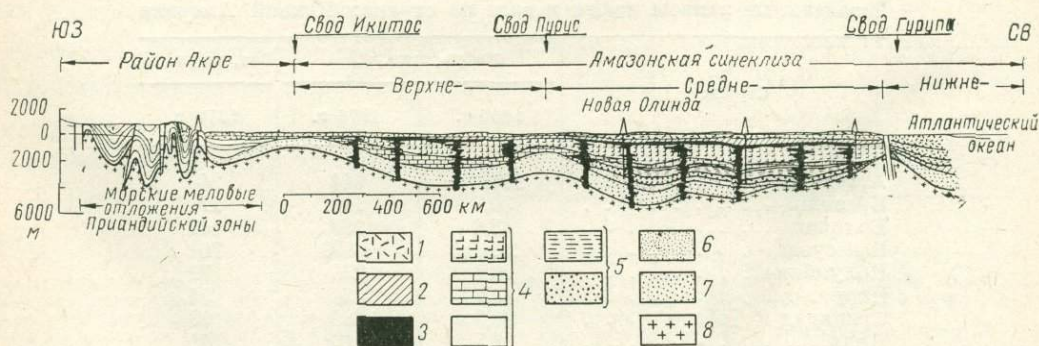


Рис. 121. Схематический геологический разрез Амазонской синеклизы.

1 — кайнозойские отложения; 2 — меловые отложения; 3 — юрско-триасовые диабазы и базальты; 4 — каменноугольные отложения; 5 — девонские отложения; 6 — силурийские отложения; 7 — досилурийские отложения; 8 — породы докембрийского фундамента.

В среднем течении Амазонки в настоящее время ведутся интенсивные поисковые работы. Также в значительном объеме производятся нефтепоисковые работы в синеклизах Мараньяо-Сан-Франциско и Параны. Эти впадины, образовавшиеся отчасти еще в конце протерозоя, выполнены преимущественно мелководно-морскими и пресноводными отложениями палеозоя мощностью 3000 м и более. Перспективными являются отложения силура и девона — перми, представленные в основном терригенными породами. Мезо-кайнозой имеет небольшую мощность. Весь осадочный чехол, так же как и в Амазонской синеклизе, прорван многочисленными основными интрузиями юрского возраста.

В синеклизе Мараньяо (Северо-Восточная Бразилия) при бурении признаки нефти были обнаружены в карбоне и мелу. В синеклизе Параны (Южная Бразилия, Уругвай, Аргентина) имеется много нефтепроявлений в породах девонского, карбонового, пермского и триасового возраста. Небольшая добыча газа здесь ведется на бразильской территории.

Промышленная нефтегазоносность этих впадин пока не установлена, но перспективность их несомненна. На шельфе синеклизы Мараньяо ведется поисковое бурение.

§ 54. Провинция перикокеанических впадин Атлантического побережья Южной Америки

В пределах Бразилии, в прибрежной части Восточно-Бразильского щита, граничащего с Атлантическим океаном, в конце юрского времени возникло несколько небольших грабеновых впадин, заполненных главным образом мезозойскими осадками. Эти перикокеанические впадины подчинены в основном зоне субмеридиональных разломов, обрезающих с востока Южно-Американскую платформу (см. рис. 120), и образуют одну общую нефтегазоносную провинцию. Впадина Баия (Рекоякаво) пересекает Восточно-Бразильский щит в северном направлении от залива Баия и г. Сальвадор. Впадина Сержипе-Алагоас протягивается вдоль побережья океана к северу от устья р. Сан-Франциско и сливается с Северо-Восточной прибрежной впадиной. К югу от впадины Баия вдоль побережья расположены впадины Эспирито-Сантос и Кампос. Нефтеносность связана со впадинами Баия и Сержипе-Алагоас, которые выделяются в нефтегазоносные области. Разведочное бурение ведется в акватории почти всех впадин.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Осадочный чехол впадин сложен в основном меловыми отложениями мощностью 3400—6500 м (Баия). Это континентальные и мелководно-морские песчано-глинистые местами с прослоями эвапоритов и карбонатов отложения.

Ниже меловых развиты юрские терригенные отложения (200—1000 м). Во впадине Сержипе-Алагоас юра подстилается породами пермского и карбонового возраста.

Регионально нефтегазоносны песчаники нижнего мела, местами линзовидные, с очень изменчивыми коллекторскими свойствами. Известняки верхнего мела продуктивны во впадине Сержипе-Алагоас.

Во впадине Баия нефть легкая (0,820—0,840 г/см³), парафинистая. Во впадине Сержипе-Алагоас распространена также тяжелая (0,920—0,930 г/см³) нефть.

Тектоника. Фундамент впадин имеет ступенчатое строение, разбит продольными и поперечными сбросами на поднятые и опущенные блоки. В осадочном чехле блоки отражены сводовыми поднятиями и прогибами, осложненными

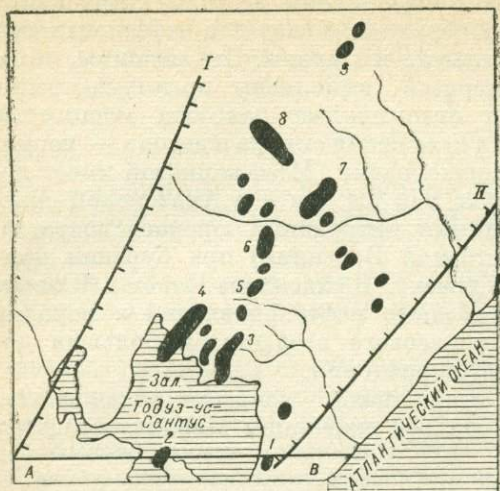


Рис. 122. Месторождения грабена Баия и геологический разрез (АВ). По фон Ганфриду Путцеру.

1 — Лобато; 2 — Итапарика; 3 — Кандейяс; 4 — Дом-Жоад; 5 — Буракика; 6 — Такуинсе; 7 — Агуа-Гранде; 8 — Педрас; 9 — Сауипе. Разломы: I — Мараго; II — Салвадор.

часть грабена осложнена горстообразным выступом (свод Пенедо), к северо-востоку от которого фундамент уступообразно погружается к наиболее глубокой части грабена.

Условия залегания нефти и газа. В провинции насчитывается около 35 месторождений, открытых сейсморазведкой главным образом во впадине Баия, начиная с 1939 г. Большинство месторождений связано с меловыми брахиантиклинальными поднятиями (Кармаполис, Кандейяс, Табулейро-Мартинас, Итапарика и др.); некоторые из них приурочены к отдельным горстообразным блокам (Агуа-Гранде, Дом-Жоау) или к разбитой сбросами моноклинали (Лобато). Залежи нефти сводовые, тектонически экранированные, реже литологические (Кандейяс); глубина их залегания 200—1500 м и более. К нефтегазоносной области Баия приурочено около 25 месторождений нефти и газа, из которых разрабатывается 12. Месторождения в основном группируются в две зоны нефтегазонакопления, вытянутые поперек грабена. Северная зона (месторождения Агуа-Гранде, Пажука, Мата и др.) приурочена к поперечному сбросу. Южная часть включает месторождения Дом-Жоау, Парамирин, Кандейяс и др. Одним из самых крупных месторождений является Агуа-Гранде, открытое в 1951 г. Суммарная его добыча к 1961 г. составила 25 млн. м³, а добыча за 1967 г. — около 2 млн. м³. На месторождении Миранга (открытом

структурными изгибами и разбитыми разрывами, и брахиантиклиналями, приуроченными к выступам отдельных блоков фундамента.

Грабен Баия, длиной около 400 км и шириной до 50—60 км, ограничен крупными сбросами (рис. 122) амплитудой до 4000 м на востоке и около 350 м на западе. Северо-восточным продолжением грабена является меридионально вытянутый прогиб Тукано, по-видимому, также грабенового характера, в котором в настоящее время ведутся нефтепоисковые работы. Осадочный комплекс, заполняющий грабен Баия, моноκлиально погружается на юго-восток и разбит продольными сбросами на ряд наклонных ступеней. Поперечная система сбросов делит всю центральную часть грабена на поднятые и опущенные блоки.

Грабен Сержипе-Алагоас размером 150 × 30 км узкой полосой протягивается к востоку от грабена Баия вдоль берега Атлантического океана. Он ограничен двумя крупными разломами, из которых западный хорошо прослеживается на суше параллельно океаническому побережью, а восточный установлен морской сейсморазведкой. Наземная

в 1965 г.) в 1967 г. было добыто более 2 млн. м³, а на месторождении Буракика — более 1 млн. м³. В настоящее время месторождение Миранга почти полностью разработано.

Годовая добыча месторождений Кандейяс, Дом-Жоау, Такуипе в сумме составляет свыше 1,8 млн. м³. Остальные месторождения мелкие. Разведочное бурение начато в акватории залива Баия.

В нефтегазоносной области Сержипе-Алагоас известно около 10 месторождений, из которых разрабатываются самое крупное в Бразилии месторождение Кармополис, открытое в 1963 г., с промышленными запасами тяжелой (0,92—0,93 г/см³) нефти около 150 млн. м³, а также месторождения Табулейродос-Мартинас и Риахуэло. В 1967 г. первые два из них дали соответственно 660 тыс. и 25 тыс. м³ нефти, а общая добыча нефти в области составила 685 тыс. м³.

Промышленная нефть в провинции была открыта в 1939 г. во впадине Баия (Лобато), а затем во впадине Сержипе-Алагоас. До этого Бразилия ввозила нефть из США. Основная добыча Бразилии (8,3 млн. т в 1970 г.) получается из области Баия.

§ 55. Оринокская провинция

Провинция находится в южной части Венесуэлы и отвечает северному склону Гвианского щита, граничащему с Предандийским передовым прогибом. Поперечным выступом щита — поднятием Эль-Бауль прогиб здесь подразделяется на две части, выполненные меловыми и кайнозойскими слоями, — прогибы Восточно-Венесуэльский и Баринас-Апуре. Платформенному склону этих прогибов, входящему в состав Оринокской провинции, отвечают одноименные нефтегазоносные области.

Общее протяжение провинции около 1000 км при ширине до 250 км.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. В Восточно-Венесуэльском прогибе на домеловом складчатом фундаменте, сложенном изверженными, метаморфическими и осадочными породами возраста от докембрия до триаса — юры (?), залегает платформенный чехол, представленный в основном меловыми отложениями — внизу континентальными пестроцветными, а выше мелководно-морскими терригенными с прослоями известняков (группа тембладор). Мощность мела возрастает к северу до 550—750 м. Залегающие выше кайнозойские отложения типичны для зоны шельфа. Эти мелководно-морские, местами лагунные и болотно-континентальные осадки имеют в основном песчано-алевролитово-глинистый состав с весьма подчиненным распространением карбонатных пород и лигнитов. Мощность их возрастает с юга на север. Разрез кайнозоя платформенного склона к востоку от района Гуарико начинается со среднего олигоцена, залегающего непосредственно на размытой поверхности мела, а местами на складчатом фундаменте. Мощность олигоцена, представленного свитой офисина, составляет от 450 до 2000—3000 м. Лежащие выше отложения миоцена преимущественно глинистого состава характеризуются мощностью 300—800 м.

В прогибе Баринас-Апуре разрез несколько иной и больше напоминает Маракайбский. Отложения среднего и верхнего мела имеют преимущественно известняковый состав. Присутствует верхний эоцен.

Нефтегазоносность Восточно-Венесуэльской области связана преимущественно с песчаными коллекторами олигоцена, часто линзовидного и шнуркового строения. Основным продуктивным комплексом являются отложения свиты офисина, где нефть считается сингенетичной. Меньшее значение имеет

здесь меловой нефтегазоносный комплекс, где коллекторами являются как песчаники, так и известняки. В области Баринас-Апуре меловые известняки являются основным комплексом.

Свойства нефтей изменяются в широких пределах: содержание серы — от нуля до 2,5%, плотность — от 0,72 до 1,05 г/см³, но средняя плотность основной части добываемой нефти 0,87—0,93 г/см³. При этом в северной более погруженной части провинции нефти более легкие, чем в южной, приподнятой ее части. Возрастание плотности нефти наблюдается также при переходе морских фаций свиты офисина в континентальные фации.

Тектоника. Оринокская провинция расположена в прогибе между Гвианским щитом и широтной ветвью Андийской складчатой системы, представленной Восточной Кордильерой Колумбии, глыбовым поднятием Сьерра-де-Мерида и складчатыми Береговыми Кордильерами с их внешней зоной — поднятием Серрания-дель-Интеритор. В геотектоническом аспекте вся территория Восточной Венесуэлы включает два разнородных тектонических элемента, к которым приурочены две самостоятельные нефтегазоносные провинции — Оринокская и Венесуэльско-Тринидадская. Эти провинции резко отличаются историей своего геологического развития и нефтегазоносностью. Венесуэльско-Тринидадская провинция отвечает геосинклинальному склону неогенового передового прогиба, ясно выраженному только в восточной части Береговой Кордильеры и на о. Тринидад.

Оринокская провинция соответствует области перикратонного погружения — склону Гвианского щита, на который наложено южное крыло неогенового прогиба. В ее пределах нефтегазоносность связана с платформенными отложениями верхнего мела и олигоцена. Тектоническими аналогами Оринокской провинции являются Предальпийская и Предкарпатская провинции Европы.

В Восточно-Венесуэльской области простирание перикратонного прогиба широтное. С приближением к выступу Эль-Бауль слои круто заворачивают к северу, и склон платформы здесь по системе крупных разломов граничит непосредственно с геоантиклиналью Серрания-дель-Интеритор (рис. 123). Эта сложно построенная структура возникла в конце неогена на месте осевой части палеогенового передового прогиба андийской системы, где мощность этих осадков достигала 9000—12 000 м. Гомоклиналиное строение платформенного склона осложнено по фундаменту блоковыми структурами, которые в осадочном чехле отражены пологими выступами и депрессиями. Выступы ограничены продольными разломами, вдоль которых возникли приразломные антиклинальные поднятия асимметричного строения (рис. 123). Наиболее крупный выступ Большой Анако имеет северо-восточное простирание и разделяет весь Восточно-Венесуэльский прогиб на две части: западную — впадину Гуарико и восточную — впадину Матурин. Более глубокая впадина Матурин представляет неогеновый передовой прогиб, платформенное крыло которого перекрывает перикратонный склон, а осевая часть прижата к горному фронту. Сочленение платформенного склона с передовым прогибом здесь отмечается структурным уступом, которому соответствует зона больших градиентов мощности в отложениях олигоцена. В свите офисина и меловых слоях эта шарнирная зона сильно нарушена несколькими системами крупных, проникающих в фундамент сбросов амплитудой до 100—400 м. Плоскости сбросов падают как на север, так и на юг (рис. 124).

В венесуэльской части прогиба Баринас-Апуре признаков передового прогиба не имеется. Прогиб этот, сильно развитый двумя системами сбросов,



Рис. 123. Структурная карта и основные месторождения нефти Восточной Венесуэлы и Тринидада. По В. Г. Лезинсону с дополнениями Н. Ю. Успенской

а — Сьерра-дель-ИнтерIOR и Центральный хребет Тринидада; б — Гвианский щит; в — стратозогипсы по кровле средней части свиты офисина; г — ось впадины Матурин; д — нефтяные месторождения и нефтегазоносные площади; е — надвиги; ж — разломы. Восточно-Венесуэльский прогиб, впадины: А — Гуарико; Б — Матурин. Оринокская провинция, нефтегазоносные районы: I — Большая Офисина; II — Б. Анако; III — Гуарико; IV — Тембладор. Венесуэльско-Тринидадская провинция, нефтегазоносные области и районы: V — Кирикоре-Хусенин; VI — Педерналес; VII — Тринидадская область. Нефтяные месторождения: 1 — Лас-Мерседес; 2 — Гуавинита; 3 — Белья-Виста; 4 — Руис; 5 — Эль-Робле; 6 — Сан-Хоакин; 7 — Санта-Ана-Ринкон; 8 — Мата; 9 — Бока; 10 — Ница; 11 — Офисина; 12 — Овеха; 13 — Кирикоре; 14 — Хусенин; 15 — Педерналес; 16 — Тембладор; 17 — Пойнт-Фортен; 18 — Барракпор.

развился вдоль глыбового сооружения Сьерра-де-Мерида, где на поверхности выступает палеозойский фундамент и маломощный субплатформенный мезозойско-нижнепалеогеновый чехол. Альпийских погружений здесь не имелось. Поэтому Сьерра-де-Мерида рассматривается как эпиплатформенная орогеническая область (Хаин, 1971). Соответственно прогиб Баринас-Апуре надо рассматривать как перикратонный прогиб, на который наложен предгорный неогеновый прогиб, сложенный континентальной молассой. В колумбийской части прогиба (Льянос), ограниченной в основном палеозойским сооружением Восточной Кордильеры Колумбии, наблюдаются сходные условия.

Условия залегаения нефти и газа. Из двух нефтегазоносных областей провинции — Восточно-Венесуэльской и Баринас-Апуре первая является основной и практически дает всю добычу нефти Восточной Венесуэлы.

Восточно-Венесуэльская нефтегазоносная область включает четыре нефтегазоносных района — Большая Офисина, Тембладор, Большой Анако и Гуарико (см. рис. 123). Свита офисина, являющаяся главным нефтегазоносным комплексом в первых трех районах, сложена на 70% глинами с прослоями алевролитов и известняков и на 30% песчаниками. Общая ее мощность с востока на запад возрастает от 180 (Тембладор) до 450—1800 м (Большая Офисина) и до 3000 м (Большой Анако). Свита содержит до 100 нефтеносных песчаных пластов и шнурковых образований мощностью от 0,6 до 55 м. Месторождения прирбросового и антиклинального типа с залежами сводовыми, тектонически



Рис. 124. Геологический разрез через район Большая Офисина. По Г. А. Янгу и др., 1956.

экранированными и литологическими, в том числе и линзовидными. Зоны нефтенакопления в отложениях олигоцена и мела связаны со сбросами на моноклинально падающем склоне и с зонами приразломных поднятий, осложняющих структурные выступы Большой Анако и район Гуарику.

Большая часть нефтяных месторождений районов Большая Офисина и Тембладор, в которых нефтеносна свита офисина, связана со сбросовыми нарушениями и расположена в пределах структурного уступа или смежной с ним по восстанию слоев части платформенного склона.

Основной нефтегазоносный район провинции — Большая Офисина протягивается на 120 км при ширине 60 км. Он занимает центральную часть платформенного склона, где региональная моноклираль падает на север под углом $2-4^\circ$ и разбита основной системой широтных сбросов и дополнительными системами более мелких сбросов северо-западного и северо-восточного простирания (рис. 125). Здесь расположены самые крупные в Оринококской провинции месторождения, обычно приуроченные к структурным носам, сопровождающим сбросовые нарушения. Продуктивны песчаники и пески мела и в основном свиты офисина, которая здесь отличается высокой песчаностью и заклю-

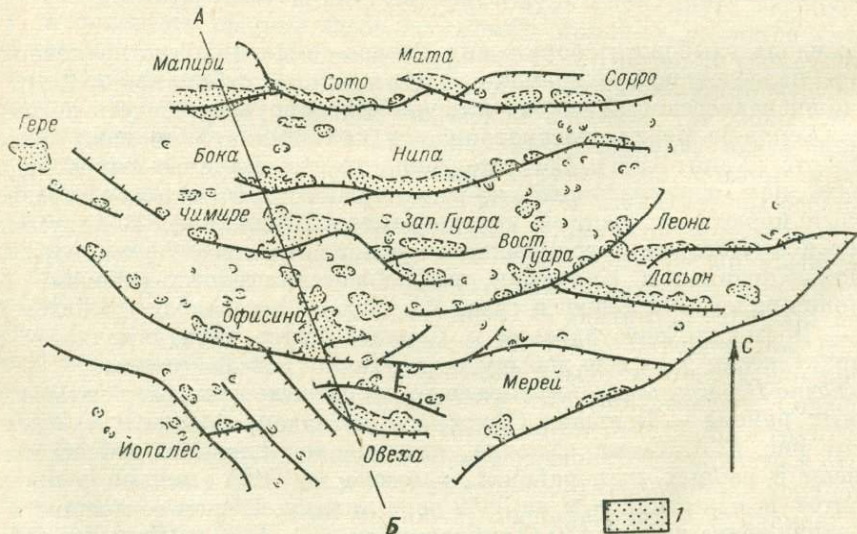


Рис. 125. Месторождения нефти района Большая Офисина. По Г. А. Янгу и др.

1 — нефтеносные площади.

чают самые богатые горизонты. Залежи чаще всего тектонически экранированы сбросами, падающими к северу, и находятся на их опущенных крыльях; встречаются и литологические залежи. Характерным является месторождение Офисина, где в свите офисина на глубине от 1200 до 3800 м заключено до 100 продуктивных песчаников мощностью от 0,6 до 54 м. Пористость их 20—30%, проницаемость от 300 до 1000 миллидарси. Почти все залежи имеют газовые шапки; некоторые залежи чисто газовые. Запасы нефти месторождения около 85 млн. т. Годовая добыча 2 млн. т (1968 г.).

Восточнее в районе Тембладор месторождения нефти в свите офисина такого же типа, как в районе Большая Офисина, но значительно меньше. Здесь имеются, кроме того, крупные скопления тяжелой смолистой нефти плотностью $1,0 \text{ г/см}^3$ в меловых песчаниках тембладор.

В нефтегазоносном районе Большой Анако цепочка месторождений Санта-Роса, Сан-Хоакин и других, протягивающаяся на расстояние 75 км в северо-восточном направлении, связана с зоной брахиантиклиналей, вытянутых вдоль разлома, сопровождающего структурный выступ. Структуры асимметричные, с более крутыми юго-восточными крыльями и сводовыми залежами в свите офисина, которая здесь менее песчанистая, чем в районе Большая Офисина, и содержит до 70 продуктивных пластов мощностью от 1,5 до 45 м. Глубина залегания нефти от 1160 до 3350 м.

В районе Гуарико в западной части провинции находятся месторождения Лас-Мерседес, Тукушта, Белья-Виста и др. Нефтеносны песчаники олигоцена и местами мела. Месторождения такого же типа, как в районе Большая Офисина.

В нефтегазоносной области Баринас-Апуре открыто около пяти небольших месторождений тяжелой нефти (Сан-Сильвестре, Синко и др.), связанных с приобросовыми структурами такого же типа, как в районе Большой Офисины. Залежи тектонически экранированные заключены в меловых слоях, разбитых двумя системами пересекающихся сбросов. Годовая добыча всех месторождений очень незначительная (около 12 тыс. т в 1967 г.), хотя начальные дебиты скважин достигали нескольких сотен тонн в сутки. Интересно, что проведенное в большом объеме поисковое бурение в других районах впадины Баринас-Апуре не дало результатов, хотя разрез мела и структурные условия были одинаковы. Поэтому предполагают, что источником нефти здесь являются мощные сланцы эоцена, имеющие местное распространение только на ограниченных участках.

Восточно-Венесуэльская область была открыта в начале 30-х годов и занимает второе место в Венесуэле по годовой добыче. Суммарная добыча ее за первые 20 лет (по 1953 г.) превысила 145 млн. т, из которых около 100 млн. т дал район Большая Офисина. Нефть в области Баринас-Апуре была открыта в период 1948—1961 гг.

§ 56. Верхнеамазонская провинция

Провинция находится в верховьях р. Амазонки и ее притоков, в восточной части Перу (Монтанья или «лесная зона») и охватывает соседние территории Северо-Восточного Эквадора (область Ориенте) и Юго-Западной Колумбии (рис. 126). Она приурочена к зоне сочленения перикратонного прогиба с Андами и отделена от Оринокской провинции поперечным поднятием Сьерра-Макарена. Здесь выделяются две нефтегазоносные области: северная — Ориенте в бассейне р. Путумай и южная — Укаяльская в бассейне р. Укаяли.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Перикратонный прогиб сложен отложениями нижнего и верхнего палеозоя, на которых резко несо-

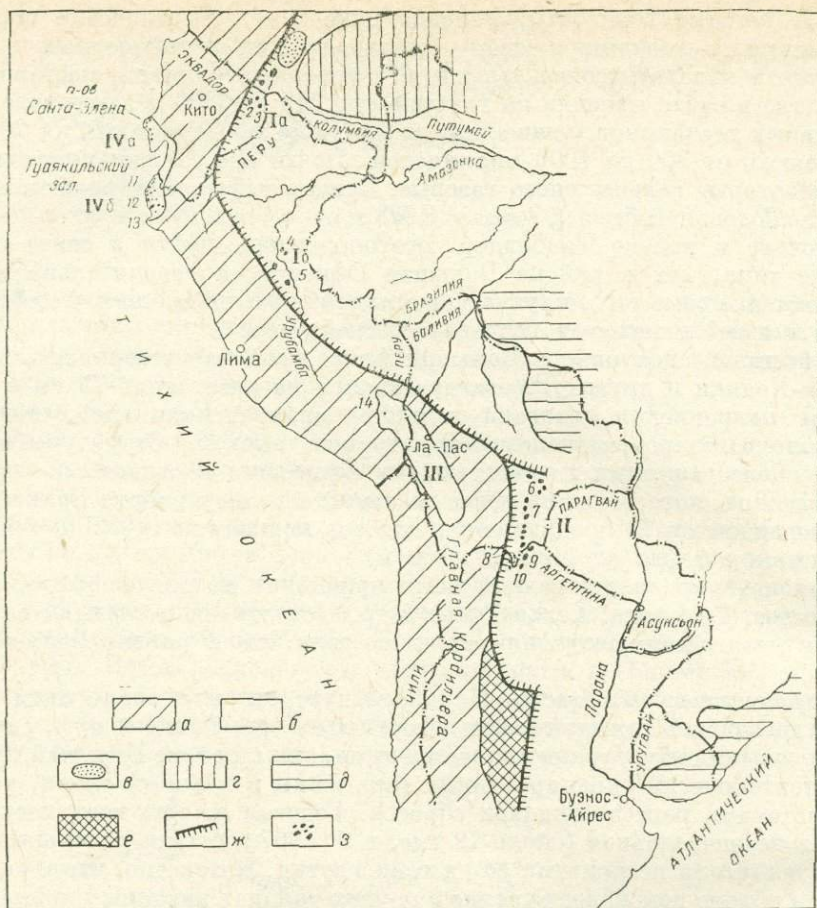


Рис. 126. Распространение нефтегазоносных провинций, областей и районов в Перу, Эква-

а — система Анд; б — платформа и перикратонный прогиб; в — поперечное поднятие Сьерра-де-Макарена; г — Гвианский щит; д — Бразильский щит; е — массив Сьерра-Пампа; ж — разломы и краевые швы; з — месторождения нефти и газа.

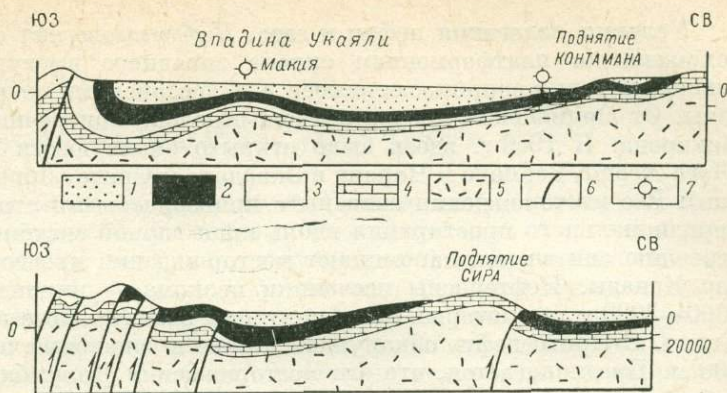
Пр о в и н ц и и: Верхнеамазонская, области: Ia — Ориенте, Ib — Укаяльская; II — Боливийско-Аргентинская; III — Титикаканская; При тихоокеанская, области: IVa — п-ова Санта Элена, IVб — Прибрежно-Перуанская.

Нефтегазоносные районы и основные месторождения нефти и газа: 1 — Орито, 2 — Бермехо, 3 — Лаго-Агрия, 4 — Макийя, 5 — Гансо-Азуль; район Санта-Крус: 6 — Каранда; район Южно-Боливийский: 7 — Камири, 8 — Бермехо; район Салта: 9 — Кампо-Дуран; 10 — Тартагал; 11 — район Сорритос; 12 — район Пунта Лобитос; 13 — район Ла-Бреа-Паринас; 14 — Пириин.

гласно залегают породы мезозоя. В наиболее погруженной части прогиба в области Ориенте мощность мезозойских морских отложений, представленных в основном юрой и мелом, местами достигает 4000—7000 м, а кайнозойской континентальной молассы предгорного прогиба — 3000—5000 м. Мощность мезокайнозоя сокращается в восточном направлении до 1000—2000 м и меловые отложения ложатся непосредственно на ордовикские. В Укаяльской области в мезозойских отложениях, кроме морских, развиты и озерно-речные осадки в верхней части юры и в нижней части мелового разреза. В отложениях триаса

Рис. 127. Схематические геологические разрезы зоны предандийских нарушений во впадине Укаяли. По К. К. Эйму и Л. Дж. Эрреро, 1963.

1 — кайнозой; 2 — мел; 3 — юра; 4 — палеозой; 5 — докембрийские граниты; 6 — разломы; 7 — скважины.



и юры (?) имеются эвапориты и эффузивные образования. Мощность континентальной преимущественно палеогеновой молассы у подножья Анд достигает 2500 м.

Основным нефтегазоносным комплексом провинции являются меловые отложения. Нефть высокого качества, плотностью 0,805—0,837 г/см³.

Тектоника. В пределах провинции перикратонный прогиб, на который наложен кайнозойский предгорный прогиб, сочленяется по системе крупных разломов взбросового типа с высоко поднятыми сооружениями Центральной Кордильеры, сложенной докембрийскими и палеозойскими породами (рис. 127). Краевая часть перикратонного прогиба разбита субмеридиональными разломами и сильно деформирована. Характер сочленения андийских сооружений и перикратонного прогиба здесь весьма сходен со структурой Скалистых гор и гомоклинали Альберты в Западной Канаде. В области Ориенте в Предандийской зоне вдоль расколов происходило резкое смятие слоев, образование взбросов и приразломных складок, местами чешуйчатого строения, опрокинутых и надвинутых к востоку (рис. 128). Эти структуры выколаживаются к востоку и почти не отражены в строении кайнозойских слоев, заполняющих предгорный прогиб. В Укаяльской области система краевых разломов Анд расширяется. В пределах их главного пояса мезозойские породы местами образуют чешуи, вдоль которых по разрывам появляются соляные купола и интрузии. Перикратонный прогиб здесь осложнен крупными сводовыми поднятиями и впадинами. Эти структуры сопровождаются антиклинальными зонами, разбитыми взбросами. В восточном направлении дислокации затухают.

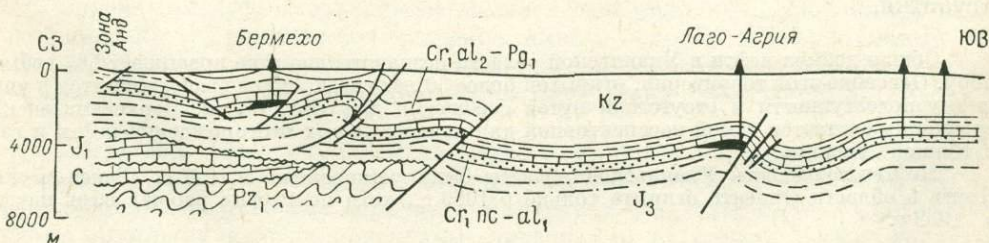


Рис. 128. Геологический разрез нефтегазоносной области Ориенте Верхне-Амазонской провинции. По Буйо, 1971.

Условия залегания нефти и газа. *Нефтегазоносная область Ориенте* расположена на платформенном склоне западного выступа Гвианского щита, непосредственно соприкасающегося с палеозойскими сооружениями андийской зоны. От Оринокской провинции она отделена поперечным поднятием Сьерра-Макарена. К 1969 г. здесь было открыто около шести месторождений нефти (Лаго-Агрия, Бермехо и Чарапа в Эквадоре и Орито, Лоро и Кальдеро в Колумбии). Все месторождения связаны с привзбросовыми структурами в зоне субмеридионального простираения вдоль края горной системы. По тектоническому строению они весьма напоминают месторождения предгорной зоны Скалистых гор Канады. Нефтеносны песчаники неокома — нижнего альба на глубине 2000—3000 м, из которых были получены значительные притоки нефти в Лаго-Агрия. В Орито нефть обнаружена также в эоценовых песчаниках на глубине 900 м. Предполагается, что эти месторождения Колумбии могут дать годовую добычу нефти в несколько миллионов тонн. Потенциальная добыча эквадорских месторождений этой области оценивается в 1000 т/сут. В пределах *Укаяльской нефтегазоносной области* в ближайших к Андам складках имеются только нефтеносные. Месторождения нефти и газа тяготеют к Укаяльской впадине, ограниченной предгорьями Анд, и находятся в основном на ее восточном борту. Здесь распространены крупные пологие асимметричные брахиантиклинали и купола, иногда осложненные разрывами, группирующиеся в зоны меридионального простираения. С ними связаны месторождения нефти и газа (около 10) Укаяльской нефтегазоносной области.

Месторождение Гансо-Асуль (Агва-Кальенте) — самое крупное, приурочено к небольшому куполу, сложенному меловыми и кайнозойскими отложениями с соленосными породами триасового (?) возраста в ядре. В пределах структуры на глубине всего 1600 м вскрыт выступ кристаллического фундамента. Продуктивны песчаники свиты агуа-кальенте (неоком — турон) с очень хорошими коллекторскими свойствами, залегающие на глубине около 300 м. Общая добыча месторождения за все время эксплуатации составила около 1,2 млн. т нефти.

К северу от Гансо-Асуль в 1957 г. открыто месторождение Макия (рис. 127). Оно приурочено к одному из поднятий цепочки небольших брахиантиклинальных структур северо-западного простираения, осложняющих поднятое крыло региональной флексуры на восточном моноклиномальном склоне Укаяльской впадины. Брахиантиклиналь Макия асимметричного строения, с широким сводом и более крутым юго-западным крылом. Нефтеносны сахаровидные песчаники верхнего мела на глубинах 530—650 м. Всего с момента открытия месторождения получено около 500 тыс. т нефти. Такого же типа недавно открытые в этом районе месторождения — газовое Пакая и крупное газоконденсатное Агуайтия.

Общая добыча нефти в Укаяльской области незначительна и не превышает 5% добычи Перу. Освоение этой территории, открытой более 30 лет назад, сильно задерживается в виду ее труднодоступности и отсутствия путей сообщения для сбыта нефти. Верхнеамазонская провинция считается самой перспективной для поисков новых месторождений нефти и газа в Южной Америке.

Нефтегазоносность Укаяльской области была установлена в 1937 г. (Гансо-Асуль). Нефть в области Ориенте открыта только в 1969 г., хотя поисковые работы здесь начаты в 1938 г.

§ 57. Боливийско-Аргентинская провинция

Провинция расположена в южной части Центральной Боливии и в смежных районах Северо-Западной Аргентины. Она приурочена к предандийской сильно смятой и разбитой зоне, слагающей предгорья андийской системы в месте ее коленообразного изгиба. Эта зона протягивается меридиональной полосой шириной около 100 км на расстояние более 600 км и является краевой частью перикратонного прогиба. С запада она ограничена нагорьем Пуна — эпипалеозойской орогенической областью Центральных Анд, а на востоке постепенно сливается с платформой (равнина Чако). Южной границей провинции является высоко поднятый кристаллический массив Сьерра-Пампа. Северная граница фиксируется крупным субширотным сбросом амплитудой 1,5—3 км с опущенным южным крылом, отмеченным геофизической разведкой в районе Санта-Крус (Боливия) (см. рис. 126), который является продолжением трансандийского поперечного разлома.

Провинция отличается весьма своеобразным строением и геотектоническое положение ее во многом еще недостаточно выяснено.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Фундамент платформы на равнине Чако, по-видимому, байкальский и представлен метаморфическими и кристаллическими породами досилурийского возраста, включающими ордовик и кембрий, на которых несогласно залегают силурийские слои платформенного чехла. Предандийская зона сложена породами палеозоя и мезо-кайнозоя в платформенных фациях значительной мощности (5000—8000 м), возрастающей в южном направлении. Здесь выше силура широко развиты очень слабо метаморфизованные осадки нижнего и среднего девона (1800—2700 м), представленные внизу темными аргиллитами, а в верхней части преимущественно алевролитами, и песчаниками. Выше девона осадки преимущественно континентальные. Флювио-гляциальные и ледниковые отложения пермо-карбона (гондванская система) мощностью 1000—2000 м представлены пестроцветными песчаниками с прослоями глин и конгломератов. На юге провинции (район Салта) появляется пестроцветная толща триаса мощностью 1800 м. Несогласно залегающая красноцветная толща мела мощностью 350—700 м развита местами и представлена песчаниками с прослоями известняков и конгломератов. Выше резко несогласно лежат неогеновые молассы. Мощность их в Боливии 1000—2700 м.

Основными нефтегазоносными комплексами являются девонский и пермо-карбонный. Второстепенное значение имеют меловой и палеогеновый комплексы. Нефтематеринскими считаются девонские отложения. Девонские нефти легкие ($0,73—0,82$ г/см³), пермо-карбонные — более тяжелые ($0,82—0,90$ г/см³ и более).

Тектоника. Предандийская палеозойская зона в Боливии отделена системой разломов от эпиплатформенной орогенической области Центральных Анд, сложенной палеозойскими породами. Ее строение характеризуется многочисленными крупными взбросо-надвигами, падающими на запад. Между надвигами слои образуют тектонические чешуи, смятые в сильно сжатые асимметричные складки, иногда опрокинутые. С глубиной строение складок упрощается. В поясе высоких предгорий складки сложены на поверхности палеозоем и выделя-

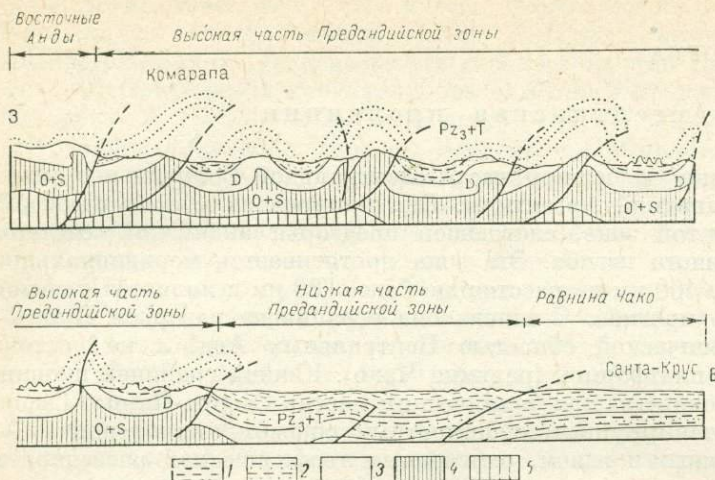


Рис. 129. Геологический профиль Предандийской зоны Боливии. По Гессу, 1964.

1 — кайнозой (группа Чако); 2 — верхний палеозой — триас; 3 — девон; 4 — силур — ордовик; 5 — доордовиковские образования.

ются в рельефе узкими грядами. Восточнее в поясе низких предгорий складки выполаживаются и погребены под кайнозойскими осадками (рис. 129). Меридиональное простирание складок резко отклоняется к северо-западу, начиная от района Санта-Крус, и огибает выступ эпищитной орогенетической области. Самые восточные погребенные складки в пределах провинции вместе с платформенным склоном входят в состав крупной кайнозойской впадины Чако. Метаморфические породы фундамента и палеозойские отложения этой впадины по данным геофизической разведки и бурения разбиты на крупные блоки, имеющие общий наклон на запад и разделенные разломами северо-восточного (Падула, Минграмм, 1963) простирания. Основные разломы отходят от восточного края массива Сьерра-Пампа. Как видно, несмотря на различие возраста слагающих перикратонные прогибы отложений, Боливио-Аргентинская провинция в тектоническом отношении имеет много общего с Верхнеамазонской.

По некоторым представлениям Боливио-Аргентинская провинция приурочена к геосинклинальному склону Предандийского передового прогиба, и имеющиеся в ее пределах месторождения связаны с передовыми складками. Однако этому противоречит общность разреза предандийской палеозойской зоны и прилегающего склона платформы при отсутствии здесь характерных для передовых прогибов отложений повышенной мощности. По-видимому, правильнее рассматривать данную территорию как погруженный выступ перикратонного прогиба, зажатый между высоко поднятыми блоками эпищитной орогенетической области Центральных Анд и массива Сьерра-Пампы. Этим можно объяснить и наблюдающееся значительное возрастание мощности осадочного чехла в южной части провинции. Область перикратонного погружения здесь могла испытывать сильные деформации в связи с поднятиями и, возможно, смещениями к востоку орогенетической области Центральных Анд в кайнозойское время. В результате возникли смятия и разрывы осадочного чехла, особенно интенсивные в западной краевой части перикратонного прогиба. Обращает на себя внимание поразительное сходство геологического строения и условий нефтегазоносности этой части предандийской зоны с зоной предгорий Северных Скалистых гор в Западной Канаде. Даже возраст основных нефтегазоносных комплексов очень близок.

Условия залегания нефти и газа. В провинции известны многочисленные естественные нефтегазопроявления. Все месторождения нефти и газа связаны с приразломными поднятиями, которые группируются в две зоны — западную и восточную. К западной зоне меридионального простирания протяжением более 400 м приурочены два нефтегазоносных района, открытые еще в 20-х годах: Южно-Боливийский и Салта (Аргентина). Коллекторами являются песчаники, иногда алевролиты и конгломераты девона и пермо-карбона и в меньшей степени песчаники мела и палеогена. В среднем девоне насчитывается до 17 пластов продуктивных песчаников мощностью до 30 м. Продуктивные песчаники пермо-карбона часто имеют линзовидный характер. Залежи сводовые, иногда частично экранированные продольными разрывами, а также литологические.

В Южно-Боливийском нефтегазоносном районе в настоящее время разрабатывается 8 месторождений, из них одно газовое и два газоконденсатных. Все месторождения мелкие, самыми крупными являются Камири и Бермехо. В северной части района нефтеносен девонский комплекс, содержащий коллекторы (Камири, Гуаируй и др.). В южной части района, где девон преимущественно глинистый, нефть добывается из вышележащих пермо-карбонных слоев (Бермехо, Санандита и др.).

В расположенном южнее нефтегазоносном районе Салта известно более 12 месторождений (Мадрехонес, Кампо-Дуран, Тартагал и др.), часть которых уже выработана. Диапазон нефтеносности здесь шире: кроме девона и пермо-карбона продуктивные песчаники встречены в мелу и эоцене. Наиболее богатыми являются газоконденсатные залежи в девоне (глубина 3500—4000 м). В месторождениях Кампо-Дуран и Мадрехонес начальные дебиты скважин достигали 300 т/сут.

Восточная зона месторождений протягивается в Центральной Боливии в сложенных кайнозоем предгорьях и на равнине Чако. Здесь выделяется нефтегазоносный район Санта-Крус, где открыто около семи нефтяных и газоконденсатных месторождений. Все они связаны с погребенными структурными поднятиями, сложенными палеозоем и мезо-кайнозоем. Складки расположены в виде дуги, имеющей на севере субширотное простирание, параллельное разлому, ограничивающему с севера провинцию, и сменяющееся далее к югу на субмеридиональное простирание. Размеры складок здесь крупнее (длина до 40 км), чем в западной зоне, высота их от сотен до 1000 м, строение асимметричное и нарушено сбросами. Нефть и газ заключены в девонских, пермо-карбонных, меловых и палеогеновых отложениях на глубинах до 5000 м (месторождения Каранда, Колпа, Рио-Гранде, Санта-Крус, Эльдорадо и др.). Месторождения Каранда и Рио-Гранде самые крупные и дают в настоящее время основную добычу Боливии.

В Боливийско-Аргентинской провинции первые месторождения были открыты в 20-х годах в Южно-Боливийском районе и в районе Салта. Нефтегазоносность района Санта-Крус установлена только в 1960 г. Добыча нефти в Боливии началась в 1930 г., но до 1967 г. количество добытой нефти не превышало 500 тыс. т в год. Оно возросло в 3 раза за последние годы в связи с постройкой трансандийского трубопровода.

§ 58. Патагонская провинция

К Патагонской провинции относится южная оконечность континента между Андами, массивом Сьерра-Пампа и побережьем Атлантического океана, расположенная в основном на территории Аргентины и только в самой южной

части — Чили. Это плоскогорье, постепенно повышающееся от 800 м на востоке до 2000 м на западе, большая часть которого занята пампасами. Провинция связана с раздробленным перикратонным прогибом эпибайкальской платформы, а в своей южной части охватывает и платформенное крыло Магелланова передового прогиба. В ее пределах с севера на юг выделяются впадины Мендоса, Неукен, Рио-Негро, Чубут и Магелланова, представляющие самостоятельные нефтегазоносные субпровинции (рис. 130).

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. На байкальском складчатом фундаменте, сложенном дислоцированными и метаморфизованными породами протерозоя и низов палеозоя, залегает слабо дислоцированная толща мезозойских и кайнозойских отложений, мощность которых в отдельных впадинах достигает 3000—6500 м, а в Магеллановой впадине значительно возрастает. Разрез начинается с эффузивно-осадочных континентальных пород триаса, представленных переслаиванием порфиритов и туфов с песчаниками, сланцами и конгломератами. Мощность триаса во впадине Мендоса достигает 1500 м. Трециноватые вулканические туфы и сланцы, а также песчаники триаса продуктивны во впадинах Мендоса и Неукен. Триасовая нефть парафинистая плотностью 0,830—0,870 г/см³.

Над триасом, а местами непосредственно на палеозое залегает толща песчано-глинистых мелководных отложений юрского и мелового возраста; мощность их во впадине Неукен превышает 2000 м, а во впадине Чубут — 3000 м. Меловые песчаники отличаются сильной фациальной изменчивостью.

Основными нефтегазоносными комплексами являются юрский и меловой. Нефти этих отложений по большей части тяжелые плотностью 0,880—0,920 г/см³. В Магеллановой области нефти преимущественно легкие, бессернистые.

Палеоген-неогеновая толща сложена переслаиванием глин, песчаников, конгломератов и туфов морского и континентального происхождения. Мощность ее во впадине Мендоса около 2000 м, а во впадине Чубут — свыше 1000 м. В последней области в палеоценовых слоях имеются продуктивные горизонты второстепенного значения. Во впадине Неукен и Рио-Негро палеоген-неогеновые отложения отсутствуют.

Тектоника. На большей части Патагонской провинции передовой прогиб отсутствует и платформа подходит вплотную к андийской складчатой зоне — на севере к Главной Кордильере, сложенной выступами пород докембрия и палеозоя, а южнее — к Патагонской Кордильере, сложенной преимущественно мезо-кайнозоем, разбитым меридиональными разломами на крупные блоки. Только на юге провинции выделяется Магелланов передовой прогиб, где отложились мощные морские осадки эоцен — олигоцена.

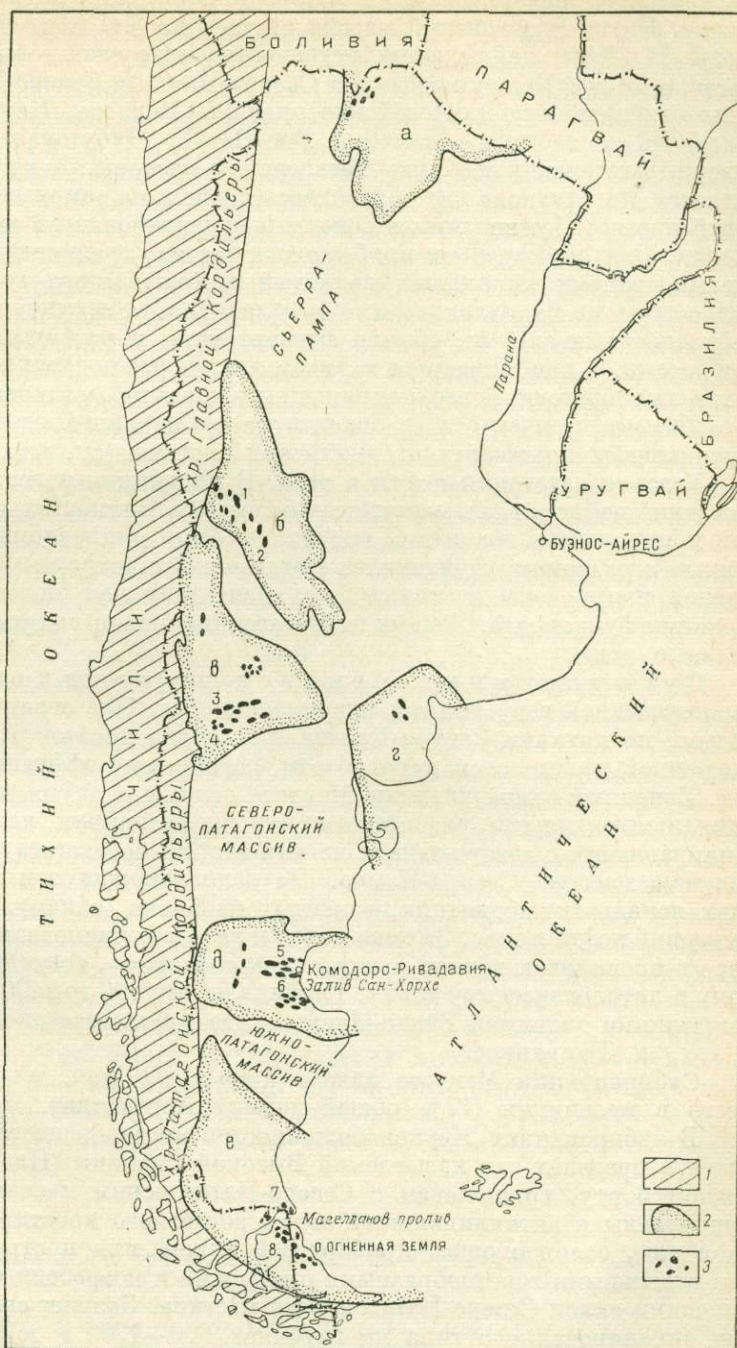
Основными структурными элементами Патагонской провинции являются крупные горстовые массивы фундамента, в которых на поверхность местами выходят кристаллические породы докембрия и слабо метаморфизованные отложения верхнего протерозоя и низов палеозоя. Массивы частично перекрыты мезо-кайнозойскими породами и разделены впадинами, местами грабенообразного строения. Такая сильная расчлененность фундамента характерна для активизированных платформ типа Западно-Европейской.

Северным обрамлением Патагонской провинции является обширный массив Сьерра-Пампа, образованный рядом поднятых на высоту до 6000 м блоков верхнепротерозойского фундамента, перекрытых в большей или меньшей степени чехлом палеозойских и вулканогенных осадочных триасовых пород. Южнее выделяются еще два древних докембрийских массива сходного строения — Северо-Патагонский и Южно-Патагонский (Десеадо), которые лишь частично

Рис. 130. Карта размещения нефтегазопроизводящих субпровинций Аргентины (материалы VII Мирового нефтяного конгресса, 1967).

1 — горные сооружения Анд; 2 — границы субпровинций; 3 — нефтегазопроизводящие площади. а — район Салта; Субпровинции: б — Мендоса; в — Неукен; г — Рио-Негро; д — Чубут; е — Магелланова.

Месторождения нефти и газа: 1 — Барранкос; 2 — Вакос-Муертас; 3 — Сьерра-Бандеро; 4 — Эль-Сауче; 5 — Эль-Тордильо; 6 — Треболь; 7 — Серро-Редондо; 8 — Манантеалес.



выходят на поверхность, а большей частью перекрыты осадочным чехлом и, по-видимому, продолжают в юго-восточном направлении в Атлантическом океане. Южно-Патагонский массив опущен на 800 м глубже Северо-Патагонского. В общем наблюдается ступенчатое погружение массивов фундамента с севера на юг. Между массивами Сьерра-Пампа и Северо-Патагонским заключены глубокие мезо-кайнозойские впадины Мендоса, Неукен и продолжение последней к востоку — впадина Рио-Негро. Чубутская впадина разделяет Северо-Патагонский и Южно-Патагонский массивы. К югу от последнего выделяется Магелланова впадина, охватывающая на самом юге Магелланов передевой прогиб. Все впадины в основном ориентированы в юго-восточном направлении. Они осложнены в прибортовых частях, граничащих с поднятыми массивами, зонами локальных поднятий приразломного типа, расположенных кулисообразно параллельно их обрамлению. Эти структуры, сложенные мезо-кайнозойскими слоями, обычно асимметричны и разбиты на блоки взбросами и сбросами. С приближением к Андам локальные поднятия мезо-кайнозойского чехла приобретают более напряженный характер, становятся более крутыми и разбитыми, причем оси их ориентированы параллельно тектоническому шву, отделяющему платформу от андийской системы (см. рис. 120).

Условия залегания нефти и газа. В провинции известно более 100 месторождений нефти и газа, из которых более 40 в Чили. Большинство месторождений приурочено к поднятиям надразломного и приразломного типа, тесно связанным с разломами фундамента Патагонской платформы. Некоторые месторождения приурочены к структурам, возникшим над блоками и погребенными кряжами фундамента. Зонами нефтегазоаккумуляции являются обычно антиклинальные зоны.

Субпровинция Мендоса приурочена к одноименной впадине, расположенной в пустынных равнинах пампас. Она ограничена с востока блоковыми поднятиями Сьерра-Пампы, а с запада хребтом Главной Кордильеры, сложенной протерозоем и палеозоем, перекрытым эффузивно-осадочным триасом. Западный склон впадины Мендоса осложнен двумя параллельными антиклинальными зонами, разбитыми крупными разломами, которые протягиваются в направлении с северо-запада на юго-восток, соответствующем южному ограничению массива Сьерра-Пампа. На осложняющих эти зоны мезо-кайнозойских локальных поднятиях, разбитых на блоки, обнаружено более 13 месторождений нефти и газа. Залежи нефти и газа в трещиноватых туфах и в меньшей мере в аргиллитах триаса, относятся к сводовому, тектонически экранированному и литологическому типам. Глубина их от 1800 до 2400 м. Основными месторождениями являются Вакас-Муертас, где добывается около 1,4 млн. м³ нефти в год, и Барранкос.

Субпровинция Мендоса дала в 1966 г. 4,6 млн. м³ нефти, заняв второе место в провинции (17% общей добычи Аргентины).

В субпровинции Неукен большинство месторождений нефти и газа находится в пределах так называемой Высокой Равнины (Пласа Хуинкуль), на ее южном борту, граничащем с Северо-Патагонским массивом. Месторождения приурочены к антиклинальным зонам широтного простирания, к продольным разломам, осложняющим прибортовой склон, или к структурам, возникшим над отдельными горстообразными выступами и погребенными кряжами, осложняющими склон Северо-Патагонского массива. Залежи сводового и тектонически экранированного типа на глубинах 600—1200 м и более, сосредоточены преимущественно в отложениях верхней юры — нижнего мела, а также в трещиноватых зонах порфиритовой свиты триаса. Здесь разведано 20 месторожде-

ний нефти и газа. Среди них самыми значительными являются Сьерра-Бандеро, Эль-Сауче и Агвас-Баугалес. Годовая добыча каждого из них около 150 тыс. м³. Область Неукен в 1966 г. дала 670 тыс. м³ нефти.

С у б п р о в и н ц и я Р и о - Н е г р о, расположенная на продолжении впадины Неукен, разрабатывается только с 1962 г., но уже в 1966 г. дала более 2 млн. м³ нефти. Крупным месторождением здесь является Эль-Медианито.

С у б п р о в и н ц и я Ч у б у т (Комодоро-Ривадавия) — самая старая в Аргентине. Она расположена в широтном прогибе, открывающемся в залив Сан-Хорхе и разделяющем Северо-Патагонский и Южно-Патагонский массивы. Здесь известно около 30 месторождений нефти и газа с залежами на глубине от 400 до 2500 м. Основные горизонты заключены в верхнем мелу, где имеется от 3 до 13 песчаных пластов, отличающихся фациальной изменчивостью. Остальные горизонты (песчаники, трещиноватые глинистые сланцы и туфы палеоцена и порфириновая серия юры) имеют второстепенное значение. Основные месторождения протягиваются в широтном направлении в двух нефтеносных районах — Северном (в районе г. Комодоро-Ривадавия) и Южном, оконтуривая северный и южный склоны впадины. Они группируются в зонах развития разломов и приурочены к разбитым небольшими сбросами поднятия над поднятыми блоками фундамента. Среди залежей преобладают тектонически экранированные и литологические. Крупнейшие месторождения Эль-Тордильо, Манантеалес и Эль-Требол находятся в Северном районе.

В западной части впадины, граничащей с краевыми разломами Кордильер, выделяется пояс интенсивно дислоцированных, часто опрокинутых и разбитых взбросами приразломных поднятий меридионального простирания. К не которым из них также приурочены небольшие месторождения. Годовая добыча субпровинции Чубут около 8 млн. т (1968 г.), запасы нефти составляют 140 млн. т.

М а г е л л а н о в а с у б п р о в и н ц и я занимает самую южную часть континента и северную часть о. Огненная Земля, от которого она отделяется Магеллановым проливом. Нефтегазоносны здесь отложения юры, мела, эоцена и миоцена. Наибольшая мощность осадочного чехла (более 8000—10 000 м) наблюдается на Огненной Земле на платформенном крыле передового прогиба. Здесь основным регионально нефтегазоносным горизонтом является песчаная пачка верхней юры мощностью от 10 до 30 м. Характерно наличие, кроме тектонически экранированных, также стратиграфических и литологических залежей.

На территории Аргентины, к которой относятся $\frac{2}{3}$ Магеллановой впадины, имеется около 10 месторождений нефти и газа; среди них на материке выделяется крупное месторождение Серро-Редондо. На территории Чили, главным образом на Огненной Земле, открыто около 40 месторождений; самое крупное Манантеалес. В настоящее время Магелланова субпровинция является самой активной частью Патагонской провинции. На аргентинской территории здесь в 1966 г. было добыто более 5,7 млн. м³ нефти, из которых около 0,5 млн. м³ на Огненной Земле. В пределах Чили годовая добыча нефти составляет 1,5—1,7 млн. м³.

Добыча нефти в Патагонской провинции началась на месторождении Комодоро-Ривадавия в области Чубут в 1907 г. В 20-х годах вступили в разработку месторождения впадины Неукен и Мендоса, а в конце 40-х и начале 50-х годов — Магеллановой впадины. Месторождения впадины Рио-Негро открыты только начиная с 1962 г. Долгое время субпровинция Чубут являлась ведущей и дала 46% суммарной добычи Аргентины. В настоящее время основное значение имеют субпровинции Магелланова и Мендоса, дающие вместе около половины годовой добычи провинции.

§ 59. Венесуэльско-Тринидадская провинция

Провинция включает геосинклинальный склон неогенового передового прогиба в пределах впадины Матурин на территории Восточной Венесуэлы и южной части о. Тринидад. Она протягивается суживающимся к западу клином на расстояние около 400 км от меридиана Барселоны до Тринидада. В своей материковой части провинции с севера ограничена складчатым хребтом Серрания-дель-Интеритор (см. рис. 123), а на юге отделена структурным уступом от Оринокской провинции.

Стратиграфия и распределение нефтегазовосности. Складчатый фундамент этой части передового прогиба покрывается очень мощной (10—12 км) осадочной толщей мела и кайнозой, для которой характерен значительно более полный разрез, чем в соседней Оринокской провинции. Мощность нижнемеловых отложений здесь около 3000 м, а верхнего мела 1000 м. В разрезе появляются терригенные мелководные осадки палеоцен-эоцена (более 1500 м). В материковой части провинции отложения олигоцена имеют более грубозернистый характер и большую мощность (свыше 200 м), чем в Оринокской провинции; к востоку они замещаются более глубоководными морскими осадками. Особенно характерно очень большое развитие отложений неогена, мощность которого сильно возрастает по сравнению с Оринокской провинцией, достигая 6000 м в центральной части впадины Матурин. Миоцен представлен мелководными морскими отложениями, аргиллитами, песчаниками и конгломератами мощностью до 3000 м, а миоплиоцен — пресноводными и солоноватоводными осадками.

Основным нефтегазоносным комплексом в материковой части провинции является миоценовая свита ла пика (до 2400 м), образование которой частично связано с деятельностью мутных потоков в мелководных морских бассейнах. На Тринидаде свита ла пика замещается дельтовыми отложениями (до 4000 м), которые являются здесь главным нефтегазоносным комплексом и содержат многочисленные линзовидные и шнурковые песчаники, а также подводнооползневые включения.

Подчиненное значение в смысле нефтегазоносности имеют песчаники плиоцена, олигоцена и местами (Тринидад) верхнего мела.

Нефти миоценовых отложений разнообразны по составу. Плотность их колеблется от 0,780 до 1,0 г/см³. В Тринидаде преобладают тяжелые разности.

Тектоника. Неогеновый передовой прогиб в восточной части Венесуэлы образовался в связи с поднятием Серрания-дель-Интеритор. Он фиксируется здесь крупной отрицательной гравитационной аномалией, ось которой проходит в субширотном направлении восточнее выступа Большой Анако и далее через залив Пария и южную часть о. Тринидад. Геосинклинальный склон передового прогиба в пределах материковой части провинции протягивается полосами шириной 30—60 км вдоль надвинутых на него складок горного фронта геосинклинали Серрания-дель-Интеритор и выклинивается с приближением к выступу платформы Эль-Бауль. Во впадине Матурин склон имеет значительный наклон к югу и разбит крутопадающими разломами, с которыми сочетаются антиклинальные поднятия, протягивающиеся на расстояние около

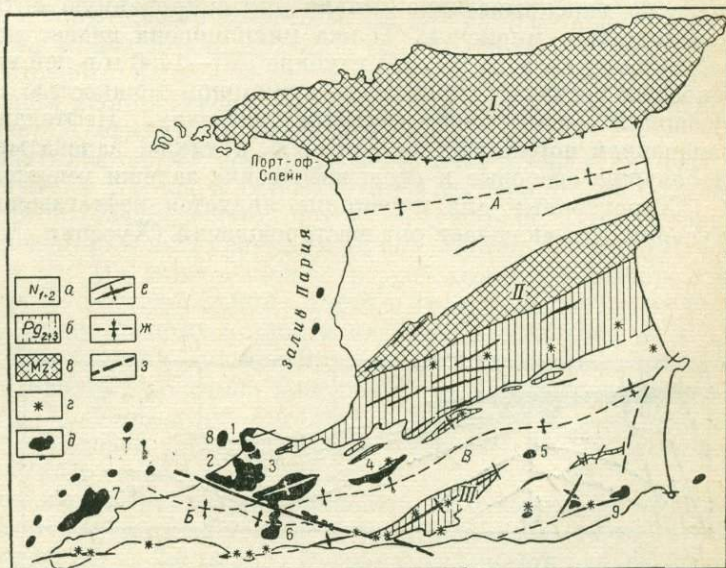
90 км в северо-восточном направлении по отношению к горному фронту. Примерно на середине склона складки погружаются, образуя затухающий пучок, прослеживающийся почти до осевой части впадины. Эти структуры имеют сложное строение. Обычно их сводовые или крыльевые части нарушены крупными продольными и менее значительными косыми разрывами. Некоторые поднятия имеют диашировый характер. Вследствие уменьшения мощностей неогена в направлении с юга на север — от оси прогиба к горному фронту — в этих отложениях вверх по региональному наклону появляются многочисленные зоны выклинивания.

Остров Тринидад по своему строению имеет много общего с материковой частью провинции. Северная часть острова сложена мезозойским метаморфическим комплексом поднятия Северного хребта, которое является непосредственным продолжением Береговых хребтов (рис. 151) и отдельно от поднятия Центрального хребта кайнозойским прогибом. Возможно, что поднятие Центрального хребта является аналогом геоантиклинали Серрания-дель-Интеритор. С юга к нему примыкает глубокая впадина Сипария-Эрин, выполненная миоценом и являющаяся звеном Северо-Предандийского неогенового прогиба. К ней приурочены почти все месторождения острова. Северный и южный склоны впадины осложнены кулисообразными брахиантиклинальными складками, среди которых выделяются крупные брахиантиклинали Пойнт-Фортез, Форест-Резерв и Баррактор. С юга впадина Сипария-Эрин ограничена поднятием Южного хребта, представляющим собой антиклинорий, возникший внутри передового прогиба. Это поднятие имеет сложное строение и в своей восточной части распадается на ряд антиклиналей, разбитых разломами на блоки. Среди них имеются диашировые структуры с грязевыми вулканами. Строение западной части передового прогиба осложнено крупным диагональным разломом Лос-Бахос типа сбросо-сдвига, по которому северное крыло сместилось в юго-восточном направлении.

Рис. 151. Обзорная тектоническая схема о. Тринидад. По Барру и др., 1958.

а — плиоцен и миоцен; б — эоцен-олигоцен; в — мезозой; г — грязевые вулканы; д — нефтяные месторождения; е — антиклинальные зоны; ж — синклинальные зоны; з — надвиги и сбросы. I — Северный хребет (мезозой, метаморфические породы); II — Центральный хребет (мезозойские и палеогеновые породы); III — Южный хребет (кайнозойские породы).

Месторождения: 1 — Ла-Бреа; 2 — Пойнт-Фортез; 3 — Форест-Резерв; 4 — Баррактор; 5 — Кэт-Хилл; 6 — Пало-Секо; 7 — Солдадо; 8 — Брайтон; 9 — Гауагуаре. Синклинали: А — Карони; Б — Эрин; В — Сипария.



Условия залегания нефти и газа. Месторождения нефти Венесуэльско-Тринидадской провинции приурочены к антиклинальным поднятиям, местами осложненным диапиризмом и грязевыми вулканами. Известны месторождения моноклинального строения в зонах литологического выклинивания коллекторов. Зоны нефтегазоаккумуляции приурочены в основном к региональным зонам выклинивания коллекторов и к антиклинальным зонам. Характерно большое количество выходов нефти, асфальта и грязевые вулканы.

В провинции выделяются две нефтегазоносные области: Матурин (район Кирикоре и Б. Хусепин) на территории Венесуэлы и Тринидадская.

Нефтегазоносная область Матурин приурочена к зоне продольных разломов и смятий, осложняющей геосинклинальный склон впадины Матурин. Характерно, что месторождения здесь связаны главным образом не со складками, а с зонами литологического выклинивания песчаников миоцена и миоплиоцена, залегающих на глубине от 300 до 1500 м вдоль древней береговой линии к югу от продольных разломов (Кирикоре, Хусепин, Мулата и др.).

В северной части зоны складок и разломов, где отложения свиты ла пика несогласно перекрываются миоплиоценом, в них появляются и стратиграфические залежи. В нижней части свиты ла пика миоцена здесь имеется не менее 25 пластов продуктивных песчаников общей мощностью несколько сотен метров, а в миоплиоцене — до 8 пластов. Реже скопления нефти связаны с нарушенными антиклиналями, в которых нефтеносны песчаники олигоцена, залегающие на глубинах 2000—2400 м.

Кирикоре — крупнейшее месторождение области с запасами 140 млн. т нефти, открытое в 1928 г. в зоне предгорий (рис. 132). Ежегодная добыча его составляет несколько миллионов тонн нефти. За первые 25 лет разработки с 1928 г. здесь было получено около 60 млн. т нефти. Месторождение приурочено к миоплиоценовой моноклинали, перекрывающей пологий слегка волнистый склон, сложенный мелом, палеогеном и миоплиоценом и граничащий по системе крутых разломов с поднятием Серрания-дель-Интериор. Продуктивны в основном песчаники и конгломераты миоплиоцена линзовидного залегания, несогласно перекрывающие сильно дислоцированную антиклиналь, сложенную олигоценом — миоценом. Толща миоплиоцена падает моноклинально на юго-восток под углом до 10°. На глубине 370—1450 м в ней выделяются восемь нефтеносных песчаных горизонтов суммарной мощностью около 70 м, характеризующиеся общим водонефтяным разделом. Нефтенакопление обусловлено изменением пористости коллекторов, а также запечатыванием их асфальтом. Небольшие сводовые и страграфические залежи имеются в олигоцене.

Характерным для провинции является нефтегазоносный район Большой Хусепин. Он включает ряд месторождений (Хусепин, Мулата, Санта-Барбара

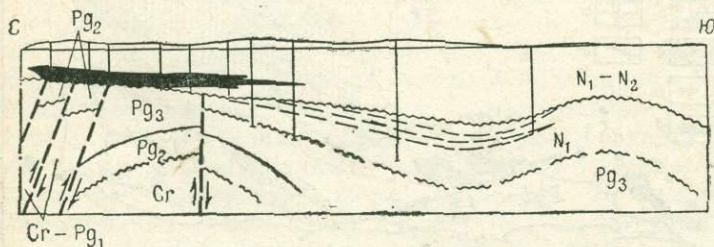


Рис. 132. Геологический разрез месторождения Кирикоре. По Янгу и др., 1958.

и др.), приуроченных к зоне регионального выклинивания к северу миоценовой свиты ла-пика, которая протягивается в направлении с северо-востока на юго-запад на расстояние 43 км при ширине до 7 км в пределах погружающегося к югу моноклиналиного склона. На месторождении Хусепин, открытом в 1938 г., моноклираль осложнена небольшой антиклиналью. Нефтеносны здесь в основном песчаники свиты ла-пика, заключающие не менее 25 продуктивных горизонтов, а также олигоценовые песчаники под несогласно залегающим верхним миоценом (рис. 133).

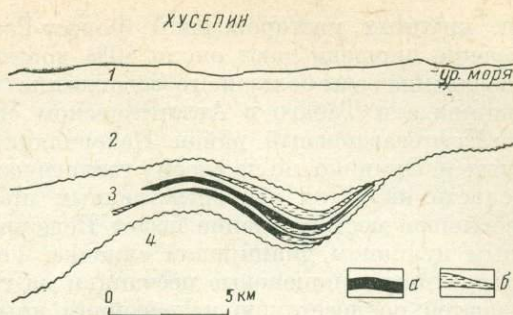


Рис. 133. Геологический разрез месторождения Хусепин. По Е. Менчеру, 1953.

1, 2 — плиоцен; 3 — миоцен (свита ла-пика); 4 — олигоцен.
а — нефть; б — вода.

В Тринидадской нефтегазоносной области месторождения связаны с развитыми брахиантиклиналями местами диаширового строения (Пенал, Барракпор и др.), в которых, кроме нарушенных сводовых и тектонически экранированных залежей, имеются литологические и стратиграфические залежи. Вдоль разлома Лос-Бахос на его обоих крыльях встречаются месторождения в складках приразломного типа с залежами во всем разрезе миоцена (Пойнт-Фортен, Пало-Секо и др.) (см. рис. 131). На бортах прогиба распространены месторождения моноклиналиного строения с литологическими залежами. На большей части разрабатываемых месторождений наблюдается сочетание антиклиналей, сбросов и литологических ловушек. Все месторождения многопластовые.

Распространение залежей нефти определяется в значительной мере распространением песчаных тел в отложениях миоцена, в которых нефть считается сингенетичной. Продуктивные песчаники миоцена обычно залегают в виде линз и весьма изменчивы по коллекторским свойствам. На северном склоне впадины Сипария-Эрин некоторые из них выклиниваются, другие протягиваются полосами восток-северо-восточного направления, к которым приурочены шнурковые залежи. В крупном месторождении Форест-Резерв зона выклинивания к северу песчаных пластов совпадает с поднятием.

На острове разрабатываются 45 месторождений, пять из них находятся в акватории залива Пария, в том числе самое крупное месторождение Солдадо и месторождение Брайтон. На северном склоне синклинали Сипария-Эрин месторождения, приуроченные к антиклиналям Пойнт-Фортен, Форест-Резерв, Барракпор, Ла-Бреа и др. На южном склоне разрабатываются месторождение Пало-Секо и несколько месторождений нефти и газа на погружении поднятия Южного хребта, среди которых крупным является Гуаягуаре.

В западной части синклинали Сипария-Эрин расположено месторождение Ла-Бреа, к которому приурочено самое большое в мире асфальтовое озеро площадью около 42 га. Толщина слоя асфальта порядка 50 м. Нефтеносны пески верхнего миоцена. Годовая добыча асфальта более 100 тыс. т. Считают, что общие запасы асфальта в озере 15—20 млн. т.

Почти все месторождения Тринидада небольшие, но основные из них разрабатываются уже около 40 лет. Годовая добыча наиболее крупных месторождений составляет от 0,5 до 2,3 млн. т. Общие запасы нефти одного из са-

мых крупных месторождений Форест-Резерв составляют около 40 млн. т. Морские площади дают около 40% добычи Тринидада (3,5 млн. т в 1967 г.). В последние годы большие геофизические работы ведутся на морских площадях Тринидада и Табаго в Атлантическом океане и в заливе Пария.

Нефтегазоносный район Педерналис, хотя и находится в Венесуэле, в дельте р. Ориноко, но по своему геологическому строению и условиям нефтегазоносности является непосредственным продолжением Тринидадской области. Небольшое месторождение нефти Педерналис приурочено к сложенной грязевым вулканом диапировой складке, которая протягивается на Тринидад. Продуктивны миоценовые песчаники на глубине около 2000 м, которые выкливаются по восставанию на северном крыле складки.

В пределах Венесуэльско-Тринидадской провинции добыча нефти началась в 1909 г. на Тринидаде, а в венесуэльской ее части — в 1928 г. Нефтегазоносная область Матурин примерно за 20 лет разработки (до 1954 г.) дала около 100 млн. т нефти, т. е. около 40% добычи Восточной Венесуэлы. Суммарная добыча нефти месторождений Тринидада (по 1969 г.) превышает 150 млн. т.

§ 60. Маракайбская провинция

Маракайбская провинция приурочена к одноименной межгорной впадине, которая находится на территории Венесуэлы и лишь небольшой своей юго-западной частью заходит в Колумбию (рис. 134). С запада она ограничена Восточной Кордильерой и поднятием хребта Сьерра-де-Периха, резко обрывающимся на севере широтным разломом Ока. Восточный склон поднятия также разбит крупным сбросом. С юго-востока впадина ограничена глыбовым поднятием Сьерра-де-Мерида. Оба поднятия разбиты многочисленными поперечными сбросами, которые делят их на отдельные тектонические блоки. Восточнее оз. Маракайбо впадина ограничена сложно построенными складчато-глыбовыми поднятиями Трухильо и Фалкон.

Впадина протягивается в северо-восточном направлении на расстояние 525 км при ширине 300 км. Центральная ее часть занята мелководным озером-

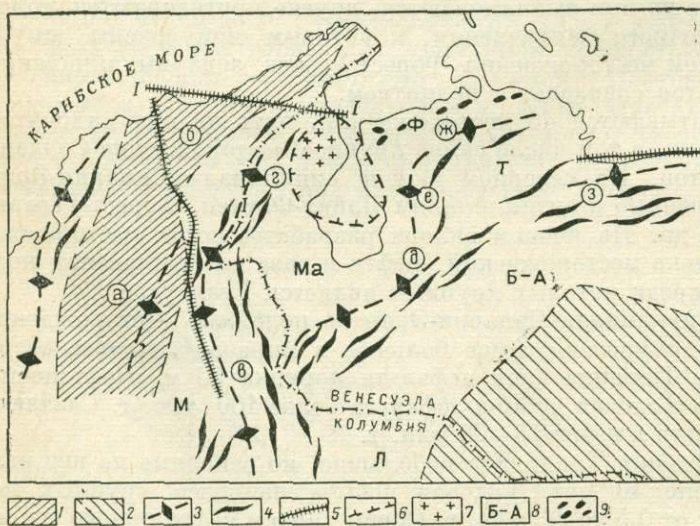


Рис. 134. Тектоническая схема Маракайбской впадины и сопредельных областей. Составила Н. Ю. Успенская по Дж. Б. Миллеру и др., 1958.

1 — Центральная Кордильера; а — поднятие Центральной Кордильеры, б — поднятие Санта-Марта; 2 — Гвианский щит; 3 — сводовые поднятия; е — Восточной Кордильеры, г — Сьерра-де-Периха, д — Сьерра-де-Мерида, е — Трухильо, ж — Фалкон, з — Береговой Кордильеры; 4 — подвижные зоны; 5 — основные разломы (1-1 разлом Ока); 6 — Маракайбская платформа; 7 — выступ фундамента Тотумо; 8 — впадины: Б-А — Бариньяс-Апуре, Л — Льянос, Ма — Маракайбская, Т — Токуйо, Ф — Фалкон, М — среднего течения р. Магдалена; 9 — месторождения нефти впадины Фалкон.

лагуной Маракайбо размером 160×110 км. Глубина озера до 300 м, но на большей части его менее 30 м.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Маракайбская впадина выполнена меловыми и кайнозойскими отложениями. Максимальная мощность осадков в юго-восточной прибортовой ее части достигает 10 000 м, из которых около 5000—7000 м приходится на олигоцен-миоцен. Фундамент впадины сложен гранитами, гнейсами и метаморфическими породами докембрийского возраста, на которых лишь местами сохранились отложения складчатого палеозоя и континентально-вулканические породы триаса-юры (?). Разрез морских осадков мелового возраста, залегающих резко несогласно, представлен внизу песчаниками (от 30 до 500 м), выше — известняками, частично битуминозными и оолитовыми, местами с прослоями глин (до 400—900 м), а начиная с сантона — глинистыми сланцами (до 700 м). Палеоцен сложен песчаниками и известняками (300 м), а мощная (до 4000 м) толща эоценовых отложений имеет песчано-глинистый состав. Залегающие выше осадки олигоцен-миоцена (от 2000 м и более) представлены чередованием глин, песчаников и песков солоноватоводного и пресноводного происхождения. Весь разрез характеризуется многочисленными несогласиями.

Основным нефтегазоносным комплексом является олигоцен-миоценовый (в основном миоценовый), который продуктивен повсеместно, отличаясь высоким нефтенасыщением песчаников, часто линзовидных, с очень изменчивыми коллекторскими свойствами. Палеоцен-эоценовый нефтегазоносный комплекс менее песчаный, чем вышележащий, но также продуктивен повсеместно и дает много нефти. Песчаники этого комплекса глинисты и окварцованы, что снижает их коллекторские свойства; однако, там, где в них развита трещиноватость, они дают хорошие дебиты (Мене-Гранде, Ляма). Известняки и в меньшей мере известковистые песчаники мелового комплекса (баррем-коньяк) нефтеносны в зонах тектонической трещиноватости, преимущественно на западном склоне впадины и в центральной части акватории озера. С этими же зонами связана нефтеносность подстилающих мел трещиноватых пород фундамента.

Для нефти, содержащейся в меловых известняках, материнскими считаются породы самих нефтеносных толщ. Самые богатые свиты образовались в начальную стадию трансгрессивного цикла среднего мела. Для большей части нефти, заключенной в кайнозойских слоях, материнскими считаются эоценовые отложения, которые характеризуются также трансгрессивным залеганием.

Нефти меловых отложений, как правило, легкие, плотностью от 0,755 до 0,875 г/см³. Нефти эоцен-палеоцена и особенно мио-олигоцена представлены обычно тяжелыми разновидями (0,88—1,00 г/см³). Содержание серы во всех нефтях повышенное (0,8—2%) и в тяжелых разновидях более 2%.

Тектоника. Маракайбская впадина вытянута с северо-востока на юго-запад. Северо-восточный борт ее пологий, а юго-восточный — крутой. Впадина образовалась в конце палеогена над докембрийским срединным массивом, заключенным внутри палеозойской складчатой зоны андийской системы, слагающей Центральную Кордильеру и поднятие Санта-Марта (см. рис. 134). Этот массив обусловил расхождение складок Восточных Кордильер в Северо-Западной Венесуэле. Западная ветвь их образовала поднятие Сьерра-де-Периха, а восточная — поднятие Сьерра-де-Мерида.

Наличие срединного массива обусловило образование над ним в меловое и эоценовое время осадков платформенного типа сокращенной мощности в се-

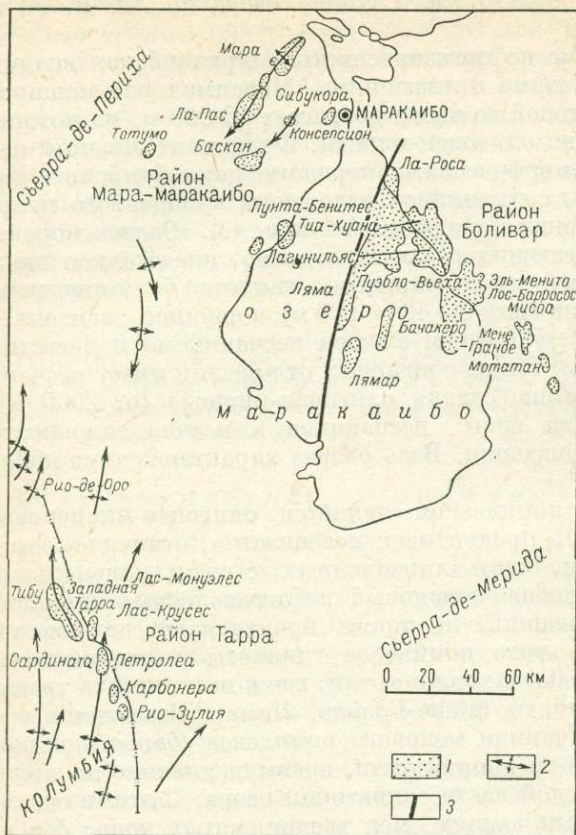


Рис. 135. Месторождения Маракаибской впадины. По Д. Б. Миллеру и др., 1958, с дополнениями.

1 — месторождения нефти; 2 — антиклинали; 3 — сброс.

простирацию структур обрамления. На большей части впадины оно меридиональное, но вблизи Сьерра-де-Мерида и вдоль Венесуэльского залива — северо-восточное. На восточном борту Маракаибской платформы (район Боливар) имеется структурный уступ, слабо выраженный в осадочной толще. Юго-западный борт уступа осложнен антиклинальными поднятиями почти меридионального простирания, разбитыми многочисленными разломами. Второй уступ наблюдается вдоль западного борта впадины.

Условия залегания нефти и газа. Маракаибская провинция выделяется по величине вертикального распространения нефти, насыщенности разреза залежами и плотности запасов нефти на единицу площади. Нефть содержится во всем разрезе, начиная от фундамента и кончая плейстоценом. В меловых отложениях выявлено не менее двух продуктивных зон; в палеоценовых — два горизонта, в эоценовых — 226 и в миоценовых — более 100.

Все месторождения нефтяные и связаны с разбитыми складками, с сильно нарушенными горст-антиклиналями с выступами фундамента в ядрах и с моноклиналями, осложненными литологическим выклиниванием и стратиграфическим срезанием слоев. Зонами нефтегазонакопления являются зоны выкли-

верной и центральной частях впадины, которые выделяются поэтому под названием «Маракаибской платформы». В пределах платформы осадочный чехол залегает с очень пологим падением к юго-востоку. Северная часть платформы осложнена сводом Тотумо — поднятием северо-западного простирания, вершина которого находится над гранитным выступом в ядре срединного массива. Меловые и эоценовые известняки над этим выступом срезаны эрозионной поверхностью и перекрыты послееоценовой толщей. Эоцен сокращенной мощности сохранился только на склонах свода. С севера свод Тотумо оборван зоной разломов Ока (см. рисунок 134). Маракаибская платформа погружается в юго-восточном направлении; здесь у подножия Сьерра-де-Мерида находится самая глубокая часть впадины. Центральная часть Маракаибской платформы в пределах акватории озера разбита крупным субмеридиональным сбросом (рис. 135).

Осадочный чехол впадины осложнен разрывами и блоковыми поднятиями, которые следуют

нивания коллекторов и присбросовые зоны. Примечательно, что местоположение основных скоплений нефти в меловых отложениях северо-западной части впадины (район Мара — Маракайбо) и в эоценовых слоях северо-восточной прибрежной зоны Маракайбского озера (район Боливар) совпадает с зонами резких градиентов мощностей вмещающих нефть осадочных толщ. Нарастание мощностей, сопровождавшееся изменением фаций, при этом имело место вдоль структурных уступов, отделявших в соответствующие эпохи Маракайбскую платформу от более глубоководного моря, где образовались глинистые осадки.

В пределах Маракайбской провинции выделяются четыре нефтегазоносных района (рис. 135): Боливар, Мара-Маракайбо, Тарра и Северо-Восточный.

Нефтегазоносный район Боливар — самый богатый в провинции. Он расположен вдоль восточного берега озера, захватывая прилегающую часть акватории, на приподнятой части структурного уступа Маракайбской платформы, где в эоцене находились зоны максимального развития песчанности. В районе имеются крупные поверхностные нефтепроявления и расположено крупнейшее в Южной Америке и одно из крупнейших в мире нефтяное месторождение-сверхгигант Боливар Прибрежный с извлекаемыми запасами 4,3 млрд. т нефти.

Площадь месторождения Боливар Прибрежный достигает в длину 85 км, ширина 20—80 км. Под водами Маракайбского озера находится $\frac{4}{5}$ его площади. Первоначально здесь выделяли ряд отдельных месторождений (Ла-Роса, Тиа-Хуана, Лагунильяс, Пуэбло-Вьеха, Бачакеро и др.). Позднее выяснилось, что площади этих месторождений сливаются и теперь их объединили в единое месторождение. Месторождение Боливар Прибрежный принадлежит к смешанному типу и обусловлено сочетанием структурных, стратиграфических и литологических условий в разных этажах кайнозойского разреза. Оно содержит более 200 залежей и дает в год около 85 млн. т нефти (1968 г.). Наиболее богата площадь Лагунильяс в центральной части месторождения.

В строении сводового чехла месторождения выделяются два структурных этапа (рис. 136). Структура по отложениям мио-олигоцена, отражающего эрозионную поверхность, срезающую эоценовую толщу, представлена моноклиной с углами падения 2—10° по направлению на юго-запад и юг. Моноклиналь местами разбита сбросами. К ней приурочены крупные литологические залежи с ловушками, которые образовались в результате выклинивания песчаных коллекторских слоев мио-олигоцена на восточном борту впадины или запечатывания их вверх по восстанию асфальтом. При нефтенакоплении, по-видимому, не малую роль играли и гидродинамические условия. На разных площадях месторождения пески и песчаники часто лизовидные, общее количество которых достигает нескольких сотен, группируются в 6—9 продуктивных зон. Дебиты отдельных скважин достигают 1000—1500 т/сут. Глубина залегания продуктивных горизонтов мио-олигоцена от 170 до 340 м. Они дают 80% общей добычи месторождения и содержат основную часть ее запасов.

Нижний структурный этаж сложен меловыми и палеоцен-эоценовыми слоями и имеет очень сложное строение. В нем выделяются два меридиональных антиклинальных поднятия, слабо отраженные в миоценовых слоях (Пуэбло-Вьеха); на северо-восточных их крыльях под поверхностью несогласия образуются структурно-стратиграфические залежи нефти в эоценовых слоях. Весь нижний комплекс пересечен двумя системами крутопадающих сбросов — северо-западного простирания и меридионального, которые разбивают всю нефтеносную зону на ряд блоков. К этим блокам приурочены структурно-стратиграфические залежи легкой нефти в эоцене под несогласно залегающей мио-олигоценовой толщей, а также тектонически экранированные залежи (см. рис. 136).

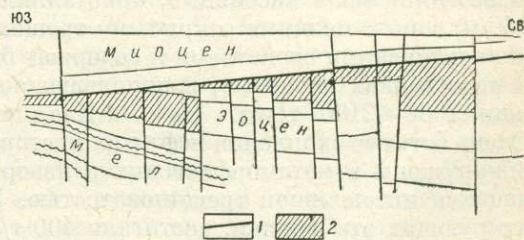


Рис. 136. Поперечный разрез зоны Боливар. По Г. Д. Борджеру и Э. Ф. Ленерту.

1 — нефтяной горизонт нижний лагунильяс (олигоцен — нижний миоцен); 2 — нефтеносная часть разреза эоцена (по Л. Г. Моралесу).

Пески и песчаники эоцена содержат до пяти продуктивных пластов. Нефть в них более легкая, чем в миоцене. Глубина залегания продуктивных горизонтов эоцена до 4150 м. Суммарная добыча нефти Боливера к 1969 г. составила 1 млрд. 800 млн. т.

В пределах центральной части Маракаибского озера непосредственно к западу от Боливера Прибрежного вдоль крупного разлома расположены два крупнейших месторождения — Ляма и Лямар. В них высокодебитные горизонты заключены в отложениях эоцена и в меловых известняках на глубинах до 4800 м. Месторождение-гигант Ляма представляет разбитую антиклиналь. Извлекаемые запасы нефти его составляют 285 млн. т, а годовая добыча около 20 млн. т (1968 г.). Кроме главных продуктивных горизонтов здесь нефтеносны песчаники палеоцена и миоцена. Месторождение Лямар тоже антиклинального строения, имеет извлекаемые запасы 180 млн. т. нефти и дает в год около 6 млн. т (1968 г.). Возможно, что центральную часть акватории в связи с открытиями месторождений Ляма и Лямар целесообразно выделить в самостоятельный нефтегазоносный район.

Бурение на эоцен и мел в акватории озера ведется с кессонов на расстоянии до нескольких десятков километров от берега.

К району Боливар относятся также крупное месторождение Мене-Гранде, открытое в 1914 г., и еще несколько небольших месторождений в южной прибрежной части района. Месторождение Мене-Гранде представляет изолированную антиклинальную разбитую складку, сложенную эоценом. Условия нефтегазоносности здесь такие же, как в Боливаре. Запасы составляют 85 млн. т. Годовая добыча 600 тыс. т.

На район Боливера приходится около половины добычи Венесуэлы (свыше 90 млн. т в 1967 г.), а за время разработки он дал 80% добычи страны.

Район Мара-Маракаибо, расположенный на северо-западном склоне впадины, занимает по добыче нефти второе место в провинции. Месторождения связаны с приразломными антиклинальными зонами, параллельными поднятию Сьерра-де-Периха и представляют сложенные мелом и эоценом узкие брахиантиклинальные поднятия, сильно нарушенные продольными и поперечными сбросами, обычно с горстовыми выступами фундамента в сводах. Самые богатые месторождения Ла-Пас (запасы 140 млн. т нефти) и Мара приурочены к наиболее интенсивно складчатому и разбитым структурам, ближайшим к Сьерра-де-Периха, там, где региональная крышка верхнемеловых глин имеет наибольшую мощность. Залежи нефти заключены в основном в сильно трещиноватых меловых известняках, первичная пористость которых менее 3%. Известняки мела массивные, кристаллические, плотные, содержат мощные (до 540 м) зоны с мелкими открытыми трещинами. Эти зоны обладают прекрасными коллекторскими свойствами и содержат богатые залежи легкой нефти. Залежи в известняках сводовые, водоплавающие. Начальные дебиты отдельных скважин 1800—2100 т/сут. На Ла-Пас нефтеносны также песчаники эоцена. Очень богатые скопления нефти на месторождениях Мара и Ла-Пас, кроме того, обнаружены в метаморфических и изверженных породах фундамента, отличающихся интенсивной трещиноватостью. Начальные дебиты скважин, эксплуатирующих эти залежи, достигали 400 т/сут. Эти два месторождения давали из пород фундамента свыше 10 тыс. т/сут легкой нефти.

На крупном месторождении антиклинального строения Боскан, расположенном в этом же районе, продуктивны эоценовые отложения, имеющие здесь повышенную мощность. Нефтенакопление контролируется также выклиниванием коллекторов. Запасы Боскана около 140 млн. т. Остальные месторожде-

ния района Мара-Маракайбо имеют малые размеры и в большинстве случаев небольшие, так как слагающие их меловые известняки отличаются низкой трещиноватостью. В районе Мара-Маракайбо в 1967 г. было получено 37 млн. т нефти, примерно 20% общей годовой добычи Венесуэлы.

Нефтегазоносный район Тарра (Юго-Западный) находится в пограничной зоне Венесуэлы и частично захватывает территорию Колумбии. Месторождения нефти здесь также связаны с разбитыми складками, осложняющими антиклинальные зоны субмеридионального простирания, тяготеющие к Восточным Кордильерам. Нефтегазоносность связана с трещиноватыми известняками и песчаникам и мелового возраста, а также с песчаниками палеоцен-эоцена. Залежи нефти небольшие. Район имеет второстепенное значение и обеспечивает не более 2% добычи провинции.

Северо-Восточный нефтегазоносный район находится на северо-востоке Маракайбской впадины, где выделяется впадина Фалкон, ограниченная с юга поднятием хребта Фалкон (см. рис. 134). Район имеет очень небольшое промышленное значение. Здесь известно несколько малодобитных месторождений, приуроченных к разбитым сбросами брахиантиклиналям с литологическими и стратиграфическими залежами (Эль-Мене, Кумаребо и др.) в отложениях олигоцен-миоцена. Несколько небольших месторождений имеется и во впадине Токуйю, расположенной к югу от поднятия Фалкон. Нефтеносны здесь олигоценовые слои.

В Маракайбской провинции промышленная добыча нефти началась с 1914 г. на площади Мене-Гранде, с 1922 г. на площади Лагуильяс, а позже и на других площадях Боливара. В 40-х годах в районе Мара-Маракайбо установлена нефтеносность меловых известняков, что имело принципиальное значение. В конце 50-х годов на подводных участках оз. Маракайбо были открыты высокодебитные месторождения Ляма и Лямар.

Венесуэла является одной из наиболее крупных нефтедобывающих стран мира. В 1970 г. здесь было получено 193 млн. т нефти, 70—75% этого количества дает Маракайбская провинция. Остальная нефть добывается в Восточной Венесуэле — в Оринокской и Венесуэльско-Тринидадской провинциях.

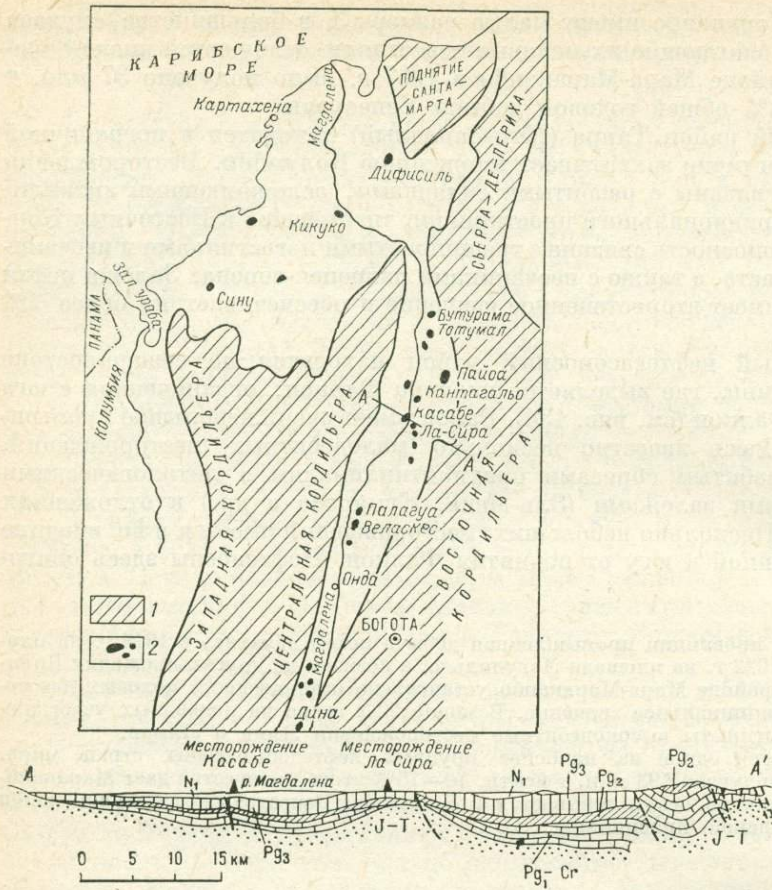
§ 61. Магдаленская провинция

Магдаленская внутренняя впадина расположена на территории Северо-Западной Колумбии между герцинской Центральной Кордильерой на западе и альпийской Восточной Кордильерой на востоке (рис. 137). Южная часть впадины в среднем течении р. Магдалена вытянута на 250 км в меридиональном направлении; ширина ее здесь 30—60 км. На этом отрезке находятся основные нефтяные месторождения провинции. На самом юге впадина выклинивается в месте сближения Центральной и Восточной Кордильеры. К северу впадина расширяется вследствие слияния ее с прогибом, разделяющим Центральную и Западную Кордильеры, и открывается в Карибское море. Этот участок выделяется в Прикарибскую область.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Впадина выполнена мощной осадочной толщей (до 14500 м) мезозойских и кайнозойских отложений, залегающих на метаморфических и изверженных породах палеозоя. В разрезе преобладают терригенные породы континентального происхождения, и только в мелу встречаются пачки плотных известняков большой мощности. Юрские отложения и низы валанжина (650 м) представлены континентальными красноцветами. Осадки нижнего мела и сеноманского яруса

Рис. 137. Магдаленская провинция и разрез по линии А—А'. По Л. Г. Моралесу с дополнениями.

1 — горные сооружения Анд; 2 — месторождения нефти и газа.



сложены известняками, мергелями и глинами общей мощностью до 2000 м. Выше следует глинистая толща с прослоями известняков турон-сантона (до 700 м) и мощная (1700—3000 м и более) континентальная угленосная толща верхней части мела, палеоцена и эоцена. Резко несогласно залегающий олигоцен (575—3200 м) представлен терригенными отложениями, сверху красноватыми, а миоцен — базальными конгломератами, песчаниками и аргиллитами (400—3600 м). Вышележащие осадки плио-плейстоцена представлены грубообломочными континентальными разностями (до 575 м).

Основными нефтегазоносными комплексами являются карбонатная толща мела, отложения эоцена и нижнего олигоцена, где коллекторы представлены песчаниками. Палеогеновые нефти преимущественно утяжеленные и тяжелые (0,88—0,92 г/см³), асфальтового основания. Меловые нефти более легкие. Предполагается, что нефтематеринскими являются в основном меловые отложения.

Тектоника. Магдаленская впадина представляет односторонний грабен. На отдельных отрезках опущен в основном ее восточный склон, перекрытый крупными надвигами. Западный склон на большем своем протяжении представляет пологую моноклираль, лишь местами нарушенную системами сбросов,

параллельных оси впадины. Надвиги и большая часть сбросов протягиваются параллельно предгорьям Восточной Кордильеры. Сбросы обычно имеют северо-восточное — юго-западное направление. Магдаленская впадина начала формироваться в послемеловое время на базе передового прогиба Центральной Кордильеры и сформировалась в неогене, когда поднялась Восточная Кордильера.

В центре южной части впадины протягивается эшелонированная зона поднятий меридионального простирания. Эта зона слабо выражена в неогеновых отложениях. С глубиной рельеф ее значительно усиливается и ей отвечает выступ фундамента. К отдельным брахиантиклиналям и куполам этой зоны, а также к другим меридионально протягивающимся поднятиям, расположенным на склонах впадины, приурочены нефтяные и газовые месторождения.

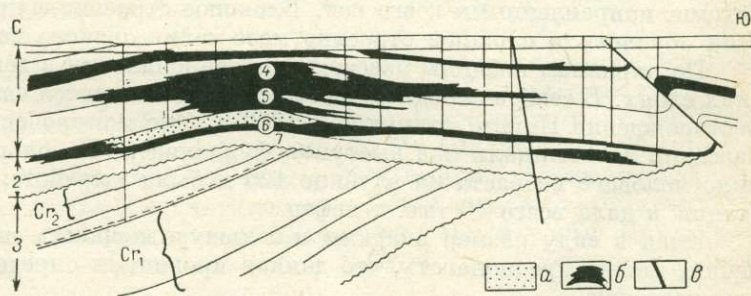
Условия залегания нефти и газа. Месторождения нефти провинции связаны в основном: с горст — антиклиналями, в которых продуктивны погребенные горстовые поднятия, сложенные меловыми известняками (Тотумал); с сильно разбитыми палеогеновыми антиклинальными поднятиями с размытыми ядрами, сложенными меловыми отложениями (Ла-Сира — Инфантас); с присбросовыми структурами, возникшими на моноклинали западного борта (Веласкес, Касабе и др.). Зонами нефтегазонакопления являются антиклинальные и прибросовые зоны.

В Магдаленской провинции известно более 40 месторождений нефти. В большинстве месторождений продуктивны отложения олигоцена и эоцена (Ла-Сира — Инфантас, Касабе, Веласкес и др.). Коллекторские толщи мощностью несколько сотен метров сложены переслаиванием песчаников с глинами. Выделяются четыре продуктивные зоны: А и В — в олигоцене, С и Д — в эоцене. Зона С наиболее продуктивна. В меловых карбонатных отложениях коллекторы трещинного, отчасти кавернозного типа (Дина, Тотумал, Бутурама и др.). Продуктивные толщи мощностью от нескольких десятков до нескольких сотен метров заключены в сантон — туроне, сеномане и нижнемеловых отложениях и представлены главным образом переслаиванием известняков и глин. Залежи сводовые, обычно в разной степени нарушенные и тектонически экранированные. В некоторых месторождениях имеются небольшие литологически замкнутые залежи.

В провинции можно выделить три нефтегазоносных района: Верхнемагдаленский, Среднемагдаленский и Нижнемагдаленский и Прикарибскую нефтегазоносную область. Основным является Среднемагдаленский район, который протягивается от Веласкеса до Ла-Сира — Инфантас и Касабе. Эти два месторождения являются самыми крупными в провинции и дали более 80% нефти, полученной в стране.

Рис. 138. Поперечный разрез месторождения Ла-Сира. По Уиксу, 1954.

1 — олигоцен; 2 — эоцен;
3 — меловые отложения;
4 — зона А; 5 — зона В;
6 — зона С; 7 — зона Д.
а — газ; б — нефть; в — тектонические нарушения.



Месторождение Ла-Сира — Инфантас разрабатывается с 1922 г. Оно состоит из двух поднятий, к которым приурочены общие залежи нефти в отложениях эоцен—олигоцена на глубине от 300 до 1300 м (рис. 138). Нефтеносны также меловые отложения. Годовая добыча месторождения около 1 млн. т. нефти. Запасы его составляют около 90 млн. т, из которых уже извлечено около 80 млн. т.

В провинции имеется еще несколько крупных месторождений, среднегодовая добыча которых составляет: Веласкез — 1 млн. т; Провинсия — 1,3 млн. т; Пайоа и Яригуи — 700—800 тыс. т.

Прикарибская нефтегазоносная область отличается морскими фациями палеоген — неогеновых отложений. Общая мощность осадочной толщи около 5000 м. Здесь открыто несколько месторождений нефти и газа, из которых самыми крупными являются Кикучо и Дифисиль. На Дифисиль, открытом в 1948 г., продуктивны рифовые известняки верхнего олигоцена, подстилаемые породами фундамента. Суммарная добыча нефти этого месторождения более 1 млн. т, а месторождения Кикучо, открытого в 1956 г., — более 5,5 млн. т. Прочие месторождения мелкие; в них разрабатываются песчаники миоцена.

Промышленная добыча нефти в Магдаленской провинции началась с 1922 г. на месторождении Инфантас. Большинство месторождений было открыто в 50-х и начале 60-х годов при помощи сейсморазведки. Магдаленская провинция дает основную добычу нефти Колумбии, которая составляет около 11 млн. т (в 1970 г.). К району Тарра в Маракайбской провинции относится всего несколько колумбийских месторождений (Рио-Зулиа, Тибу, Петрлеа и др.), общая годовая добыча нефти которых не превышает 2—2,5 млн. т.

Новые месторождения, открытые в бассейне р. Путумай в нефтегазоносной области Ориенте Верхнеамазонской провинции, могут добавить в ближайшее время около 2 млн. т к годовой добыче нефти Колумбии.

§ 62. Титикакская провинция

Провинция отвечает внутренней впадине (впадина Копакабана или Титикака — Альтиплано), заключенной между Западными и Восточными Кордильерами в юго-восточном Перу и западной части Боливии. Она находится в пределах северной части Высокого плато (Альтиплано), сложенного метаморфизованными осадками палеозоя, перекрытыми мощным (до 12 км) комплексом в основном континентальных мезозойских и кайнозойских отложений. Северная часть впадины занята оз. Титикака; днище ее поднято на 3900 м выше уровня океана (см. рис. 120).

Впадина представляет грабен, ограниченный с обеих сторон взбросо-надвигами, направленными к его оси. Блоковое строение фундамента внутри грабена обусловило сложное строение мезо-кайнозойского чехла впадины.

По окраинам впадины известны нефтепроявления в девонских и кайнозойских слоях. В северо-западной части впадины находится единственное нефтяное месторождение Пирин, открытое в 1906 г. Оно приурочено к крупной сильно разбитой антиклинали над выступом фундамента. Небольшая залежь в песчанике мелового возраста на глубине 120 м была выработана за 10 лет эксплуатации и дала всего 40 тыс. т нефти.

Имея в виду размер впадины и большую мощность ее осадочного заполнения, можно предполагать, что данная провинция определенно перспективна для разведки.

§ 63. Притихоокеанская провинция

Провинция занимает часть прибрежной низменной полосы Тихого океана и представляет полузамкнутую впадину, окаймляющую Гуаякильский залив (см. рис. 126). Длина впадины около 600 км, ширина ее от 15 до 100 км. Она расположена в Северном Перу и на п-ове Санта-Элена Эквадора, возможно, продолжаясь на севере в Колумбию. С востока впадина ограничена Западными Кордильерами, сложенными кристаллическими породами палеозоя и мезозойскими отложениями, прорванными интрузиями. Впадина возникла на фоне крупного Боливарского эоценового прогиба, заключенного внутри центральной зоны андийской складчатой системы. В миоцене внутри прогиба начал формироваться грабен, длительное образование которого (вплоть до плиоцена) сопровождалось обрушением под воды океана его высокоподнятого западного крыла и центральной части. В результате внутренняя впадина превратилась в прибрежную. Процесс сопровождался мощными повторными подводными (гравитационными) оползнями, которые осложняют строение миоценовых слоев на разных стратиграфических уровнях.

Стратиграфия и распределение нефтегазоносности. Слагающие прибрежную впадину породы мезо-кайнозоя залегают на палеозойском метаморфическом фундаменте с интрузиями гранитов. Разрез их, представленный мелководно-морскими осадками мела, палеогена и миоцена мощностью 9500 м, очень изменчив вследствие расчленения фундамента на блоки. В южной — перуанской части провинции нижний мел представлен известняками, местами рифовыми (150 м), а верхний мел — глинистыми сланцами, песчаниками и конгломератами (до 4000 м). На поднятых блоках фундамента разрез мела сильно сокращен. Эоцен выражен в основном песками и песчаниками с подчиненными конгломератами и глинами (около 4500 м), олигоцен — сланцевой (до 300 м), а миоцен — песчано-глинистой толщами.

В северной — эквадорской части провинции разрез в общем имеет такой же литологический характер, но здесь присутствует палеоцен (более 200 м) и в мелу развиты интрузии долеритов, туфы и кремнистые осадки.

Продуктивным комплексом повсеместно является эоценовая толща, которая считается сингенетично нефтеносной. В Перу немного нефти добывается также из пород миоцена и из кварцитов фундамента, а в Эквадоре — из трещиноватых кремнистых пород мела в контактовой зоне с интрузиями.

Тектоника. Прибрежная впадина в целом представляет моноклиальный склон с падением в сторону океана, имеющий мозаично-блоковое строение. Кроме крупных продольных сбросов, склон разбит системами более мелких поперечных нарушений на множество небольших блоков, имеющих по фундаменту характер горстовых поднятий и грабеновых впадин. На поднятых блоках часто отсутствуют меловые отложения, а мощность кайнозойских резко сокращена. Местами породы палеозоя на поднятых блоках встречаются на глубине всего несколько сотен метров. Сбросы, ограничивающие крупные блоки, разбивают всю осадочную толщу до фундамента. Их амплитуды увеличиваются с глубиной, достигая десятков и сотен метров. Крупные блоки в осадочной толще отражены впадинами и поднятиями, осложненными террасами, структурными носами и иногда антиклиналями. Выделяются три крупные структурные депрессии. Северная из них охватывает п-ов Санта-Элена в Эквадоре, две других находятся на перуанской территории.

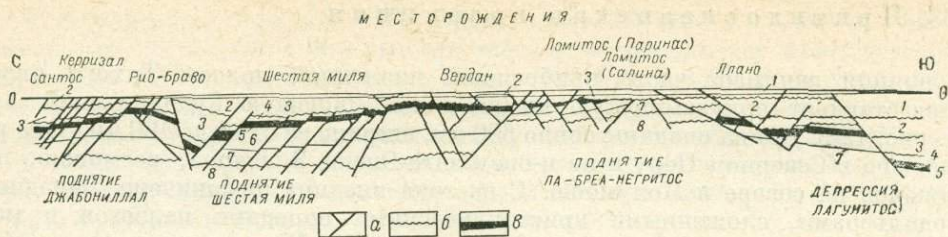


Рис. 139. Разрез через месторождения нефти район Ла-Бреа-Паринас (Перу).

Эоценовые отложения, свиты: 1 — чира, 2 — вердан, 3 — талара, 4 — чакра, 5 — паринас, 6 — пале-грета, 7 — салина-негритос; 8 — нижнемеловые отложения.
а — тектонические нарушения; б — трансгрессивное залегание пород; в — нефть.

Условия залегания нефти и газа. В пределах провинции выделяются две нефтегазоносные области: Прибрежно-Перуанская и п-ова Санта-Элена (Эквадор). Блоковая тектоника района обуславливает преимущественно приразломный характер месторождений, обычно небольших, которые приурочены к отдельным блокам или сбросам, осложняющим моноклинал. Среди залежей преобладают тектонически-экранированные и литологически замкнутые. Встречаются и сводовые залежи, разбитые на блоки.

Прибрежно-Перуанская нефтегазоносная область является основной в провинции. Здесь к югу от г. Тумбес известно около 30 месторождений, из которых около шести в акватории Тихого океана. Месторождения связаны главным образом с тектоническими блоками и группируются в зону, вытянутую вдоль побережья. Они приурочены в большинстве случаев к крупным горстобразным поднятиям широтного простирания, разбитым на блоки. В пределах этих поднятий отмечаются наилучшие коллекторские свойства и наибольшее развитие песчаников в регионально нефтеносных отложениях нижнего эоцена. Тектонически экранированные и литологически замкнутые залежи нефти находятся на глубине от 150 до 2000 м. Большая часть месторождений группируется в пределах трех нефтегазоносных районов: Ла-Бреа — Паринас (Негритос), Пунта-Лобитос и Сорритос.

В первом из этих районов, расположенном на юге провинции и дающем основную часть добычи (более 2 млн. т в год), наиболее крупные залежи нефти и газа разрабатываются на месторождениях Ла-Бреа, Паринас и Негритос (рис. 139). Здесь встречаются необычные залежи, располагающиеся на опущенных блоках, тогда как те же коллекторы в поднятых блоках оказываются насыщенными пластовыми водами. Такие залежи не подпираются пластовыми водами. Нефть и газ пропитывают влажные пески, в связи с чем в ряде залежей появляются зоны мощностью до 90 м, насыщенные эмульсией. Запасы района Ла-Бреа — Паринас около 140 млн. т нефти.

В нефтегазоносном районе Пунта-Лобитос месторождения такого же типа. В самом северном районе Сорритос месторождения (Сорритос, Лос-Органос) присбросовые моноклинального строения. Продуктивны здесь песчаники миоцена на глубинах 90—450 м.

Прибрежно-Перуанская область дает основную добычу Перу (в 1967 г. — 2,7 млн. т), что составляет около 75% добычи Перу. На долю морских месторождений приходится около 18% добываемой нефти. Нефть здесь в основном легкая (0,80—0,86 г/см³), очень высокого качества.

Нефтегазоносная область п-ова Санта-Элена в тектоническом отношении изучена мало. Здесь известно около 10 мелких месторождений нефти, из которых разрабатываются два: Анкон и Санта-Паула. Основное месторождение Анкон приурочено к пологому антиклинальному поднятию, разбитому системами разрывов на множество мелких блоков. Остальные месторождения имеют такой же характер. Коллекторами являются эоценовые песчаники и бесструктурные песчанистые глины с галькой. В северной части области небольшие залежи нефти приурочены также к трещиноватым роговикам мела в контактовых зонах и к верхней части эродированных участков долеритовых интрузий. Годовая добыча области (и всего Эквадора) исчисляется в несколько сотен тысяч тонн.

Промышленное значение Притихоокеанской провинции небольшое.

На Перуанском побережье разработка нефти началась еще во времена империи инков (до XVI в.). Первая скважина в районе Сорритос пробурена в 1864 г. В середине 50-х годов началось освоение акватории. В Эквадоре нефть разрабатывается с 1898 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сравнительная оценка нефтегазоносных провинций. Изучение геологического строения и условий распространения нефти и газа в нефтегазоносных провинциях зарубежных стран приводит к следующим основным выводам.

1. Основные ресурсы нефти и газа заключены в пределах провинций платформенных областей. В преимущественно морских и солоноватоводных эпиконтинентальных бассейнах особенно ярко выражена цикличность (ритмичность) седиментации, с которой связано периодическое образование материнских пород и сингенетичных нефтегазоносных свит.

2. Крупнейшие нефтегазоносные провинции связаны со склонами платформ, граничащими с подвижными поясами. Эти провинции можно подразделить на три главных типа. Первый тип — окраинные впадины (Сахарская, Пермская, Арктическая провинции) и перикратонные прогибы (Аравийская, Западно-Канадская провинции), в пределах которых мощность осадочной толщи нередко достигает 10 км и более. Обычно в этих впадинах и прогибах выделяются области наибольшего прогибания, в которых этаж нефтегазоносности охватывает иногда два крупных цикла (Сахарская, Арктическая, Западно-Канадская провинции). Вне областей максимального прогибания главный этаж нефтегазоносности ограничен как по простиранию, так и вкрест его фациальным замещением субаквальных фаций наземными, не содержащими нефтегазоносных пород. Поэтому в перикратонных прогибах ресурсы нефтегазоносных провинций распространены весьма неравномерно (Прикарпатский, Андийский прогибы).

Второй тип крупнейших провинций — узловые глубоко погруженные впадины с корой субокеанического типа в центральной части (впадины Мексиканского залива, Североморского-Германская, Западно-Сибирская).

Третий тип представлен периокеаническими грабеновыми впадинами, к которым, в первую очередь, относятся провинции впадины Сирта, западного побережья Африки и Бассова пролива Австралии.

3. В провинциях подвижных поясов, испытавших инверсию, залежи разрушаются наиболее интенсивно. Поэтому наибольшие ресурсы заключены в нефтегазоносных провинциях в пределах тех геосинклинальных впадин и прогибов, которые расположены в периферических миогеосинклинальных частях складчатых систем, не затронутых общей инверсией (Ирано-Иракская провинция, Южно-Каспийская впадина). Среди межгорных и внутренних впадин подвижных поясов своим богатством выделяется Маракайбская провинция; однако история ее геологического развития показывает, что этот структурный элемент не типичен для складчатых систем. Его, скорее, нужно рассматривать как выступ платформы, отделенный от ее склона орогенической областью Сьерра-де-Мерида, вследствие чего над ним возникла кайнозойская межгорная впадина.

4. При поисках новых нефтегазоносных провинций и областей необходимо восстанавливать условия осадкообразования седиментационных бассейнов,

их диагенетическую эволюцию и палеотектонику слоев, где зарождаются, перемещаются и улавливаются углеводороды.

5. В связи с развитием нефтяной геологии и новыми тектоническими представлениями нередко проводятся повторные поиски в провинциях, считавшихся малоперспективными или отличающихся особо трудными условиями разведки. В результате были открыты, например, месторождение-сверхгигант Прудо-Бей в Арктической провинции, крупнейшие шельфовые месторождения Гвинейского залива и Бассова пролива Австралии, область Ориенте в Верхне-амазонской провинции и Гетская область Мизийской провинции. Часто оправдывает себя возврат к поискам и в старых провинциях и районах, где ресурсы нефти и газа верхнего структурного этажа уже исчерпаны.

Месторождения-гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа. Всего в мире известно около 16 000 месторождений нефти и газа, $\frac{1}{3}$ часть которых разрабатывается. Только около 5% общего числа разрабатываемых месторождений, относящихся к гигантам и крупнейшим, дают 85% добычи нефти земного шара и содержат более 80% начальных извлекаемых запасов углеводородов мира.

По американским данным, на 1970 г. во всем мире насчитывалось 266 гигантских и крупнейших месторождений — 187 нефтяных и 79 газовых. Среди них по принятым нами критериям (см. гл. 1) выделяются 102 месторождения-гиганта — 81 нефтяное и 21 газовое. Подавляющее значение в распределении запасов и добычи нефти и газа имеет высшая категория гигантов — сверхгиганты (с запасами нефти от 800 млн. т и больше и запасами газа от 1 трлн. м³ и больше). Нефтяных сверхгигантов во всем мире насчитывается 27, из них 19 (70% общего числа) находится на Среднем Востоке, они содержат 44 млрд. т нефти — около половины мировых запасов. 20 млрд. т нефтяных запасов приурочено к двум колоссам — месторождениям Гхавар и Бурган; запасы остальных 19 месторождений-гигантов Среднего Востока составляют всего 7,7 млрд. т нефти. Не менее семи гигантов известно в Ливии, но к сверхгигантам здесь относится только одно месторождение — Сарир.

В мире установлено пока всего девять газовых сверхгигантов, пять из которых находятся в СССР. Остальные нефтяные и газовые сверхгиганты и гиганты рассеяны по одному — двум в разных нефтегазоносных провинциях мира, преимущественно платформенного типа.

Больше всего гигантских месторождений — 71 нефтяное и 18 газовых находится в Восточном полушарии. В Западном полушарии имеется всего 10 нефтяных и 3 газовых гиганта. Среди них по громадным запасам нефти (3 млрд. т и более) резко выделяются сверхгигант Боливар Прибрежный в Маракайбской провинции и Прудо-Бей в Арктической Аляске, а по запасам газа сверхгигант Хьюготон-Панхендл в США.

Громадное большинство нефтяных сверхгигантов (66%) относится к мезозойским отложениям, около 26% — к кайнозойским и не менее 7% — к палеозойским. Среди газовых сверхгигантов не менее 55% связано с мезозоем 11% с кайнозоем (Пазанан) и 33% с верхним палеозоем. Определяющее значение в стратиграфическом распределении запасов нефти как сверхгигантов, так и гигантов, и крупнейших месторождений имеют юрские и меловые отложения. Из общей суммы начальных извлекаемых запасов гигантских (включая сверхгиганты) и крупнейших месторождений 58% запасов нефти приурочено к песчаным породам и 42% — к карбонатным. В газовых месторождениях в песчаниках заключено 75% запасов, а в карбонатных коллекторах только 25%.

Основные условия возникновения гигантских и крупнейших месторождений.

1. Гигантские и крупнейшие месторождения нефти обычно встречаются внутри провинций с преимущественно морским характером осадков, хотя известны и исключения. Гигантские газовые скопления чаще всего связаны с условиями солоноватоводных и континентальных бассейнов с гумусовым характером органического вещества. Некоторые крупнейшие и гигантские скопления газа в нижней перми и триаса Североморско-Германской провинции (Гронинген) возникли за счет подстилающих газоносный комплекс угленосных свит и повторной углефикации углей при метаморфизме, вызванном продолжительным опусканием подстилающих угленосных свит карбона.

2. Поскольку в большинстве случаев установлена сингенетичность нефти вмещающим отложениям, очень важным фактором возникновения гигантов является близость крупных ловушек к источникам генерации углеводородов. Такими источниками являются зоны развития материнских пород, богатых органическим веществом, которые оказались прогнутыми на глубину (2—4 км), достаточную для возникновения главной фазы нефтегазообразования.

3. Потенциальные ловушки должны иметь крупные размеры — несколько сотен и в отдельных случаях тысяч квадратных километров (Гхавар, Боливар Прибрежный, Ист-Тексас, Большой Бурган, Киркук, Хасси-Мессауд). Наиболее распространены ловушки, связанные с антиклиналями, обычно не с отдельными локальными структурами, а с целыми их группами или зонами, объединенными в крупные валы и своды. По ряду горизонтов при этом залежи отдельных локальных поднятий объединены общим контуром (Киркук, Гхавар, Бурган).

4. Общий объем коллекторов (которые обычно имеют очень высокую пористость и проницаемость) должен быть большим. Качество коллекторов может быть компенсировано их большой суммарной мощностью или большими размерами продуктивной площади.

5. Коллекторы должны сообщаться с материнскими породами проницаемыми путями (полостями), по которым может осуществляться ранняя миграция. Наиболее благоприятны случаи, когда материнская толща содержит песчано-алевритовые прослои (свита бурган Кувейта, пермо-триас Северной Аляски, верхний мел Ист-Тексаса, неоген Калифорнии) или калькаренитовые прослои (свита араб Аравии). В эти прослои переходят растворенные в воде углеводороды при уплотнении сопредельных глинистых или карбонатных осадков. Большое значение в этом процессе имеют поверхности несогласий. Путями миграции, кроме того, являются зоны трещиноватости (известняки асмари в Иране), или вторичной пористости и сбросовые трещины, выполненные проницаемыми породами.

6. Необходимо наличие особенно эффективной покрывки. Исключительно эффективны региональные эвапоритовые покрывки, развитые в пределах всего седиментационного бассейна (Ирано-Иракская, Сахарская провинции).

7. Для образования гигантских скоплений надо, чтобы крупные ловушки возникли в то время (или раньше), когда материнские породы находятся на достаточной глубине, чтобы генерировать углеводороды и могла возникнуть первичная их миграция. Ловушки более позднего происхождения скорее могут уловить газ, чем нефть, так как газ легче мигрирует на большие расстояния и залежи его легко перебазируются.

8. Благоприятным фактором является повторное опускание зон нефтегазообразования, которое обуславливает дополнительное выжимание углеводородов как из прежних, так и из новых объемов осадочных пород и дополнительные фазы миграции.

9. Необходимы условия, при которых факторы аккумуляции резко преобладают над факторами разрушения залежей. Основными условиями являются спокойный тектонический режим региона, устойчивость структурного плана, наличие конседиментационных структур древнего заложения и унаследованного развития (антиклинальных зон, блоков, сбросов). Поэтому 88% нефтяных и 96% газовых месторождений-гигантов и 81,5% сверхгигантов мира располагаются в пределах платформенных территорий. Остальные месторождения-гиганты, относящиеся к провинциям геосинклинальных поясов (Калифорнийской и др.), обычно сильно разбиты сбросами и для них характерно формирование залежей в результате не только латеральной, но и вертикальной, часто многофазной миграции, связанной с несколькими циклами нефтегазообразования.

10. Изучение гигантов многих платформенных провинций мира показало, что они локализируются предпочтительно на поднятиях длительного развития, между окружающими их прогибами и впадинами, где часто образуют крупные зоны нефтегазонакопления (Кувейтская дуга и терраса Эль-Хаза в Аравии, свод Эль-Биод в Сахаре с месторождениями Хасси-Мессауд и Рурд-эль-Багель, Центральный горст во впадине Сирта в Ливии и др.). Поэтому в провинциях, связанных с впадинами, раскрывающимися в акватории, возможность обнаружения крупнейших и гигантских месторождений более вероятна на шельфе, чем на суше. Примером являются провинции Бассова пролива и Карнарвон в Австралии, крупные месторождения на шельфе Кабинды (Гвинейский залив) и на шельфе Северного моря, новые месторождения в акваториях Яванского и Южно-Китайского морей.

11. Благоприятным признаком для образования гигантов и крупнейших месторождений являются большие объемы толщ осадочных пород в зонах нефтегазообразования гигантов и приуроченность крупных поднятий, с которыми они связаны, к участкам наибольшей мощности нефтегазоносных комплексов (альб-сеномана — для гигантов Кувейтской дуги; верхней юры — для террасы Эль-Хаза на Среднем Востоке).

12. Отмечается определенная связь гигантов (Иранские месторождения, Боливар Прибрежное) с шарнирными зонами — зонами больших градиентов мощностей нефтегазоносных свит, распространение которых контролируется региональными флексурами и шарнирными сбросами фундамента, и часто сопровождается крупными зонами нефтегазонакопления (соляные купола Южного Техаса, район Большая Офисина). Шарнирные зоны в месте сочленения жестких массивов и устойчивых глубоких прогибов являются особенно благоприятными (Боливар Прибрежное). К зонам больших градиентов мощностей преимущественно приурочены сингенетически нефтегазоносные свиты, вдоль них наблюдается максимальное развитие песчаных осадков и резкое их выклинивание.

13. Месторождения-гиганты обычно расположены между центральными частями впадин и областями разгрузки вод. Устойчивый гидродинамический режим после отложения коллекторских толщ является необходимым условием их образования. Благоприятно преобладание в палеогидрогеологическом режиме седиментационных циклов над элизионными (Аравийская провинция).

Из изложенного видно, что главное значение для возникновения гигантских и крупнейших месторождений, а следовательно, и для распространения основных ресурсов нефти и газа на земном шаре имеют определенные палеотектонические условия, которые тесно связаны с характером нефтегазоносных провинций и историей их общего геологического развития.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Бакиров А. А. и др. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., изд-во «Недра», 1971.
- Брод И. О. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., изд-во «Недра», 1965.
- Варенцов М. И., Дорошко С. М. Тектоника и нефтегазоносность палеозоя Северо-Американской и Африканской платформ. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1969.
- Вопросы тектоники нефтегазоносных областей. Сб. статей. М., изд-во АН СССР, 1962.
- Геология нефти. Справочник, т. 2, кн. 2. Нефтяные месторождения зарубежных стран. М., изд-во «Недра», 1968.
- Ирдли А. Дж. Структурная геология Северной Америки (перевод с англ.) М., ИЛ, 1954.
- Калинко М. К. Основные закономерности распределения нефти в земной коре. М., изд-во «Недра», 1964.
- Калинко М. К. Нефтегазоносность акваторий мира. М., изд-во «Недра», 1969.
- Кинг Ф. Б. Геологическое развитие Северной Америки. М., ИЛ, 1961.
- Кинг Ф. Б. Вопросы тектоники Северной Америки. Изд. МГУ, 1969.
- Кордильеры Америки. Симпозиум. М., изд-во «Мир», 1967.
- XX Международный геологический конгресс. Материалы по геологии нефти, т. I, II, III и IV. М., Гостоптехиздат, 1961.
- IV Международный нефтяной конгресс (Рим) т. I «Геология и геофизика». М., Гостоптехиздат, 1956.
- V Международный нефтяной конгресс (Нью-Йорк), т. I «Геология и геофизика». М., Гостоптехиздат, 1961.
- Радченко О. А. Геохимические закономерности размещения нефтегазоносных областей мира. М., изд-во «Недра», 1965.
- Распространение нефти. Симпозиум Американской ассоциации геологов-нефтяников. М., Гостоптехиздат, 1961.
- Рябухин Г. Е., Алиева Е. Р. О нефтегазоносности Кувейта. (Обзоры зарубежной литературы). Серия «Нефтегазовая геология и геофизика». М., ВНИИОЭНГ, 1970.
- Успенская Н. Ю. Нефтегазоносность палеозоя Североамериканской платформы. М., Гостоптехиздат, 1950.
- Успенская Н. Ю. Общие принципы классификаций скоплений нефти и газа и районирования нефтегазоносных территорий. Тр. МИНХ и ГП, вып. 91. М., изд-во «Недра», 1969.
- Успенская Н. Ю. Месторождения-гиганты, их значение в распределении ресурсов нефти и газа и особенности формирования. «Геология нефти и газа», 1972, № 8.
- Хаин В. Е. Региональная геотектоника (Северная и Южная Америка, Антарктида, Африка). М., изд-во «Недра», 1971.
- Яншин А. Л. и др. Тектоника Евразии. (Объяснительная записка к тектонической карте Евразии м-ба 1 : 5 000 000). М., изд-во «Наука», 1966.
- Halberty M. T. et al. World's Giant Oil and Gas Fields, Geologic Factors affecting their Formation

and Basin Classification; Parts I, II. Reprinted from «Geology of Giant Petroleum Fields». Memoir N 14. The American Association of Petroleum Geologists, 1970.

K l e m m e H. D. Giants, supergiants and their relation to basin types. Oil and Gas Journal, March 1, 1971, March 8, 1971, March 15, 1971.

M e i n h o l d R. Erdölgeologie. Nr. 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12. Lehrbrief. Bergakademie Freiberg, Fernstudium, 1964—1968.

Proceedings of the 6th World Petroleum Congress. Sec. 1, Frankfurt/Main, 1963.

Proceedings of the 7th World Petroleum Congress, 1967.

Proceedings of the 8th World Petroleum Congress, 1971.

U s p e n s k a y a N. Jn. Principles of oil and gas territories subdivision and the classification on oil and gas accumulations. Proceedings of the seventh World Petroleum Congress, 1967.

W i e n h o l z, R o l a n d, G o m m e r n. Über den geologischen Bau des Untergrundes im Nordostdeutschen Flachland. Jahrbuch für Geologie. Bd. 1, S. 1—87, Berlin 1965 (1967).

Кроме того, использованы обзоры по отдельным странам, опубликованные в журналах: «Bulletin of Amer. Ass. Petroleum Geol.», «Oil and Gas Journal», «World Oil», «World Petroleum», «Erdöl und Kohle» и др.

**Наталья Юрьевна Успенская,
Надежда Николаевна Таусон**

**НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ
И ОБЛАСТИ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН**

Редактор издательства *Т. А. Дементьева*

Технический редактор *Т. Г. Сивова*

Переплет художника *Б. Г. Дударева*

Корректор *М. П. Курылева*

Сдано в набор 17/III 1972 г. Подписано в печать 7/VIII 1972 г.

Т-14108. Формат 70 × 100^{1/16}. Бумага № 2.

Печ. л. 19,5 с 2 вкл. Усл. печ. л. 25,35. Уч.-изд. л. 25,0.

Тираж 3200 экз. Заказ 1598/920-7. Цена 1 р. 28 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,

Третьяковский проезд, д. 1/19.

Ленинградская типография № 6 Главполиграфпрома

Комитета по печати при Совете Министров СССР.

Московский пр., 91.

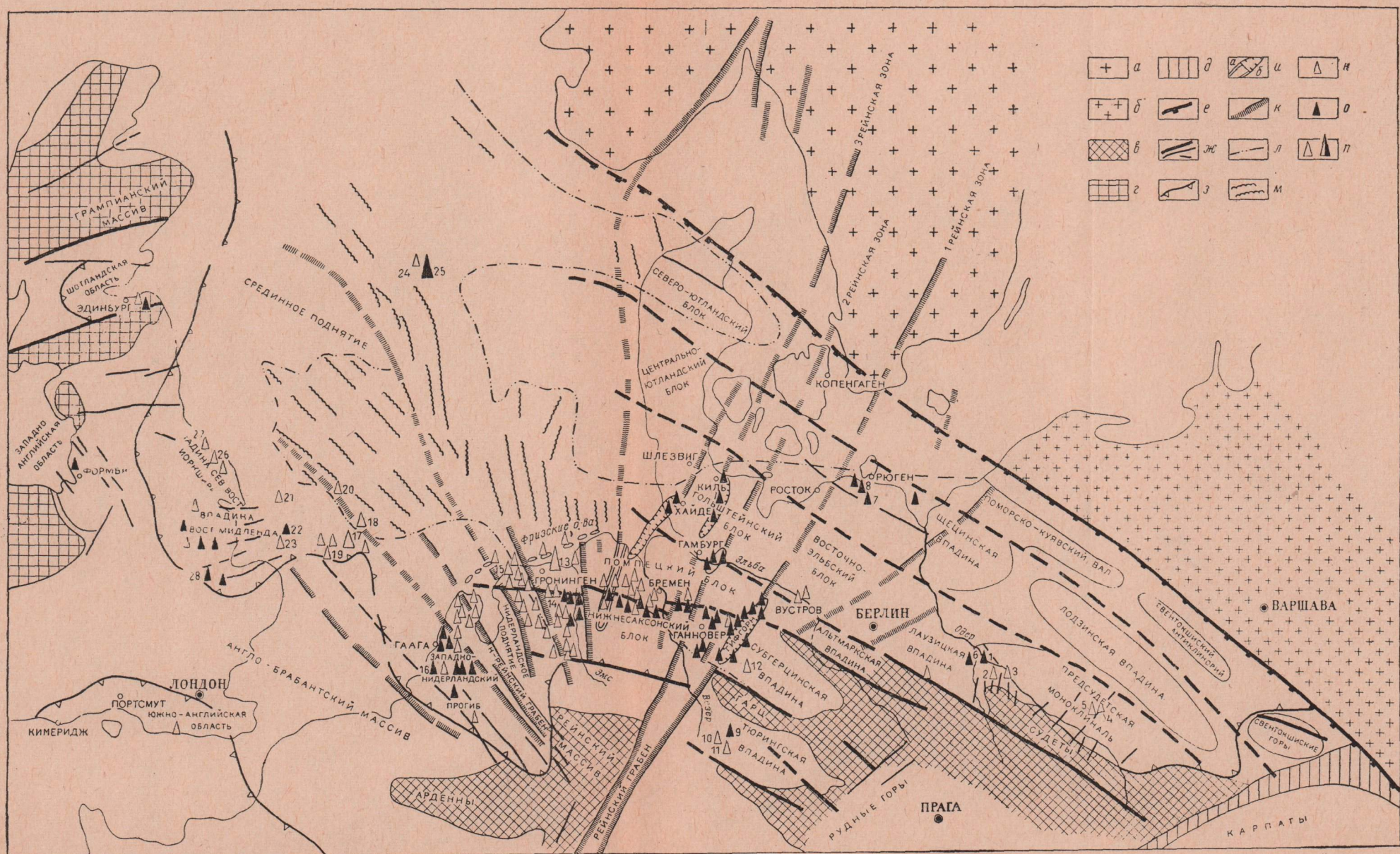


Рис. 2. Тектоническая схема Североморско-Германской нефтегазоносной провинции. Составила Н. Ю. Успенская по данным Р. Мейнхола, Девовски, Пожарьски, Вингольца, Гилла, Кента, Хейброка и др.

а — Балтийский щит; б — Русская плита; в — выступы герцинского складчатого фундамента; г — каледонская складчатость; д — передовой прогиб Карпат; е — линия Тейссера-Торнквиста (глубинный разлом); ж — разломы; з — южная и западная границы провинции; и — тропи юрские (б) и стефанские (а); к — основные поперечные разломы; л — границы распространения солянокупольных структур; м — простирание соляных поднятий в Северном море; месторождения: н — нефтяные, о — газовые, п — гиганты и сверхгиганты.
 Месторождения. Польша: 1 — Рыбаки, 2 — Нова-Суль, 3 — Отынь, 4 — Тархалы, 5 — Удехув; ГДР: 6 — Губен, 7 — Гриммен, 8 — Райкенхаген, 9 — Фолкенрода, 10 — Мюльхаузен, 11 — Лангезальца, 12 — Фаллштейн; Нидерланды: 13 — Гронинген, 14 — Скюнебек, 15 — Берген, 16 — Де-Лиер; Северное море: британский сектор: 17 — Леман, 18 — Индифатигейбл, 19 — Хьюитт, 20 — Энн, 21 — Уест Соул, 22 — Бама, 23 — Плесид, норвежский сектор: 24 — Код, 25 — Экофиск; Восточная Англия: 26 — Локтон, 27 — Экедейл, 28 — Икринг.



Рис. 3. Солончковые купола, юрские трюги и нефтяные месторождения ФРГ. По Г. Харк, 1964; Е. Мальцан, 1962; Ф. Геит, Г. Хедман, Ф. Кабелак, 1957.

а — солончковые купола и гряды; б — оси антиклинальных структур; в — сбросы; г — надвиги; д — области с мощностью порландита свыше 400 м; е — выход доггера (средняя юра) под нижнемеловыми отложениями в трюгах; ж — северная граница поверхностного распространения триасовых отложений; з — складчатый или кристаллический фундамент; и — месторождения нефти; к — месторождения газовые.

Месторождения, ФРГ: 1 — Хайде, 2 — Нооштедт, 3 — Плен, 4 — Брампштедт, 5 — Рейтбрюк, 6 — Мекельфельд, 7 — Хоне, 8 — Везендорф, 9 — Ханкенсбюттель, 10 — Ниинхаген, 11 — Витце, 12 — Зюдербрух, 13 — Аренсхайде, 14 — Дюсте, 15 — Дикел, 16 — Реден, 17 — Геммелье-Западный, 18 — Вибест, 19 — Дётлинген, 20 — Хенгштлаге, 21 — Гроотхузен, 22 — Рюльс, 23 — Георгсдорф, 24 — Уелзен, 25 — Френсвеген, 26 — Иттербек, 27 — Эмлихайм; Нидерланды: 28 — Сибнебек; 29 — Тубберген.

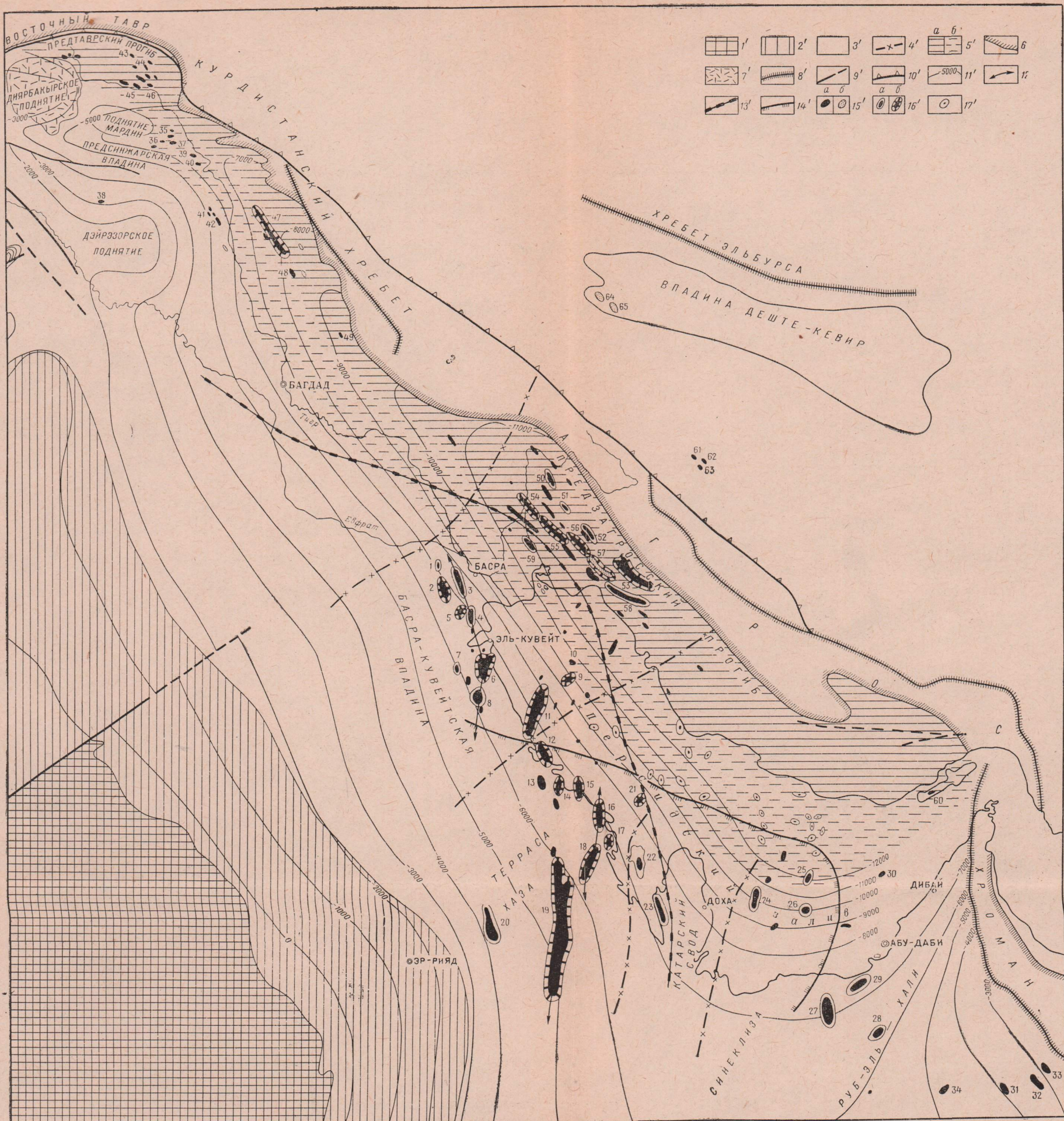


Рис. 40. Тектоническая карта Ближнего Востока и распространение месторождений. Составили Г. Е. Рябухин, Е. Р. Алиева, Мина, А. Б. Галактионов по материалам тектонической карты Евразии, 1966 г., карты нефтегазоносности стран Ближнего Востока под ред. Ю. Я. Кузнецова, В. П. Поникарова с добавлениями Н. Ю. Успенской.

1' — Арабо-Нубийский щит, Аравийская плита; 2' — внутренняя гомоклиналь; 3' — перикратонный прогиб; 4' — ориентировочные границы между основными структурными элементами платформ; 5' — Месопотамский передовой прогиб: а — геосинклинальный, б — платформенный склоны; 6' — границы альпийских складчатых сооружений; 7' — эффузивы; 8' — глубинные разломы; 9' — разломы; 10' — надвиги; 11' — стратозигосы по поверхности кристаллического фундамента; 12' — оси крупных валлообразных поднятий; 13' — северная и восточная граница распространения песков бурган (альб-сеноман); 14' — северная и восточная граница распространения продуктивной свиты араб (верхняя юра); 15' — месторождения: а — нефтяные, б — газовые; 16' — месторождения: а — гиганты, б — сверхгиганты; 17' — соляные купола.

Месторождения нефти и газа. Аравийская провинция. Басра-Кувейтская нефтегазоносная область: 1 — Северная Румейла, 2 — Румейла, 3 — Зубаир (Ирак), 4 — Сабрия, 5 — Раухатейн, 6 — Бурган, 7 — Минагиш (Кувейт), 8 — Вафра (Нейтральная зона), 9 — Ферейдон-Маржан (Сауд. Аравия, Иран), 10 — Кирус (Иран), 11 — Сафания — Хафджи (Сауд. Аравия, Нейтральная зона); нефтегазоносная область террасы Хаза: 12 — Манифа, 13 — Абу-Гадрия, 14 — Хурсания, 15 — Берри, 16 — Катиф, 17 — Даммам, 18 — Абкаи, 19 — Гхавар, 20 — Хураис (Сауд. Аравия); нефтегазоносная область Катарского свода: 21 — Абу-Сафа (Сауд. Аравия, Бахрейн), 22 — Авали (Бахрейн), 23 — Дукхан (Катар); нефтегазоносная область синеклизы Руб-эль-Хали: 24 — Идд-эль-Шарги (Катар), 25 — Сассан (Иран), 26 — Умм-Шаиф, 27 — Мурбан-Бу-Хаза, 28 — Абу-Джиду, 29 — Мурбан-Баб (Абу-Даби), 30 — Фатех (Джибисса (Сирия)); 31 — Ийаб, 32 — Фахад, 33 — Натих (Оман), 34 — Шайбах (Сауд. Аравия); Сирийско-Иракская нефтегазоносная область: 35 — Карачок, 36 — Румейлан, 37 — Суэдие, 38 — Масджид-и-Сулейман, 39 — Аин-Зала, 40 — Бутма, 41 — Касаб, 42 — Кайяра (Ирак). Ирано-Иракская провинция. Турецкая нефтегазоносная область: 43 — Селмо, 44 — Силиванка, 45 — Гарзан, 46 — Раман (Турция); Северо-Иракская нефтегазоносная область: 47 — Киркук, 48 — Ямбур, 49 — Нафт-Хане (Ирак); Иранская нефтегазоносная область: 50 — Масджид-и-Сулейман, 51 — Хафт-Кел, 52 — Фарис, 53 — Гач-Саран, 54 — Ахваз, 55 — Марун, 56 — Ага-Джари, 57 — Пазанан, 58 — Биби-Хахимех, 59 — Мансури, 60 — Кешм. Загросский нефтегазоносный район: 61 — Дудроу, 62 — Риг, 63 — Шуром. Кумская провинция: 64 — Алборе, 65 — Сарадже.



Рис. 72. Схема распространения месторождений нефти и газа на Северо-Американской платформе (в пределах США). Составила Н. Ю. Успенская.

1 — докембрийские породы, выступающие на поверхность; 2 — структурно поднятые элементы платформы; 3 — структурно опущенные участки; 4 — антиклинальные зоны в платформенном чехле и погребенные разломы; 5 — разломы; 6 — горные сооружения; 7 — погребенное продолжение складчатой Аппалачско-Уачитской системы; 8 — группы и отдельные месторождения нефти и газа; 9 — границы штатов.

468

HEPRA-1972