

553(085)

Н 58

НЕФТИ И ГАЗЫ

МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАРУБЕЖНЫХ
СТРАН

СПРАВОЧНИК

1004

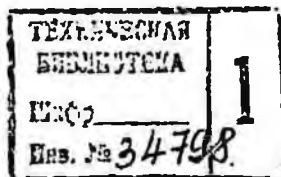
553(083)

И 58

НЕФТИ И ГАЗЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

СПРАВОЧНИК

Под редакцией канд. геол.-минер. наук *В. И. Высоцкого*
и канд. хим. наук *А. Н. Гусевой*



МОСКВА «НЕДРА»
1977

Нефти и газы месторождений зарубежных стран. Справочник.
М., «Недра», 1977. 327 с.

В книге приведены сведения по составу и свойствам нефтей и газов месторождений зарубежных стран. Фактический материал сгруппирован в таблицы. В таблицах первого типа приводятся физико-химические свойства нефтей, второго — фракционный состав, третьего — групповой углеводородный состав нефтей либо отдельных фракций. Таблицы четвертого типа характеризуют состав газов. Наиболее полно описаны нефти и газы месторождений стран с развитой нефтегазовой промышленностью.

Табл. 163, пл. 67, список лит. — 143 назв.

Предисловие

Настоящий справочник, составленный сотрудниками НИЛзарубежгеологии, является первым опытом систематизации весьма разнородного материала, характеризующего состав и свойства нефтей и газов месторождений зарубежных стран. Сводных работ такого рода, в которых бы в единой форме приводились аналитические данные, полученные в различных лабораториях, нет ни в советской, ни в зарубежной литературе. Единственной публикацией, синтезирующей в мировом масштабе материал по геохимии нефтей, является монография О. А. Радченко «Геохимические закономерности размещения нефтегазоносных областей мира», выпущенная издательством «Недра» в 1965 г. Эта книга содержит уже обработанный и обобщенный по определенной схеме материал, и конкретных, фактических данных в ней очень мало. В ней отсутствуют также сведения, характеризующие состав газа. Кроме того, более чем за 10 лет, прошедших со времени опубликования этой монографии, за рубежом появилось очень много, главным образом, журнальных публикаций, содержащих данные по составу нефтей и газов отдельных месторождений.

Справочник состоит из девяти разделов, соответствующих либо материке, либо его крупному региону (для Азии). В пределах материков сведения приводятся по странам в алфавитном порядке, а в последних — по нефтегазоносным бассейнам. На иллюстрациях показано расположение месторождений нефти и газа, при этом оцифрованы в основном те месторождения, которые описываются в справочнике.

Фактический материал сгруппирован в таблицы четырех типов: «Физико-химическая характеристика нефтей (и конденсатов)», «Фракционный состав нефтей (и конденсатов)», «Групповой углеводородный состав фракций нефтей (суммарного дистиллата)», «Характеристика газов (свободных, растворенных, газовых шапок)».

Выбор аналитических данных, помещенных в таблицах, обусловлен двумя причинами. С одной стороны, использованы параметры, наиболее часто встречающиеся в зарубежных научных публикациях. С другой стороны, авторы старались привести те параметры, которые находят наибольшее применение при всякого рода геохимических построениях.

За рубежом при анализе нефтей наиболее широко применяется методика, разработанная Горным Бюро США¹, которая предусматривает определение плотности, вязкости, содержания серы, кокса, микроэлементов — ванадия и никеля. Эти данные в справочнике наиболее представительны. Реже встречаются сведения о содержании твердых парафинов и особенно силкагелевых смол.

Разгонка нефтей по американскому стандартному методу (ASTM) проводится в две стадии: до 275° С при атмосферном давлении и затем при давлении 40 мм рт. ст. до температуры 300° С. Для нефтей, изучаемых по этой методике, в справочнике приводится выход широких фракций: н. к. — 100°, 100—200°, 200—300°, 300—375°, 375—435° С. Первые три фракции соответствуют фракциям с принятыми в СССР условиями разгонки. Начиная с введения вакуума, фракции не являются полностью идентичными, однако, как полагает О. А. Радченко, при геохимической интерпретации материалов имеющиеся отличия можно не принимать во внимание.

Данные по групповому углеводородному составу приводятся лишь для двух фракций (н. к. — 200° и 200—350° С). Содержание углеводородов дается в процентах на соответствующую фракцию.

В справочнике излагаются сведения приблизительно по 1100 месторождениям нефти и газа.

Наиболее полно охарактеризованы нефти и газы по месторождениям стран с развитой нефтяной и газовой промышленностью, особенно по месторождениям США, где сведения о составе нефтей и газов публикуются в ежегодных бюллетенях и докладах Горного Бюро. Крайне скудны сведения по странам, которые вступили в разряд нефтегазодобывающих в последние 5—10 лет (Испания, Конго, Заир и др.).

¹ N. A. C. Smith, H. M. Smith, O. C. Blade, E. L. Garton. The Bureau of Mines Routine Method for the Analyses of Crude Petroleum. The Analytical Method. Bu Mines Bull. 490, 1951, 82 p.

P. M. Smith, J. H. Hale. Crude Oil Characterizations Based on Bu Mines R. Analyses. Bu Mines Rept. of Inv. 6846, 1966, 28 p.

Настоящий справочник следует рассматривать как дополнение к вышедшему в 1976 г. в издательстве «Недра» справочнику «Месторождения нефти и газа зарубежных стран», поэтому сведения об условиях залегания нефти и газа и геологическая характеристика месторождений представлены очень коротко и схематично.

В конце справочника помещены приложения, которые необходимы при работе с зарубежной геохимической литературой.

В. И. Высоцкий, А. Н. Гусева

ПРИНЯТЫЕ В СПРАВОЧНИКЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- НГБ — нефтегазосный бассейн;
- ГБ — газосный бассейн;
- НГО — нефтегазосная область;
- $P_{пл}$ — пластовое давление;
- $P_{нас}$ — давление насыщения;
- $t_{пл}$ — пластовая температура;
- G — газонасыщенность нефти;
- μ ($^{\circ}C$) — абсолютная вязкость при соответствующей температуре;
- ρ_{20}^4 — относительная плотность нефти;
- C — свободный газ;
- P — растворенный газ в нефти;
- ГШ — газ газовой шапки;
- ГК — газ газоконденсатных залежей;
- н. к. — начало кипения (фракций).

1. Европа

Из 34 стран зарубежной Европы промышленная нефтегазоносность установлена в 18 (рис. 1.1). Всего открыто 698 нефтяных и газо-нефтяных и 572 газовых и нефтегазовых месторождений. Подавляющее число из них мелкие.

В разделе приводятся сведения по всем нефтегазодобывающим странам, а также по Греции, где в скором времени должна начаться разработка месторождений, открытых в Эгейском море. Наиболее полные данные имеются по Австрии, Великобритании, Италии, ФРГ и Румынии, где нефтегазодобывающая промышленность имеет длительную историю. Менее полно охарактеризованы месторождения ГДР, Испании и Норвегии.

АВСТРИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Венский, Предальпийский.
Количество месторождений: нефтяных — 24, газовых — 13.

Венский ПГБ

Открыто 14 нефтяных и 10 газовых месторождений (рис. 1.2). Все месторождения, за исключением нефтяного Матцен (крупное) и газового Цверндорф (среднее), мелкие. Месторождения, как правило, многопластовые. Нефти кайнозойских продуктивных горизонтов приурочены к терригенным коллекторам, а мезозойских — к карбонатным. Нефти разнообразны по составу, малосернистые (табл. 1.1, 1.2).

Газы в кайнозойских отложениях имеют преимущественно метановый характер, содержание гомологов и гетероатомных компонентов невелико. В газах мезозойских отложений увеличивается содержание гомологов метана и в значительных количествах появляются кислые соединения — сероводород и двуокись углерода (табл. 1.3).

Рис. 1.1. Обзорная карта нефтегазодобычи Европы. Штриховкой показаны нефтегазодобывающие страны.

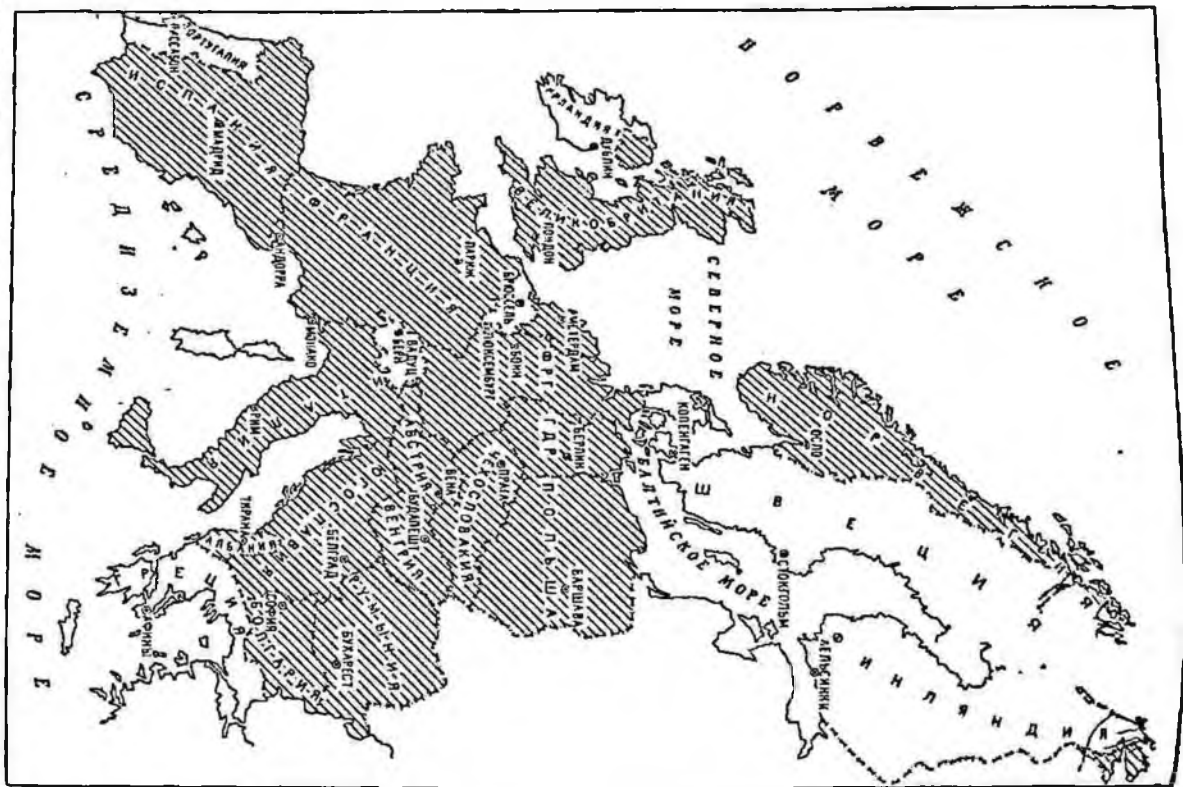
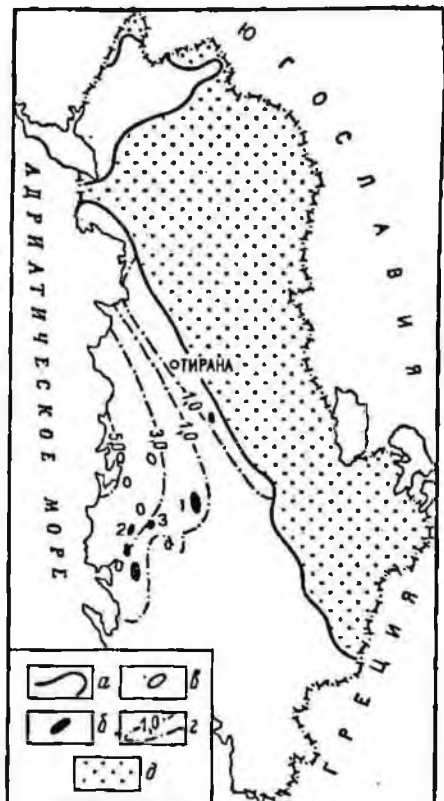
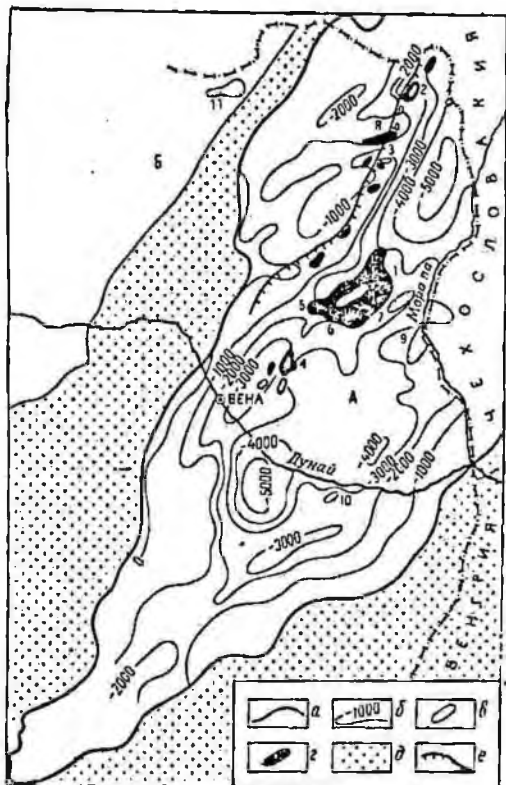


Рис. 1.2. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Австрии

а — границы НГБ: А — Венского, Б — Предалпийского, б — изогипсы донеогенового складчатого основания в м; месторождения: а — газовые, з — нефтяные (1 — Матца, 2 — Мельберг, 3 — Нойндль, 4 — Адсриана, 5 — Шенкпрехт-Тиф, 6 — Шенкпрехт-Убертиф, 7 — Баумгартен, 8 — Санкт-Ульрих-Хаускирхен, 9 — Цверндорф, 10 — Энциердорф, 11 — Вильдсдиорбах); в — флишевая зона Альп; г — Штайтсбергский сброс

Рис. 1.3. Схема размещения месторождений нефти и газа Албании

а — граница Адриатического НГБ; месторождения: б — нефтяные, в — газовые (1 — Кучена, 2 — Патос, 3 — Мариние); г — изогипсы подошвы неогена в км; д — выход на поверхность альпийского эвгссинклипального комплекса



Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Австрии

Таблица 1.1

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °C	C, м ³ /т	μ (°C), сПа	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти, вес. %					
								Сера	Парафин	Смолистые вещества	Асфальтены	Кокс	
Венский НГБ													
Матцен, 1940	Тортон, VIII	1100		Нет данных		21,6 (20)	0,030	0,28	0,15	16,6	1,78	4,54	
	Тортон, XVI	1050	16,0	Нет данных	50	9,3 (20)	0,005	0,21	0,25	13,5	0,30	3,47	
Мюльберг, 1942	Тортон, XVI	1200		Нет данных		2,16 (20)	0,800	0,13	3,33	Нет данных		1,50	
	Эонен	1400		То же		2,72 (20)	0,867	0,08	4,12	То же		1,25	
Адерклаа, 1900	Юра	3045	31,8	106	Нет данных	0,0 (50)	0,861	0,72	5,00	*		1,02	
	Триас	2852	30,2	90	Нет данных		0,765	0,10		Нет данных			
Шёнпирхен-Тиф, 1962	Триас	2887	30,2	104	Нет данных	0,0 (50)	0,379	0,21	20,3	Нет данных		2,44	
Шёнпирхен-Убертиф, 1962	Триас	5500		Нет данных		4,8 (50)	0,851	Нет данных	2,0	Нет данных			
Баумгартен, 1962	Триас	2750	28,4	100	Нет данных		0,786			Нет данных			
Нойзидль, 1936	Гельвет	1100		Нет данных			0,655	0,00	3,81	Нет данных		1,23	

Таблица 1.2

Фракционный состав нефтей месторождений Австрии

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	н. к. — 200° C		200—300° C		300—350° C		Остаток выше 350° C	
	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰
Венский НГБ								
Матцен; тортон, XVI	8,34	0,787	17,4	0,849	12,54	0,874	81,28	0,920
Адерклаа; тортон Юра	33,5	0,745	22,0	0,808	16,5	0,823	27,0	Нет данных
Нойзидль; эонен	17,0	Нет данных	21,0	Нет данных	19,0	Нет данных	43,0	То же
Шёнпирхен-Тиф; триас	14,0	То же	18,5	То же	18,0	То же	49,5	*
	5,0	»	21,0	»	21,0	»	53,0	*

Характеристика свободных газов месторождений Австрии

Таблица 1.3

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °C	Состав газа, об. %									
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ +высшие	CO ₂	N ₂	H ₂ S
Венский НГБ														
Адерклаа, 1950	Верхний мел	3400	34,5	112	93,00	0,27	0,05	0,01	0,01	0,02	0,03	3,17	0,63	2,80
» 1959	Триас	2600	Нет данных	100	92,58	2,53	0,73	0,11	0,21	0,22	1,12	1,61	0,57	0,32
Баумгартен, 1960	Триас	2700	28,4	100	87,93	1,12	0,49	0,10	0,15	0,28	0,86	3,92	5,00	0,15
Шёнпирхен-Убертиф, 1968	Триас	6009	60,3	176	83,98	0,78	0,20	0,05	0,09	0,08	0,32	10,95	1,10	2,45
Райерсдорф, 1970	Триас	3050	Нет данных	103	81,3	0,80	0,20			0,3		12,8	0,60	4,0
Мюльберг, 1942	Плиоцен	290	2,5	Нет данных	98,8	0,3			0,1			0,6	0,2	—
Матцен, 1949	Сармат	600	6,0	То же	98,9	0,1			0,1			0,3	0,6	—
Церндорф, 1952	Тортон	1500	14,9	»	97,4	1,1	0,3	0,1		0,2		0,3	0,4	0,2
Фишаменд, 1951	Сармат	520	Нет данных	»	98,8	0,6			0,2			0,2	0,2	—
Предальпийский НГБ														
Вилдешдорфбах, 1960	Гельвет	765	7,9	28,5	99,42			0,12				0,02	0,44	—

Предальпийский ЦГБ

Известно 10 нефтяных и 3 газовых месторождения. Все месторождения мелкие. В австрийско-баварской части бассейна нефтегазоносны отложения юры, мела, палеогена и миоцена. В зоне Вашберг, преимущественно газоносной, продуктивны отложения миоцена. Нефти и газы австрийской части Предальпийского бассейна охарактеризованы слабо.

АЛБАНИЯ

Нефтегазоносный бассейн: Авдрпатический (рис. 1.3). Количество месторождений (ориентировочно): нефтяных — 6, газовых — 6.

Основные продуктивные горизонты — песчаники тортонского (свиты кучева, горанц, дриза) и сарматского ярусов миоцена. Нефти тяжелые, высокосернистые (табл. 1.4). На месторождении Маривезе с глубины 1350 м получена легкая нефть (0,830).

Фракционный состав нефти месторождения Кучева, свита дриза (фракция, °С): $\frac{\text{в. к.} - 200}{\text{выход, об. \%}} : \frac{200 - 300}{12} ; \frac{300 - \text{в. к.}}{14} ; \frac{\text{остаток}}{18} ; \frac{\text{остаток}}{56}$.

Фракционный состав нефти месторождения Патос, свита дриза (фракция, °С): $\frac{\text{в. к.} - 200}{\text{выход, об. \%}} : \frac{200 - 300}{3,8 - 11,5} ; \frac{\text{остаток}}{39 - 65}$.

Таблица 1.4
Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Албании

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл, МПа	Содержание в нефти, вес. %		
				μ (50° С), сПа	Р ₄ ²⁰	Сера
Кучева, 1928	Миоцен, тортон, свита горанц	500—600	5—6			35—55
	Тортон, свита дриза	600—850	6—8,5			35—55
Патос, 1939	Миоцен; тортон, свита дриза	20—1265	3,0—8,0			1400— 3000
Месторождение, год открытия	Р ₄ ²⁰	Сера	Содержание в нефти, вес. %			
			Парафины	Смолы свлякагеле- вые	Асфальтены	
Кучева, 1928	0,940	3,7	0,7	12,7	8,7	
	0,983	4,6	0,4	14,2	15,3	
Патос, 1939	0,987—1,018	4,9— 6,15	0,2—0,3	14,7—18,6	18,5—21,4	

БОЛГАРИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Предкарпатско-Балканский, Западно-Черноморский (Варненский).

Количество месторождений: нефтяных — 3, газовых — 2.

Предкарпатско-Балканский ПГБ

Открыто 2 нефтяных и 2 газовых (газоконденсатных) месторождения (рис. 1.4). Все месторождения мелкие. Продуктивны в основном карбонатные отложения траса.

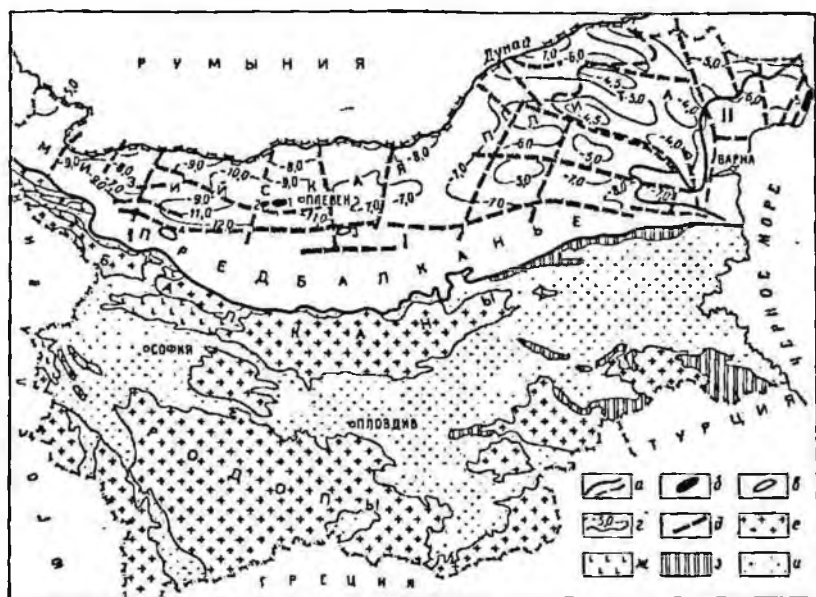


Рис. 1.4. Схема размещения месторождений нефти и газа Болгарии

а — границы ПГБ, установленные и предполагаемые; *I* — Предкарпатско-Балканского, *II* — Западно-Черноморского; месторождения: *б* — нефтяные, *г* — газовые (*1* — Долни-Дыбник, *2* — Горин-Дыбник; *3* — Деветакж, *4* — Чирен, *5* — Тоденово); *ж* — изогипсы поверхности фундамента в км; *з* — крупные разрывные нарушения; выходы на поверхность или неглубокое залегание геосинклинально-складчатых комплексов: *е* — байкальского и добайкальского, *ж* — герциевского, *а* — мезозойского, *и* — альпийского

Нефти близки по химическому составу, легкие, низкосернистые (табл. 1.5—1.7).

Газы метановые, с высоким содержанием конденсата — от 50 до 340 см³/м³ (табл. 1.8).

Таблица 1,5

Физико-химическая характеристика нефтей и конденсатов месторождений Болгарии

Месторождение, год открытия	Возраст продук- тивного горизонта	Глубина залега- ния, м	P _{нас} , МПа	t _{нас} , °C	P _{нас} , МПа	G, кг/г	η (20° C), сПз	ρ ₂₀ ²⁰	Содержание в нефти					
									Сера *	Парфина *	Смоли система- тесное *	Асфальтена *	Кисл *	У **

Предкарпатско-Балканский ИГБ

Долни- Даблук, 1962, 1965	Средний	3420—	34,0	114	2,7	20	5,1	0,814	0,10	5—8	2,5	0,25	1,2	Нет дан- ных	0,0	15
	трасс	3450														
Горни- Даблук, 1967	Средний	3350—	30,7	110	2,7	20	6,5	0,825	0,2	5—7	2,4— 3,9	1,0— 0,9	1,4	Нет дан- ных	15	15
	трасс	3490														

Западно-Чорноморский ИГБ

Тялено- во, 1951	Ранний	350—400	3,5—4,0	32—38	3,8	10,7	7,80	0,938	0,28	0,2	6—10	0,5— 1	Нет дан- ных	120	120	120
	мел, валла- жлив															

* Вес. %.
** 10⁻⁴ г/мл.

Таблица 1.6

Фракционный состав нефтей и конденсатов месторождений Болгарии (об. %)

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	п. к.—200° С	200—300° С	300—450° С	Остаток
--	--------------	------------	------------	---------

Предкарпатско-Балканский НГБ

Долви-Дыбник; поздний тряс, карнийский ярус	62	18	20	—
средний тряс	27	26	30	17
Горни-Дыбник; средний тряс	28	12	33	27

Западно-Черноморский НГБ

Тюленово; ранний мел, валажкн	1,1	18,8	46,3 *	37,8 **
-------------------------------	-----	------	--------	---------

* Фракция 300—550° С.

** Остаток после 550° С.

Таблица 1.7

Групповой углеводородный состав фракции п. к.—200° С нефтей месторождений Болгарии (об. %)

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
--	-----------	------------	---------------

Предкарпатско-Балканский НГБ

Долви-Дыбник; поздний тряс, карнийский ярус	71	20	9
средний тряс	72	22	6
Горни-Дыбник; средний тряс	67	25	8

Западно-Черноморский НГБ

Тюленово; ранний мел, валажкн	39,4 *	40,6 *	20,0*
-------------------------------	--------	--------	-------

* Групповой углеводородный состав суммарного дистиллата.

Характеристика газов месторождений Болгарии

Таблица 1,8

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина выработки, м	P _{пл} , МПа	D _с , м/сут	Состав газа, об. %				
						СН ₄	С ₂ H ₆	С ₃ H ₈		
Предкарпатско-Балканский ИГБ										
Долин-Дабшик, 1962, 1965	Поздний триас, карпатский ярус	С	2990—3070	30,8	100	91,08	8,02	1,21		
		Г	3120—3450	34,0	114	51,90	14,03	12,27		
Чирен, 1963	Триас, рашля юра	С	1630—1965	18,3	75	90,37	2,30	0,05		
Западно-Черноморский ИГБ										
Тюлепово, 1951	Олигоцен	С	140—170	4,0	20	94,24	—	—		
Состав газа, об. %										
Месторождение, год открытия	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	С ₆ H ₁₄	СО ₂	N ₂	Н ₂ O	Ar	
	0,16	0,30	0,11	0,09	0,08	0,90	2,45	—	—	
Долин-Дабшик, 1962, 1965	2,93	5,23	2,07	1,66	0,89	5,20	3,78	—	—	
Чирен, 1963	0,27	0,20	0,13	0,06	0,01	0,22	5,70	0,02	0,07	
Предкарпатско-Балканский ИГБ										
Западно-Черноморский ИГБ										
Тюлепово, 1951	0,07							0,05	5,56	Иог данных

Примечание. В газе месторождения Девстани — 78,9% СН₄.

Западно-Черноморский ПГБ

Известно 1 мелкое газонефтяное месторождение. Залежь нефти приурочена к известнякам валавжина. Нефть тяжелая (0,938), низкосернистая (табл. 1.5—1.7).

Залежь газа связана с песками олигоцена (табл. 1.8).

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Центральноевропейский, Западно-Английский, Англо-Парижский.

Количество месторождений: нефтяных — 42, газовых — 18.

Центральноевропейский ПГБ

Открыто 40 нефтяных и 17 газовых месторождений. Из них 18 нефтяных расположены в островной части страны, остальные — в принадлежащем Великобритании секторе Северного моря. Большинство открытых в британском секторе Северного моря месторождений относятся к категории крупных и крупнейших. Нефтяные месторождения сосредоточены в северной части сектора, залежи приурочены к терригенным коллекторам юры и палеогена. Южная часть акватории преимущественно газоносна, продуктивны отложения нижней и верхней перми и нижнего триаса (рис. 1.5).

Нефти североморских месторождений, как правило, характеризуются средней плотностью, высокой газонасыщенностью и невысокой сернистостью (табл. 1.9—1.11).

Для газов характерно высокое содержание метана. Содержание тяжелых газообразных углеводородов, кислых и инертных компонентов незначительно. Исключение составляет лишь газ месторождения Хьюитт, отличающийся высоким содержанием сероводорода (табл. 1.12).

Западно-Английский и Англо-Парижский НГБ

В Западно-Английском НГБ известно 1 нефтяное месторождение, в Англо-Парижском — 1 нефтяное и 1 газовое. Все месторождения мелкие и в настоящее время уже не разрабатываются.

ВЕНГРИЯ

Нефтегазоносный бассейн: Паннонский (рис. 1.6).

Количество месторождений: нефтяных и газонефтяных — 52, газовых — 49.

Продуктивны терригенные отложения неогена (паннон и торгон), палеогена (олигоцен, эоцен) и мезозоя (верхний мел и триас).

Нефти разнообразны по составу. Характерно незначительное содержание серы, повышенное содержание парафина, изредка — асфальтенов (табл. 1.13—1.15).



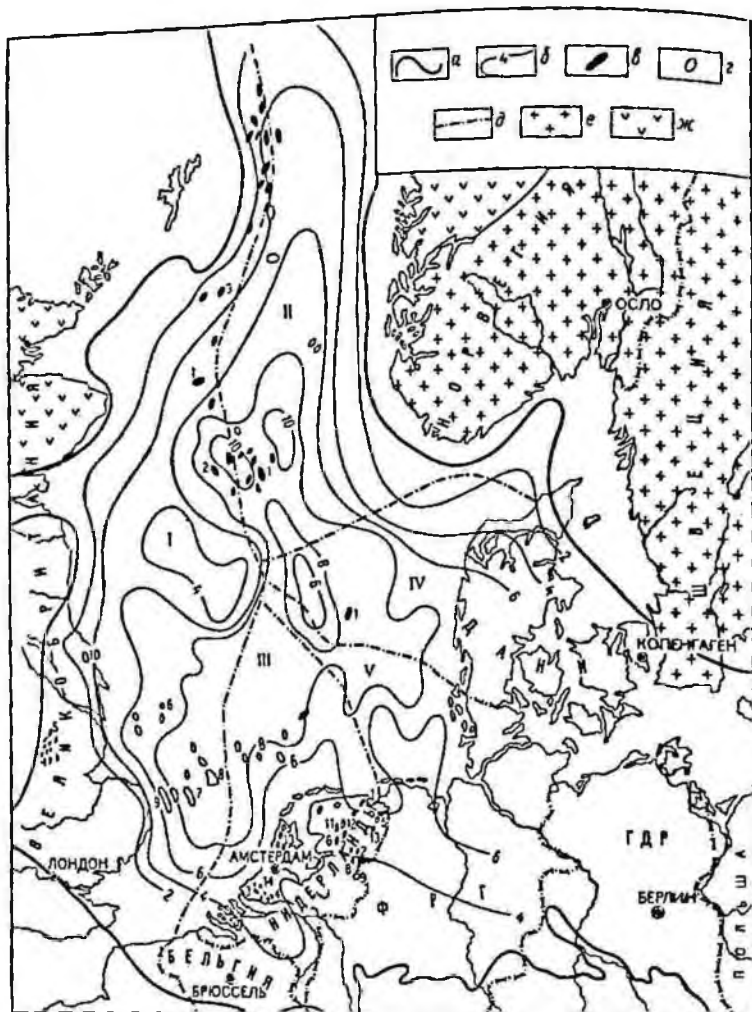


Рис. 1.5. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в акватории Северного моря и на прилегающей суше

а — границы Центральноевропейского НТБ; б — изогипсы фундамента в км; месторождения: е — нефтяные, з — газовые (Великобритания); 1 — Фортис, 2 — Ок, 3 — Пайпер, 4 — Инриг, 5 — Келхем-Хилс, 6 — Вест-Соул, 7 — Ламан, 8 — Индифатгейби, 9 — Хьюитт, 10 — Лонгва; Нидерланды: 1 — Гронинген, 2 — Шёвбек, 3 — Рифсвийк, 4 — Ийзельмонде, 5 — Анвервеен, 6 — Де-Вилт, 7 — Кеворден, 8 — Тюберген, 9 — Де-Лют, 10 — Берген, 11 — Ванперверен, 12 — Декскамп, 13 — Россум, 14 — Нордлийк; Дания: 1 — Дан; Норвегия: 1 — Экофисен; в — границы секторов в Северном море: I — Британского, II — Норвежского, III — Нидерландского, IV — Датского, V — ФРГ; выходы на поверхность: е — докембрийских складчатых комплексов, ж — каледонских складчатых комплексов

Физико-химическая характеристика нефти месторождений Великобритании

Месторождение, шифр, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Лугаваля, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °С	P _{вещ} , МПа	G, кг/т	μ (°С), сПа	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти				
									Сера *	Парафин *	Асфальтены *	Кокс *	
Центральноевропейский НГВ													
Фортис, 1970	Поздний мел, палеоцен	2413	22,4	75	Нет данных	40,4	40,7 (37,7)	0,840	8,5	Нет данных	12,5 ***	20 ***	10 ***
Ок, 1970	Поздняя пермь	2318		Нет данных	Нет данных			0,837		Нет данных			
Дайвер, 1973	Поздняя юра					8,2 (20)		0,847		То же			
Ширинг, 1989	Поздний карбон, слата жерловых песчаников	540—750	7,0—10,5	Нет данных	2,1—2,8	Низкое (20)	30,7 (20)	0,852	10,4	Нет данных			
Колкэм-Хилс, 1941	Поздний карбон	870			Нет данных		4,5 (21)	0,890	5,8	0,40			То же

* Вес. %.

** 10-6 г/млн.

*** В остатке выше 525° С.

Фракционный состав нефти месторождений Великобритании

Месторождение	Н. н.—150° С		150—200° С		200—250° С		250—300° С		300—350° С		350—400° С		400—450° С	
	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰
Центральноевропейский НГВ														
Фортис	9,8 *	0,687 *	15,4 **	0,785 **	14,4	0,789	21,4	0,852	—	—	—	—	—	—
Ок	9,5 *	0,687 *	10,6 **	0,754 **	16,6	0,797	19,0	0,839	—	—	—	—	—	—
Дайвер	8,3 *	0,689 *	17,6 **	1,188 **	8,11	17,88	0,852	—	—	—	—	—	—	—
Ширинг	13	0,742	4,0	0,792	8,0	0,818	12,0	0,840	5,8	0,851	6,8	0,859	5,6	0,862
Колкэм-Хилс	6	0,733	4,2	0,785	8,0	0,820	15,0	0,859	11,2	0,884	7,5	0,892	10,0	0,904

* Фракция Н. н.—100° С.

** Фракция 100°—200° С. Фортис:—остаток выше 525° С—15,8, ρ₄²⁰—0,970; Ок: остаток выше 350° С—43,8, ρ₄²⁰—0,921; Дайвер: остаток выше 375° С—38,6, ρ₄²⁰—0,936.

Таблица 1.11

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Великобритании (об. %)

Месторождение	н. н. — 100° С				100 — 200° С				200 — 250° С				
	Мetano- вые	Нафтино- вые	Аромати- ческие	Мetano- вые	Нафтино- вые	Аромати- ческие	Мetano- вые	Аромати- ческие	Мetano- вые	Нафтино- вые	Аромати- ческие	Мetano- вые	Аромати- ческие
Фортис	85,0	12,4	2,6	49,9	33,3	16,8	—	—	—	—	—	—	—
Лайпер				50,0	37,5	12,5							
Ок		Нет данных											

Центральноевропейский ИГБ

Таблица 1.12

Характеристика свободных газов месторождений Великобритании

Месторождение, год открытия	Возраст продуктив- ного горизонта	Трубова важность, м	P _{гидр} , МПа	t _{гидр} , °С	Состав газа, об. %										
					СН ₄	С ₂ H ₆	С ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	С ₅ H ₁₂	С ₆ H ₁₄	С ₇ H ₁₆ + С ₈ H ₁₈	СО ₂	Н ₂	Ne
Вест-Соул, 1965	Рашля перль	2800	29,0	90	94,11	3,22	0,57	0,08	0,42	0,19	—	0,5	—	1,18	0,03
					95,5	2,86	0,49	0,08	0,09	0,05	0,06	0,04	0,81	0,02	
Лемаг, 1966	Рашля перль	1900	21,0	Нет дан- ных	92,14	3,56	0,85	0,16	0,22	0,18	0,52	0,02	2,36	—	—
					83,19	5,32	2,14	0,21	0,15	0,08	0,41	0,08	8,4	0,02	
Хьюитт, 1966	Рашль трис	1500	18,0	То же	97,6										
					87										
Индиэттингсбел, 1966	Рашля перль	900 2500	Нет дан- ных 28,6	87	83,19										
					97,6										

Центральноевропейский ИГБ

Газы преимущественно метановые, часто с повышенным содержанием углекислого газа (до 63,5%) и азота (33,7%). В Залайском районе количество тяжелых углеводородов в их составе достигает 20% (табл. 1.16).

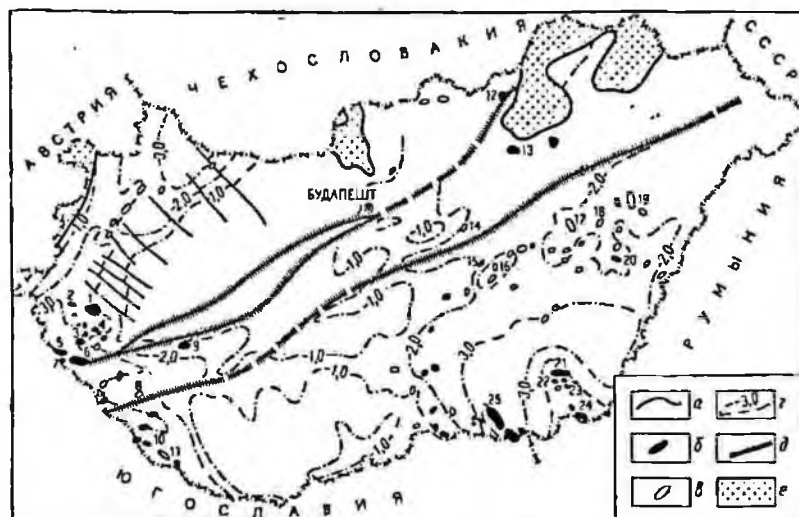


Рис. 1.6. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Венгрии

а — границы Паннонского НГБ; месторождения: б — нефтяные и газонефтяные, в — газовые (1 — Надьлендсег, 2 — Барабашсег, 3 — Хажот-Эдергч, 4 — Хажот, 5 — Ловаси, 6 — Будафалуста, 7 — Уйфалу, 8 — Пино, 9 — Бужак, 10 — Херескье, 11 — Гёргеток-Бабоча, 12 — Федемеш, 13 — Демьсег, 14 — Фармош, 15 — Сольнок, 16 — Сапдасаллот, 17 — Тартарунеш, 18 — Надудвар, 19 — Хайдусобосло, 20 — Бихарьялдафом, 21 — Пустафэльдвар, 22 — Пустасаллот, 23 — Тотномлош, 24 — Ваттопья, 25 — Алдьс); г — изогипсы подошвы неогена, км; д — разрывные нарушения крупнейшие и прочие; е — выходы на поверхность или неглубокое залегание альпийских гессинклиinally-сиддачатых комплексов

ГДР

Нефтегазоносные бассейны: Центральноевропейский, Тюрингский.

Количество месторождений (ориентировочно): нефтяных и газонефтяных — 9, газовых и нефтегазовых — 10.

Центральноевропейский НГБ

Известно 8 нефтяных и газонефтяных и 3 газовых месторождения (рис. 1.7). Нефтяные, газонефтяные и газовые залежи приурочены к отложениям верхней перми (серия штассфурт, главный доломит). Нижняя пермь (ротлигендес) исключительно газоносна.

Нефти северной части бассейна характеризуются большим разнообразием. Наиболее легкая нефть (глубина залегания 2950 м) отличается низкой смолистостью (2,4%), содержание асфальтенов — 0,03%. Выход фракции н. к. — 200° С составляет 52%. Тяжелая

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Венгрии

Месторождение, год открытия	Возраст, виденко и эволюционно продуктивного горизонта	Глубина на- дежности, м	Темп. в/ш	t, °C	G, м³/т	ρ (°C), с/с	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти				
								Сера *	Пара- фины *	Ас- фальт- тепы *	Ионы *	V **
Пальдьвдзел, 1951	Триас, V-VI	2127-2200	22,5	117	0,3	Нет дан- ных	0,961	1,8	17,3	Нет дан- ных	181	47
Барабашгер, 1954	Поздний мел	2190-2380	21,2	134	Нет данных	Нет данных	0,932	7,0	14,7	15,5	167	45
Хахот, 1941	Торгон; триас	1400-1500	14,5- 15,5	74-79	Нет дан- ных	79 (37,8)°	0,868	6,5	3,0	4,0	Нет данных	
Ловаси, 1940	Ранний палеог	1050-1900	9,5-20,4	60-	415	7,6 (37,8)°	0,822	6,0	0,02	0,15	0,031	1,8
Буйфалуста, 1937	Ранний палеог	1050-1500	9,9-13,6	103 62-77	105	21,8 (37,8)	0,833	6,5	0,20	1,5	0,10	3,7
Уйфалу, 1941, 1950	Ранний палеог	1470-1500	15,3	75	Нет данных	Нет данных	0,886	30	0,3	4,5	0,12	10
Бужак, 1954	Торгон	610-650	6,0	35	То же	То же	0,955	Нет дан- ных	1,28	Нет данных		
Демьен, 1954	Олигоцен, руп- пель	328-1430	2,4-8,0	22-50	149	Нет дан- ных	0,859	То же	0,24	2,9	Нет данных	
Сольнок, 1954	Триас	2000	22,0	105	Нет дан- ных	Нет дан- ных	0,891	*	4,3	Нет данных		
Бихарьядь- байом, 1947	Торгон	1090	11,5	58	Нет дан- ных	11,2 (50)	0,820	*	1,55	То же		
Багтонья, 1959	Ранний палеог	1028-1030	9,1	63	3235	14,6 (37,8)	0,797	*	0,3	*		
Алдье, 1965	Поздний палеог; триас	1760-1763 1855-1859	18,7 19,5	93 97	87 73	13,9(30) 42,4 (37,8)	0,798 0,839	4,1 6,5	Нет дан- ных	Нет дан- ных		

* Вес. %
** 10-1 ч/млн.

Таблица 1.14

Фракционный состав нефтей месторождений Венгрии

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	н. к.—100° С		100—200° С		200—300° С		300—400° С		400—425° С	Остаток
	Выход, об. %		Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	Выход, об. %
Надьленддьел; поздний мел, I—IV	3,40		Нет данных		11,83		Нет данных			84,77 *
Барабашег; поздний мел	—	2	0,751	9	0,796	20	0,890	8		61
Хахот; торгон, мел, триас	2	17	0,765	19	0,827	17	0,907	5		40
Ловаси; ранний паннон	10	28	0,808	24	0,851	27	0,899	3		8
Будафалуста; ранний паннон	12	27	0,800	16	0,836	18	0,897	7		20
Уйфалу; ранний паннон	3	9	0,791	11	0,827	17	0,896	9		51
Бужак; торгон	—	3	0,806	15	0,865	12	0,946	5		65
Алдье; поздний паннон, сераг	40,4		Нет данных		18,5		Нет данных			41,0 *
алдье	25,5		То же		16,0		То же			58,5 *

* Остаток после 300° С.

Таблица 1.15

Грушовой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Венгрии (об. %)

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	н. к.—200° С			н. к.—400° С		
	Метановые	Нафтенновые	Ароматические	Метановые	Нафтенновые	Ароматические
Надьленддьел; поздний мел, триас	87	10	3	50	26	24
Хахот; поздний мел, триас	82	15	3	57	21	22
Ловаси; ранний паннон	47	37	16	59	27	14
Будафалуста; ранний паннон	55	28	17	63	24	13
Уйфалу; ранний паннон	63	25	12	Нет данных		
Бужак; торгон	48	49	3	То же		

Месторождение, год открытия	Возраст и на- именование продуктивного горизонта	Условия нахожде- ния	Глубина за- легапия, м	Рпл, МПа	t _{пл} , °С
Надлепдзел, 1951	Трасс, VIII	Р	2299—2314	24,0	125
Хахот-Эдерич, 1942	Ранний папюн	С	1200—1430	Нет данных	
Ловаси, 1940	Ранний папюн	ГШ	1020—1500	9,5—16,0	60—85
Пше, 1937	Ранний папюн	С	1365	14,0	67
Хереснь, 1958	Папюн	ГШ	1404—1565	14,5—16,0	70—78
Гёргеет-Бабо- ча, 1960	Поздний папюн	С	1605—1612	18,5	100
Федемш, 1961	Отгодеи	С	600	6,0	30
Фармош, 1962	Папюн	С	1202—1350	12,5—14,0	60—67
Саидасаллош, 1957	Ранний папюн	С	1470—1630	16,0—17,0	75—80
Татарулеш, 1957	Ранний папюн	С	1200—1400	12,0—14,0	66—77
Надудвар, 1953	Папюн	С	1000	10,0	55
Хайлусобосло, 1958	Ранний папюн	С	1183—1246	12,5	66
Пустафьльдвар 1959	Ранний папюн: пушта-I бекеш-IV	С ГШ	900—1250 1685—1800	10,0 17,0—18,0	60—83 113—120
Пустасаллош, 1962	Папюн	ГШ	1630—1730	16,5—17,5	80—85
Тоткомлош, 1942	Ранний папюн	С	1000	11,0	50
Баттопья, 1959	Ранний папюн	С	800—911	10,0	42—48
Алье, 1965	Поздний папюн, чонгрэдэсак сорэг	С ГШ	1779—1728 1847—1850	18,7 19,5	93 95

нефть обнаружена на глубине 2000 м. Она содержит 10,1% смол, 6,14% асфальтенов. Выход фракции н. к. — 200° С составляет 10%.

Месторождение Райкенхаген содержит залежь нефти в отложениях главного доломита на глубине 2299 м. Плотность нефти 0,843; газосодержание 150 м³/т, содержание серы 0,32, твердых парафинов 6,6%.

Фракционный состав (фракция, °С): $\frac{\text{н. к.} - 180}{21,5}$; $\frac{180 - 240}{10,0}$;
 $\frac{240 - 340}{21,0}$

газов месторождений Венгрии

Состав газа, об. %												
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	He	Ar	
75,51	4,99	4,09	4,24		—	—	—	8,49	2,68	—	—	
84,60	3,18	1,32	0,45	0,64	0,52	—	—	0,16	9,13	—	—	
98,30	—	—	—	—	—	—	—	0,30	1,30	Нет данных	0,02	
15,62	0,49	0,30	0,19		—	—	—	79,20	4,20	—	—	
60,99	4,96	2,93	1,00	1,32	0,95	—	—	11,30	16,51	—	—	
73,90	—	—	—	—	—	—	—	18,50	7,50	Нет данных	0,10	
79,00	—	—	—	—	—	—	—	—	21,00	—	—	
65,16	0,59	0,24	0,13	—	—	—	—	0,20	33,68	—	—	
76,50	2,70	0,90	—	—	—	—	—	10,50	9,30	Нет данных	—	
97,70	Нет данных							0,10	2,10	То же		
87,7	—		7,8		—	—	—	1,5	3	—	—	
77,13	7,64	2,96	0,76	0,93	0,39	0,28	0,11	5,50	4,30	—	—	
97,2	—	—	—	—	—	—	—	0,8	2,0	—	—	
29,90	1,60	0,70	—	—	—	—	—	63,50	4,20	Нет данных	—	
92,84	2,31	0,98	—	0,65	—	—	—	0,42	2,80	—	—	
78,40	—		7,89		—	—	—	6,88	6,78	Нет данных	—	
98,0	—	—	—	—	—	—	—	2,00	—	—	—	
86,76	5,19	2,84	1,01	1,49	0,85	0,39	—	0,52	0,95	—	—	
77,41	9,44	6,34	1,20	1,40	0,52	0,37	0,10	1,01	2,15	—	—	

Газы характеризуются значительным содержанием азота (табл. 1.17). Высокая концентрация ртути установлена в газе роглигендеса месторождения Зальцведель-Пеккензен.

Тюрингский НГБ

Известно одно газонефтяное (Фолькенрода) и 7 газовых и нефтегазовых месторождений. Продуктивны — главный доломит серии штассфурт и песчаники нижнего триаса (бултзандштейн). Глубина залегания в основном 600—780 м.

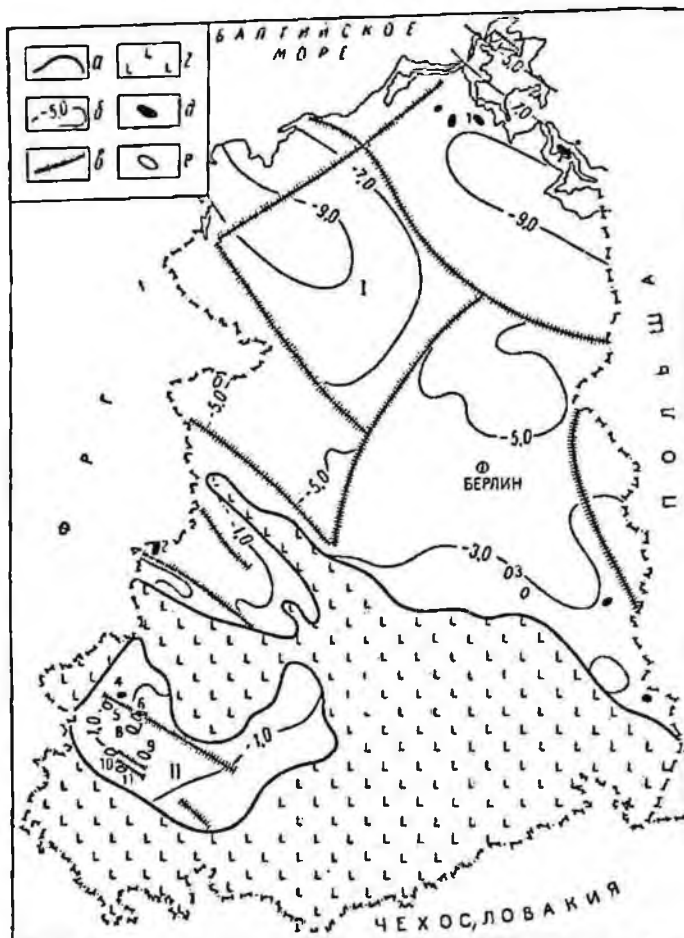


Рис. 1.7. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений ГДР
 а — границы нефтегазоносных бассейнов: I — Центральноевропейского, II — Тюрингского;
 б — изогипсы фундамента в км; в — разрывные нарушения; г — область выхода на поверхность или неглубокого залегания варисцийского складчатого основания; месторождения:
 д — нефтяные и газонефтяные, е — газовые (1 — Райвкенхаген, 2 — Фальштейн, 3 — Штауков, 4 — Фолькенрода, 5 — Мюльхаузен, 6 — Альмснаузен, 7 — Кирххайлинген, 8 — Лангенальца, 9 — Фапер-Хов, 10 — Беринген, 11 — Кранберг)

На месторождении Фолькенрода нефтегазоносен главный доломит на глубине 635—655 м.

Плотность нефти 0,836, газосодержание — 179 м³/т.

Фракционный состав (фракция, °С): $\frac{\text{н. к.} - 100}{12,0}$; $\frac{100 - 200}{23,0}$; $\frac{200 - 300}{23,0}$; $\frac{300}{42}$.

В нефтях месторождений Кирххайлинген и Лангенальца содержание парафинов составляет соответственно 3,1 и 5,5%.

Содержание азота в газах достигает 67% (табл. 1.17).

Характеристика свободных газов месторождений ГДР

Месторождение, год открытия	Возраст в каменно-углепродуктивном горизонте	Глубина залегания, м	Р пл. МПа	t пл. °C	Состав в нефти, об. %							№	№	Ar		
					C _н	C _н	C _н	C _н	C _н H ₁₀	C _н H ₁₂	C _н H ₁₄				CO ₂	
Центральноевропейский НГБ																
Районен-хаген, 1961	Поздняя перль, главный доломит серни шгасс-фург	2290	39,5	72—76	45	16						Нет данных	25	Нет данных		
Фальштейн, 1935	Поздняя перль, главный доломит	1520—1550	Нет данных		33	3						То же	62	То же		
Штаков *	Поздняя перль, главный доломит	Нет данных	Нет данных		59,7	16,2						0,1	24	—		
Тюрингский НГБ																
Фолькенрода, 1930	Поздняя перль, главный доломит	635—655	10,0—11,0	34	54,5	12,4	9,0	3,7		0,1		0,1	18	—		
Мюльхаузен, 1932	Поздняя перль, главный доломит	650	Нет данных		48,40	3,40	0,75	0,20	0,30			1,60	45,10	0,10—0,16		
Альмен-хаузен—Кирххайлигтен *	Поздняя перль, главный доломит	600	То же		59,7	10,0	5,2	0,7	0,3			—	24,0	0,1		
Лангенвальде, 1935	Ранний триас	Нет данных	*		33,0	—	—	—	—			—	67,0	—		
Фалерхов *	Поздняя перль, главный доломит	780	*		50,20	12,30	6,50	1,90	1,00	0,85		—	27,20	0,05		
Беринген *	Поздняя перль, главный доломит	Нет данных	Нет данных		40,1	1,0					Нет данных	—	25,0	Нет данных		
		То же	То же		50,5	1,81	0,13				Нет данных	10,3	35,9	0,11	Нет данных	

* Месторождения открыты в конце 50-х и в 60-е годы.

ГРЕЦИЯ

Нефтегазоносный бассейн: Северо-Эгейский.

Количество месторождений: нефтяных — 1, нефтегазовых — 1.

В 1973—1974 гг. открыты месторождения нефтяное Прину и нефтегазовое Южная Кавала. Месторождения пока не разрабатываются. Расположены в северной части акватории Эгейского моря (рис. 1.8).

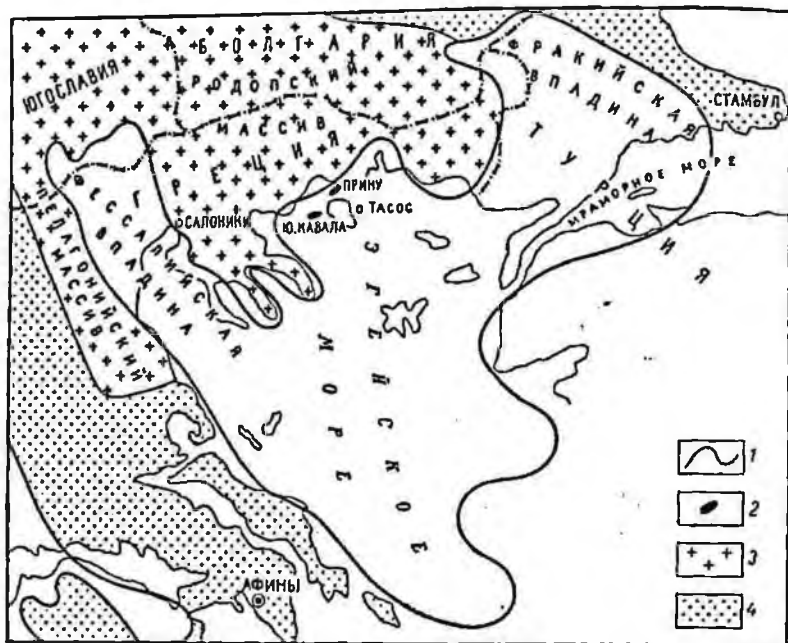


Рис. 1.8. Схема размещения нефтяных месторождений Греции

1 — границы Северо-Эгейского НТБ; 2 — нефтяные и нефтегазовые месторождения; 3 — выходы метаморфических пород Родопского и Целагопийского массивов; 4 — альпийские складчатые сооружения Диварион и Балкан

Месторождение Южная Кавала содержит четыре продуктивных горизонта в песчаниках среднего миоцена. Три верхних горизонта газопосны, глубина их залегания 1539—1568 м, в нижнем получен приток конденсата плотностью 0,735. В четвертом горизонте на глубине 1648—1707 м получена нефть плотностью 0,882.

На нефтяном месторождении Прину с глубины 2580—2645 м получена нефть плотностью 0,892, содержание серы около 4%. Нефть отличается малой вязкостью.

ДАНИЯ

Нефтегазоносный бассейн: Центральноевропейский.

Количество месторождений: нефтяных — 4, газовых — 2.

Все месторождения располагаются в акватории Северного моря и относятся к категориям мелких и средних (рис. 1.5).

На месторождении Дан (открыто в 1967 г.) продуктивны мелоподобные известняки датского яруса на глубине 1800—2150 м. Пластовое давление 25 МПа, температура — 73° С. Плотность нефти 0,876. Отличительная черта нефти — низкая газонасыщенность.

ИСПАНИЯ

Нефтегазоносный бассейн: Эбро.

Количество месторождений: нефтяных — 2.

Месторождение Айолуэнго (открыто в 1964 г.) приурочено к карбонным доломитам верхней юры — нижнего мела, залегающим на глубине 1350—1400 м (рис. 1.9). Плотность нефти 0,830—0,934.

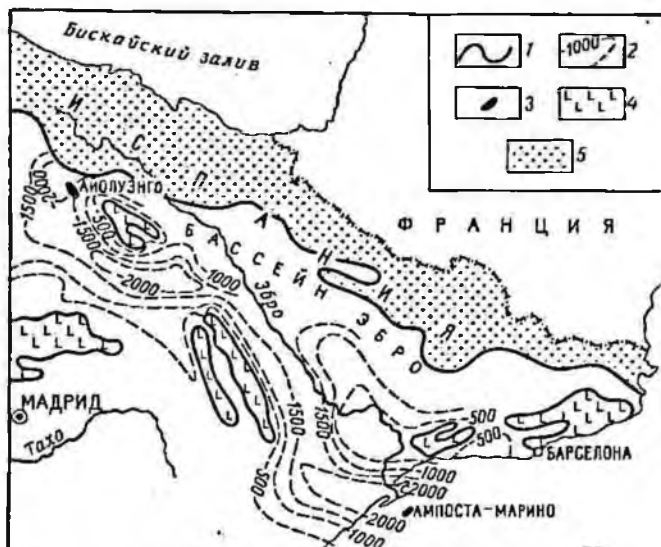


Рис. 1.9. Схема расположения нефтяных месторождений Испании

1 — границы нефтегазоносного бассейна Эбро; 2 — изогипсы складчатого основания в м; 3 — нефтяные месторождения; 4 — выходы герцинических складчатых комплексов; 5 — альпийские складчатые сооружения Пиренеев

На месторождении Ампоста-Марино (открыто в 1970 г.) продуктивны миоценовые и верхнеюрско-нижнемеловые отложения на глубине 1800 м. Плотность нефти 0,940—0,953, содержание серы до 5%.

ИТАЛИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Сицилийский, Адриатический (рис. 1.10).

Количество месторождений: нефтяных и газонефтяных — 12, газовых и нефтегазовых — 81.



Рис. 1.10. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Италии

а — границы нефтегазовых бассейнов; б — прогибы донеогенового основания в км; месторождения: в — нефтяные, г — газовые (Сицилийский НГБ: 1 — Джела, 2 — Рагуза, 3 — Гальяно, 4 — Маццоро, 5 — Липпоне; Адриатический НГБ: 1 — Кортемаджоре, 2 — Пистиччи, 3 — Валлекуа, 4 — Пандиво, 5 — Корреджо, 6 — Милербио, 7 — Альфонсине, 8 — Равенна, 9 — Кавьяга, 10 — Бордолао, 11 — Корнеллиано, 12 — Сорезина, 13 — Рипальта, 14 — Пьядена, 15 — Купелло-Сан-Сильво, 16 — Гроттоле-Феррандина, 17 — Бальоло-Мелла, 18 — Десава, 19 — Малосса, 20 — Равенна-Маре); д — альпийские складчатые сооружения; е — выходы герцинических складчатых сооружений

Сицилийский ПГБ

Известно 4 нефтяных и 6 газовых месторождений. Нефтяные месторождения Джела и Рагуза и газовое Гальяно относятся к категории средних, остальные — мелкие. Нефти тяжелые и очень тяжелые, высокосернистые, с высоким содержанием ванадиевых и никелевых порфиринов (табл. 1.18, 1.19). Интересной особенностью нефти месторождения Рагуза является преобладание никеля над ванадием.

Газы, растворенные в нефтях месторождений Джела и Рагуза, являются по существу не углеводородными, а углекислыми (табл. 1.20).

Адриатический ПГБ

Известно 8 газонефтяных и 75 газовых и нефтяных месторождений. Месторождения мелкие и средние. Лишь в 1974 г. открыто одно крупное газоконденсатнонефтяное месторождение Малосса — глубина залегания нефти 6250 м, плотность нефти 0,755.

Среди нефтяных месторождений Италии четко обособляются две группы: с залежами, приуроченными к терригенным коллекторам верхнего миоцена и плиоцена, содержащими легкие малосернистые нефти, и с залежами в карбонатных отложениях мезозоя, палеогена и нижнего миоцена, вмещающими высокосернистые нефти (табл. 1.18).

Газы залежей терригенного комплекса верхнего миоцена — плиоцена сухие с низким содержанием гомологов, метана, кислых и инертных газов. В карбонатных верхнемеловых и нижнемеловых отложениях увеличивается содержание углекислого газа и азота (табл. 1.20).

НИДЕРЛАНДЫ

Нефтегазоносный бассейн: Центральноевропейский (см. рис. 1.5).

Количество месторождений: нефтяных — 15, газовых — 42.

Нефтяные месторождения относятся к категории мелких, лишь месторождение Шёнебек и морское месторождение F/18 — средние. Среди газовых месторождений известны крупные и крупнейшие, а также гигантское месторождение Слохтерен (Гронинген).

Нефтяные залежи сосредоточены главным образом на западе страны, в пределах Западно-Нидерландской области. В Восточно-Нидерландской области, являющейся преимущественно газоносной, известно одно нефтяное месторождение Шёнебек.

Нефти Нидерландов отличаются средней и высокой плотностью — от 0,845 (месторождение Пийнакер) до 0,946 (месторождение Васенаар). Содержание серы меняется от 0,20 до 0,96%. Нефтеносны отложения мезозойского возраста (табл. 1.21—1.23).

Газовые скопления приурочены, как правило, к отложениям палеозойского возраста; продуктивны нижнепермские и верхнепермские породы. В Западно-Нидерландской области известны небольшие скопления свободного газа в отложениях нижнемелового возраста. Газы палеозойских отложений отличаются повышенным содержанием азота и низким содержанием газообразных гомологов метана (табл. 1.24).

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Италии

Таблица 1.18

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл.} МПа	t _{пл.} °С	C, м ³ /т	μ (°С) сПа	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти						
								Сера *	Порафина *	Смолистые вещества *	Асфальтены *	Конс *	У **	Н **
Сицилийский НГБ														
Джелла, 1956	Поздний триас	3517	36,8	92,5	18	85,62 (50)	1,019	7,89	0,6	33,29	25,9	13,2	147,0	94,5
Рагуза, 1953	Поздний триас	1455	15,0	Нет данных	180	Нет данных	0,935	2,40	1,3	12,01	10,0	7,1	14,1	84,0
Адриатический НГБ														
Кортемаджоре, 1949	Поздний миоцен	1600	18,0	55	Нет данных	1,86 (20)	0,839	0,10	Нет данных	4,44	0,22	Нет данных		
Пистиччи, 1959	Поздний мел	2000	Нет данных			43,9 (20)	0,997	6,41	Нет данных		Нет данных			
Валлекупа, 1955	Ранний миоцен	600	Нет данных				0,934	4,50	Нет данных		То же			

* Вес. %, ** 10⁻² ч/млн.

Фракционный состав нефтей месторождений Италии

Таблица 1.19

Месторождение	п. к.—200° С		200—250° С		250—300° С		300—400° С		400—425° С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰
Сицилийский НГБ												
Джелла	1,5	Нет данных	2,5	0,818	4,0	0,863	10,0	0,903	4,0	0,952	75,0	Нет данных
Рагуза	7,6	0,755	1,8	0,816	5,9	0,840	—	—	—	—	84,6 *	0,968

* Остаток выше 300° С.

Характеристика газов месторождений Италии

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	P _{пл.} МПа	t _{пл.} °С	Состав газа, об. %									
						CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + высшие	CO ₂	N ₂
Сицилийский НГБ															
Гальяно, 1960	Миоцен	С	2500	Нет данных		89,27	4,99	2,35	0,61	0,69	0,34	0,21	0,48	0,69	0,37
Джелла, 1956	Поздний триас	Р	3517	36,8	92,5	9,34	2,01	4,09	1,05	3,48	1,29	1,61	—	75,87	1,25
Маццаро, 1958	Плиоцен	С	1400	Нет данных		99,15	0,12	0,03	—	—	—	—	—	0,02	0,68
Липино, 1956	Миоцен	С	2500	То же		99,1		0,15	—	—	—	—	—	0,01	Нет данных
Адриатический НГБ															
Корреджо, 1952	Плиоцен	С	1125	*		99,57	0,07	Следы	—	—	—	—	—	0,03	0,33
Минербио, 1953	Плиоцен	С	1254	*		99,62	0,09	0,01	—	—	—	—	—	0,02	0,26
Альфосине, 1953	Плиоцен	С	1460	*		99,47	0,05	0,03	0,01	Следы	—	—	—	0,02	0,42
Кортемаджоре, 1949	Плиоцен	С	1500	17,9	46	91,69	4,97	1,34	—	—	—	—	—	—	0,50
Равенна, 1956	Плиоцен	С	1840	21,8	39	99,53	0,05	0,01	0,004	—	0,56	0,003	—	—	0,40
Кавьяга, 1957	Плиоцен	С	1400	Нет данных	51	97,18	1,44	0,56	0,15	—	—	0,07	—	—	0,60
Бордолино, 1954	Плиоцен	С	1700	То же	59	99,11	0,15	0,21	—	—	0,03	—	—	—	0,50
Корнелиано, 1950	Плиоцен	С	1427	16,5	52	99,17	0,27	0,13	—	0,02	0,01	—	—	—	0,40
Рипальта, 1948	Плиоцен	С	1586	Нет данных		98,2	0,6	—	—	—	—	—	—	—	0,6
Пьявела, 1953	Плиоцен	С	3000	39,0	72	99,1		—	0,3	—	—	—	—	—	0,6
Купелло-Сан-Сальво, 1959	Миоцен	С	1250	Нет данных		60,18	5,49	2,78	0,31	0,63	0,16	0,17	0,20	8,40	21,62
Гроттоле-Феррандина, 1959	Поздний мел	С	600	То же		87,86	3,11	0,82	0,08	0,13	0,03	0,01	—	4,48	2,09
Пистиччи, 1959	Поздний мел	С	2000	*		92,13	2,98	2,20	0,38	0,42	0,10	0,02	0,04	1,10	0,63
Баньяло-Мелла, 1955	Плиоцен	С	1212	13,53	38	98,51	0,22	0,19	0,60	—	0,10	—	—	—	0,38
Десина, 1952	Плиоцен	С	2430	26,93	76,4	97,31	0,96	0,61	0,11	—	0,11	—	—	—	0,90
Пандино, 1954	Плиоцен	С	1900	21,41	61	99,11	0,208	0,134	0,025	—	0,023	—	—	—	0,50
Равенна-Маре, 1960	Плиоцен	С	2380	Нет данных		99,49		—	—	—	0,06	—	—	—	0,45

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Нидерландов

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °C	d ₄ ²⁰ (37,8 °C), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти				
							Сера *	Парафин *	Кисл *	У **	NI **
Низельмонде, 1956	Баррем	930	9,0	37	21	0,942	0,53	Нет данных	2,8	7	12
Ришвиик, 1953	Неоком	1400	13,8	61	Нет данных	0,861	0,20		Нет данных		
Шёнебек, 1943	Валаажин	650—880	7,4	35	2,6	0,910	0,96	6,0	3,0	11	16

* Вес. %.

** 10⁻³ г/млн.

Таблица 1.22

Фракционный состав нефтей месторождений Нидерландов

Месторождение	н. к.—100° C		100—200° C		200—300° C		300—375° C		375—435° C		Остаток выше 435° C	
	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰
Низельмонде	—	—	2,9	0,789	16,4	0,869	11,7	0,905	8,8	0,922	59,4	0,974
Ришвиик	3,0	Нет данных	9,0	0,749	17,75	0,828	6,95	0,835	8,62	0,851	54,0	Нет данных
Шёнебек	1,7	0,733	6,3	0,760	12,7	0,832	7,0	0,865	6,0	0,887	65,9	0,948

Таблица 1.24

Характеристика свободных газов месторождений Нидерландов

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °C	ρ ₄ ²⁰	Состав газа, об. %										
						CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + выше	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S	Ar
Гроинген, 1959	Ранняя пермь	2800—2975	35,0	107	Нет данных	81,7	2,7	0,4	0,1	0,2	0,9	14,0	0,037	Нет данных	0,011	
Аппервееп, 1964	Ранняя пермь	2420	Нет данных	81	0,610	90,6		4,8			0,4	4,2		Нет данных		
До-Вийк, 1959	Ранняя пермь	2400	Нет данных	81	Нет данных	84,6	5,2	1,9	0,8	0,37	0,4	6,7		То же		
Кеворден, 1948	Поздняя пермь	2700	То же	110	0,610	91,5			0,5		3,0	3,5				
Тюберген, 1949	Поздняя пермь	1400	19,2	70	0,630	88,0			0,4		3,0	8,6				
Де-Лют, 1951	Поздняя пермь	1200	Нет данных	65	Нет данных	92,7		Нет данных			1,0		Нет данных			
Берген, 1969	Ранняя пермь	2500	27,0	81	То же	94,6	3,0	0,43	0,147	0,1	0,033	0,67	0,98	0,03	Нет данных	0,01
Вашипорвееп, 1953	Ранний мел	1400	Нет данных	76	0,620	88,9			4,45		0,15	6,5				
Депекамп, 1954	Поздняя пермь	1850	То же	Нет данных	0,620	88,0			1,6		2,6	7,8				
Риссум, 1952	Поздняя пермь	Нет данных			0,620	91,9			4,2		0,8	3,1				

Групповой углеводородный состав фракций нефтей
месторождений Шпдерландов (об. %)

Месторождение	н. н.—200 °С			200—335 °С		
	Метано- вые	Нафतेно- вые	Аромати- ческие	Метано- вые	Нафतेно- вые	Аромати- ческие
Шпсельмондо	8,0	86,0	6,0	15,0	58,0	27,0
Шптебек	46,0	45,0	9,0	57,0	24,0	19,0

НОРВЕГИЯ

Нефтегазоносный бассейн: Центральноевропейский (см. рис. 1.5).
Количество месторождений: нефтяных — 13, газовых — 7.

Все месторождения выявлены в акватории Северного моря. Среди них известны гигантские (Статфьорд), крупнейшие (Экофиск, Элдфиск, Вест-Экофиск), крупные (Альбускьел) и средние (Эдда). Залежи нефти в южной части норвежского сектора Северного моря (месторождения группы Экофиск) связаны с карбонатными коллекторами датского яруса. Глубины их залегания изменяются от 2900 до 3300 м. В северной части сектора залежи приурочены к терригенным отложениям средней юры, глубины залегания которых 2400—4600 м.

Плотность нефтей варьирует от 0,806 (Альбускьел) до 0,849 (Элдфиск).

На месторождении Экофиск (открыто в 1969 г.) продуктивны известняки датского яруса на глубине 3100 м. Пластовое давление 50 МПа, температура — 129° С. Содержание серы 0,18%, ванадия и никеля — соответственно $0,6 \cdot 10^{-6}$ и $2,5 \cdot 10^{-6}$, газонасыщенность 374 м³/т.

Фракционный состав (фракция, °С; сера, вес. %) :		15—95; 0,0002
95—150; 0,0005	150—200; 0,0056	200—250; 0,05
10,7; 0,757	9,7; 0,788	12,2; 0,825
остаток выше 350° С; 0,32		250—350; 0,10
42,4; 0,926		15,2; 0,854

Групповой углеводородный состав фракций:

(фракция, °С		15—200
метановые; нафтенные; ароматические, % на фракцию	95—150	150—200
45,5; 36,5; 18,0	43,4; 36,1; 20,5	нет данных; нет данных; 17,7
200—350	нет данных; нет данных; 18,7	нет данных; нет данных; 18,7

На газонефтяном месторождении Фригг (открыто в 1971 г.) продуктивны песчаники эоцена на глубине 2000 м. Плотность нефти 0,916. В газе содержится об. %: CH₄—96; C₂H₆—3,6. Отмечены следы сероводорода.

Нефть месторождения Статфорд (открыто в 1974 г.) залегает на глубине 2400 м в песчаниках средней юры. Плотность нефти 0,826, газонасыщенность 140—206 м³/т.

ПОЛЬША

Нефтегазоносные бассейны: Центральноевропейский, Северо-Предкарпатский, Карпатский (рис. 1.11).

Количество месторождений: нефтяных и газонефтяных — 81, газовых — 71.

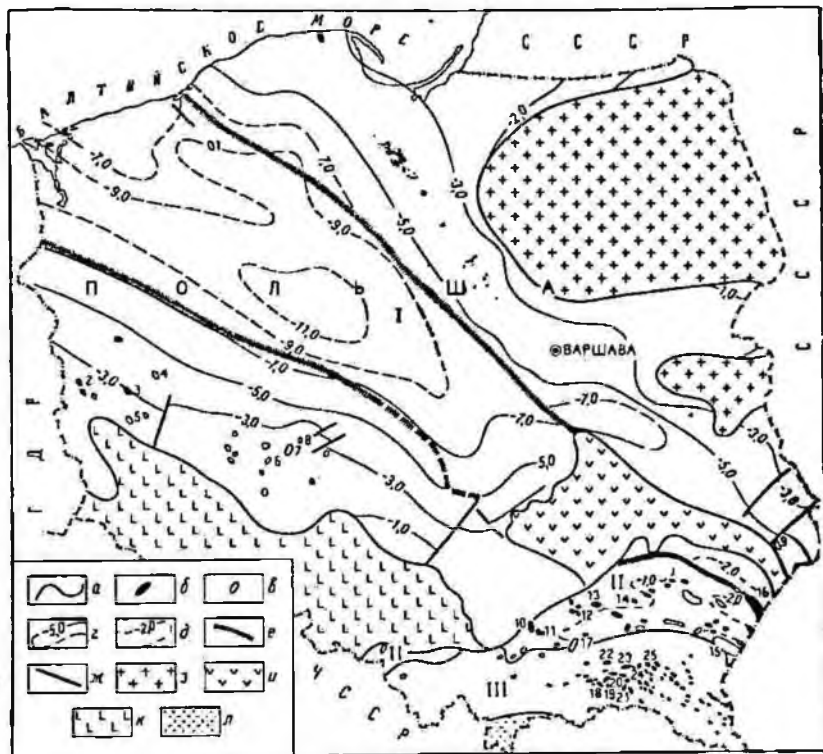


Рис. 1.11. Схема размещения месторождений нефти и газа Польши

а — границы НГБ: I — Центральноевропейского, II — Северо-Предкарпатского, III — Карпатского; месторождения: б — нефтяные и газонефтяные, в — газовые (1 — Венхово, 2 — Рыбани, 3 — Поморско, 4 — Вабимост, 5 — Отынь, 6 — Вешховице, 7 — Удехув, 8 — Тархалы, 9 — Комарув, 10 — Плавовице, 11 — Гробля, 12 — Домброва-Тарновска, 13 — Партия, 14 — Войслав (Мелса), 15 — Шемысль-Яксманяце, 16 — Любачув, 17 — Таркуп, 18 — Сяры, 19 — Фельшерувна, 20 — Ганка, 21 — Фолош, 22 — Ветшно, 23 — Розтоки, 24 — Пстока, 25 — Вентлювна); г — изогипсы поверхности фундамента, установленные и предполагаемые в км; д — изогипсы подошвы миоцена в км; разрывные нарушения: е — крупнейшие, ж — прочие; области выхода на поверхность или неглубокого залегания складчатых комплексов: з — байкальского и добайкальского, и — каледонского, х — герцинского, л — альпийского эвгеосинклинального

Центральноевропейский ПГБ

Открыто 9 нефтяных, 29 газовых, 2 газонефтяных и 2 газоконденсатных месторождения. Основной продуктивной толщей (исключительно газососной) являются нижнепермские терригенные отложения. Продуктивны, кроме того, карбонатные образования серпидинера и штассфурт верхней перми, терригенно-карбонатные — среднего девона и нижнего карбона, а также терригенные породы кембрия.

Залежи нефти невелики по размерам и почти все (кроме двух) расположены на Предсудетской моноклинали. Нефти разнообразны по составу (табл. 1.25, 1.26).

Залежи газа более крупные, газ характеризуется высоким содержанием азота, за исключением территории Люблинского прогиба (месторождение Комарув), где он преимущественно метановый (табл. 1.27).

Северо-Предкарпатский ПГБ

Обнаружены месторождения: 38 газовых, 3 нефтяных, 3 газонефтяных и 1 газоконденсатное. Продуктивны, главным образом, песчано-алевритовые отложения мiocена (тортон, сармат), а также трещиноватые известняки верхнего мела (турона). Менее значительные скопления связаны с песчаниками сеномана, известняками и доломитами верхней юры (кимеридж — оксфорд), песчаниками средней юры, верхнего триаса и верхнего карбона. Газ преимущественно метановый, иногда со значительным содержанием азота (табл. 1.27). Нефти за редким исключением близки по составу, парафиновые, смолистые, часто сернистые (табл. 1.25, 1.26).

Карпатский ПГБ

Известны 60 нефтяных, 4 газовых и 1 газонефтяное месторождения. Продуктивны меловые и палеогеновые отложения. Нефти парафиновые, малосернистые, плотностью 0,806—0,886. Содержание метана в газе колеблется от 19,8 до 91,2% (табл. 1.27).

РУМЫНИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Предкарпатско-Балканский, Паннонский, Трансильванский (рис. 1.12).

Количество месторождений: нефтяных и газонефтяных — 199, газовых — 149.

Предкарпатско-Балканский ПГБ

Выявлено 185 нефтяных и газонефтяных месторождений и 73 газовых месторождения. Месторождения в основном средние и мелкие, реже крупные. В бассейне выделяются две основные нефтегазоносные области — краевого прогиба и Мизийской плиты.

В краевом прогибе, где обнаружено 109 нефтяных и газонефтяных и 37 газовых месторождений, продуктивны терригенные отложения

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Польши

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл. МПа	η (°С), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти					
						Сера *	Твердые парафины *	Смола сыпучего дегтя *	Асфальтены *	Конс *	У **
Центральноевропейский НГБ											
Рыбани, 1901	Поздняя пермь, Z-2	1800—1880	18,2	Нет данных	0,857	1,224	3,53	81	17,11	3,38	Нет данных
Поморско, 1908	Поздняя пермь, Z-2	1500	15,0	58,8 (20)	0,835	1,049	4,10	10,0	11,0	2,24	То же
Северо-Предкарпатский НГБ											
Плавонце, 1934	Поздний мел, поздняя юра	320—780	7,8	Нет данных	0,857	0,85	3,3	0,06	1,06		Нет данных
Гробля, 1962	Поздний мел, сеноман	320—800	3,2—8,0	21,0 (20)	0,804	0,06	3,3	15,8 ***	0,4 ***	0,81	Нет данных
Домброва-Тарновска, 1958	Поздняя юра, кимеридж	500—550	5,5	Нет данных	0,848	1,44	7,8	13,7 ***	1,0 ***		Нет данных
Партия, 1958	Поздняя юра, кимеридж	800—850	8,0	То же	0,833	0,23	7,1	15,5 ***	1,4 ***		Нет данных
Войслав (Мелец), 1959	Юра	875	8,7	32,8 (30)	0,834	0,234	7,09	10,7	0,02	1,24	Нет данных
Карпатский НГБ											
Сяры	Поздний мел	700	7,5	Нет данных	0,864	0,21	0,8	28,7 ***	1,2 ***	—	Нет данных
Фельшерувка	Поздний мел	1000	10,0	То же	0,863	0,26	0,8	22,3 ***	0,7 ***		Нет данных
Гадка	Олигоцен	800	0,5	"	0,861	0,23	0,2	18,0 ***	0,2 ***		То же
Фолюш	Эоцен	250—600	2,5—8,0	40,0 (20)	0,837	0,36	4,45	15,0	0,5	1,3	0,88
Ветшино	Эоцен	400	4,0	Нет данных	0,849	0,18	5,3	10,2 ***	2,2 ***		13,3
Потока	Эоцен	700	7,0	То же	0,815	0,187	0,36		Нет данных		0,37
Венглювка, 1888	Ранний мел	1090—1110	10,5	37,1 (20)	0,849	0,173	0,9	1,2	1,3	1,73	3,7
											4,9
											Нет данных

* Вес, %.

** 10⁻⁴ ч/млн.

*** Содержание по фракциям до 330° С.

Таблица 1.26

Фракционный состав нефтей месторождений Польши

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	η, η.—200° С		200—300° С		300—550° С		Остаток
	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	
Центральноевропейский НГБ							
Рыбани; поздняя пермь, Z-2	24,5	0,730	22,0	0,832	47,7	0,938	5,8
Поморско; поздняя пермь, Z-2	27,0	0,749	21,5	0,825	46,0	0,920	5,5
Северо-Предкарпатский НГБ							
Гробля; поздний мел, сеноман	39,0	0,746	30,0	0,814	28,4	0,896	2,0
Домброва-Тарновска; поздняя юра, кимеридж	23,0	0,773	29,5	0,827	42,4	0,903	5,1
Партия; поздняя юра, кимеридж	25,0	0,760	29,0	0,813	42,6	0,889	3,4
Войслав (Мелец); юра	25,0	0,763	29,0	0,816	42,6	0,886	3,38
Карпатский НГБ							
Сяры; поздний мел	29,0	0,761	23,0	0,836	44,2	0,941	3,8
Фельшерувка; поздний мел	35,0	0,765	23,0	0,848	41,1	0,944	1,9
Гадка; олигоцен	21,5	0,753	21,0	0,826	50,8	0,918	6,7
Фолюш; эоцен	30,0	0,755	23,5	0,818	41,7	0,898	4,8
Ветшино; эоцен	28,0	0,755	21,5	0,827	44,7	0,919	5,8
Венглювка; ранний мел	36,0	0,756	24,0	0,839	37,9	0,939	2,1

Характеристика газод.

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс про- дуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегающих, м	$P_{пл.}$ МПа	$t_{пл.}$ °С
Центральноевро					
Вежхово, 1965	Карбон — рав- няя пермь	С	3054	33,0	Нет дав- ных 72
Бабимост, 1972	Поздняя пермь Z-2	ГП	2370—2380	27,8	
Опашь, 1963	Поздняя пермь, Z-2	С	1140	13,4	Нет дав- ных
Вешховице, 1968—1971	Поздняя пермь, Z-1—ранняя	С	1480—1720	16,7	47
Удехув, 1964	Ранняя пермь, I	С	1430	16,0	Нет дав- ных
Таркалы, 1964	Ранняя — позд- няя пермь	С	1405—1681	19,8	45—51
Комарув, 1967	Средний девон	С	2300—2466	24,1—24,7	60
Северо-Предкар					
Пшемсль-Якс- манце 1959— 1961	Ранний сармат	С	600—1950	7,8—18,5	Нет дав- ных
Любачув, 1956	Ранний сармат — поздний тор- топ	С	1006,5—1007,5	9,8	26—36
Тарнув	Юра, трпс	С	1000	10,0	Нет дав- ных
Карпатс					
Розток, 1931	Олигоцен — эо- цен	С	400—1300	4,0—13,0	Нет дав- ных
Страховица, 1901, 1951	Поздний мел, геиоман	С	800—1100	8,0—11,0	То же

неогена (гельвета, сармата, маотиса, понта, дакия и левантина) и олигоцена. Нефти чрезвычайно разнообразны по составу: плотность меняется от 0,780 до 0,945. Характерны незначительная сернистость, часто повышенная парафинистость (до 13%) нефтей и иногда значительная концентрация в них смолисто-асфальтовых компонентов (табл. 1.28—1.31).

На Мизийской плите продуктивны пески и песчаники неогена (сармат, понт, маотис) и карбонатно-терригенные образования мезозоя (мела, юры, трпаса). Нефти, как правило, малопарафиновые и малосернистые (табл. 1.28—1.31).

Газ преимущественно метановый (табл. 1.32).

месторождений Польши

Состав газа, об. %											
СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ Н ₁₀	n-C ₄ Н ₁₀	i-C ₅ Н ₁₂	n-C ₅ Н ₁₂	СО ₂	N ₂	Не	Аг	
пейский НГБ											
57,60	1,23	0,10	0,06		0,01		—	41,00	—	—	
20,70	4,01	2,85	1,70		Нет данных		0,79	67,7	Нет	данных	
17,70	9,83	6,14	0,57	1,15	0,22	0,19	0,20	64,00	—	Нет данных	
68,1	0,4	0,03	0,01	0,05	0—0,02		—	29,3	0,32	—	
49,85	1,51	0,30	0,06	0,17	0,07	0,04	—	48,00	Нет	данных	
50,37	0,22	0,01	0,02	Нет данных	—	—	—	47,80	0,003	Нет данных	
93,5— 85,2	1,7— 2,2	0,4— 0,9	0,1—0,2		0,0—0,4		0—0,5	2,2— 2,9	—	—	
патский НГБ											
95,05— 98,5	0,73— 0,92	0,14— 0,43	0,24—0,30		—	—	—	1,5— 3,6	Нет	данных	
86,15— 96,32	0,71— 1,91	0,49— 1,20	0,25—0,66		0,31—0,46		0,2— 0,6	6,3— 12,0	0— 0,04	0,33	
74,10	1,20	0,20			0,30		1,20	23,00	—	—	
квий НГБ											
89,72			4,69				0,20	5,30	Нет	данных	
91,16	2,04	0,50	0,58		0,52		0,50	3,40	То же		

Папюнский НГБ

Известно 14 нефтяных и газонефтяных и 9 газовых месторождений. Продуктивны отложения плиоцена, миоцена (гельвет, тортон), палеогена, верхнего мела и коры выветривания кристаллического фундамента.

Нефти разнообразны по составу. Газ преимущественно метановый, в неогене со значительным содержанием углекислого газа (табл. 1.32).

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Румынии

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$\rho_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	μ (°C), сПа	$\rho_{ж}$	Содержание в нефти, вес. %				
							Сера	Парафин	Смолистые вещества	Асфальтены	Кисл.
Предкарпатско-Балканский НГБ											
Джамэна	Олигоцен	930	7,7	25	Нет данных	0,820	0,12	3,7	7,2	0,1	Нет данных
Земон, 1905 Мойнешти-Фоале — Таз-лау, 1912 Дофтяна, 1954	Олигоцен	400—1100	4,0—12,0	15—35	То же	0,873	0,24	1,6	12,0	7,1	То же
	Олигоцен, к ₁ —к _{IV}	650—1100	9,3—13,2	14—23	»	0,871	0,62	13	12,5	14,9	»
	Олигоцен	1080—1096	14,2	2,9	»	0,877	Нет данных	7,1	12,8	1,2	»
Слэшик Тецкани, 1908	Олигоцен	766—1229	6,1—9,7	18—30	»	0,866	0,34	13,2	15,8	1,2	»
	Гельвет	450—990	5,0—10,0	12—25	»	0,827	Нет данных	13,7	4,8	0,6	»
Ставешти-Солопц, 1896 Мойнешти-Мэгура Кобишан, 1835 Буштерари	Сармат, III	1220—1298	12,5	60	»	0,840	То же	3,5	8,3	1,4	»
	Олигоцен	2000	21,0	50	»	0,833	0,20	13,0	5,0	0,3	»
	Сармат	782	7,8	30	»	0,861	0,20	0,7	5,2	—	»
	Мэотис, гельвет; олигоцен	600—1921	6,0—20,0	20—80	26,9 (30)	0,853	0,28	0,7	8,0	7,7	1,9
Копачени, 1905	Олигоцен	788—820	8,0	35	Нет данных	0,833	Нет данных	2,0	7,4	—	0,164
Кымшша-Драгэняса, 1857	Мэотис	1000	10,0	40	44,2 (30)	0,850	0,23	10,3	9,0	—	1,55
Апшоса	Мэотис, I; промежуточный III	1600—1800	16,8—19,2	51—63	Нет данных	0,855	Нет данных	8,0	4,6	Нет данных	Нет данных
	Дакский Мэотис	700—1000	7,0—11,0	30—40	То же	0,911	0,25	1,5	8,5	0,12	То же
	Сармат, III	1400 2087—2140	15,0 23,0	60 80	» 56,4 (37,8)	0,860 0,835	0,13 0,27	10,0 10,0	5,8 6,5	0,05	Нет данных
Байкой-Цивтя, 1862, 1899, 1924	Дакский, дрэдэр	1627—1637	16,5	55	45,9 (30)	0,871	0,22	2,0	6,0	4,3	1,4
	Сармат	2510—2520	25,0	95	Нет данных	0,845	0,16	10,5	6,5	—	0,023
Морени-Гура-Окница, 1904	Дакский, дрэдэр	506—720	5,6—8,1	18—24	56,8 (30)	0,888	0,32	2,0	9,0	Нет данных	2,75
	Мэотис, I	1591—1602	17,9	55	39,7 (30)	0,837	0,12	5,4	9,6	—	1,67
Арчешти, 1932 Урлац-Челтура, 1911	Мэотис, сармат	1500—2000	23,0	50—80	52,0 (30)	0,834	0,16	7,2	14,8	8,2	2,48
	Мэотис	1000—1400	10,0—14,0	35—50	Нет данных	0,867	0,21	6,5	12,0	Нет данных	—
Берка-Арбанаш, 1899, 1903	Мэотис	200—1700	18,5	8—50	28,2 (37,8)	0,847	0,26	5,0	6,0	0,95	Нет данных
Гльмбочел, 1951	Мэотис	1300	13,5	35	Нет данных	0,903	0,22	1,9	11,0	—	3,7
Кобля, 1955	Мэотис	1500	15,5	45	52,8 (30)	0,835	0,15	12,0	5,0	Нет данных	2,6
Шуца-Сяка, 1948—1950	Мэотис	1400	12,6	47	Нет данных	0,844	0,15	10,0	9,0	—	Нет данных
	Дакский	700—1700	18,5	24—60	46,2 (30)	0,780	0,30	8,0	7,5	4,8	1,42
Буклави, 1934	Дакский	700—1700	18,5	24—60	46,2 (30)	0,780	0,30	8,0	7,5	4,8	1,42

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл., МПа	t пл., °С	μ (°С), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти, вес. %				
							Сера	Нарифины	Смолистые вещества	Асфальтены	Вода
Мошойя	Мэотис	1200	12,0	40	Нет данных	0,914	0,30	0,5	—	—	5,45
Циклеш, 1910, 1953	Сармат, VIII ₂ Гельвет, переходный, I, II	1400 1500—2500	14,0 15,0— 25,0	42 45—75	То же »	0,863 (0,820— 0,838	0,23 0,18— 0,21	0,6 7,2 8,0	40 7,9	7,6 0,20— 0,30	2,6 Нет данных 1,61
Былтеш, 1949—1951	Мэотис	1100—2400	11,0— 24,5	45—110	27,7 (30)	0,833	0,15	4,0	12,0	—	Нет данных
	Гельвет, III	1700—1800	17,5	70	Нет данных	0,856	0,19	7,8	5,3	0,5	Нет данных
Яшк-Жиану, 1957	Средняя юра	2294—3394	21,8— 22,7	105	То же	0,820	0,14	8,3	4,0	0,1	То же
Сьмшик Герчешти Кырча-Малу Маро Чурешти, 1959	Средняя юра	1736—1754	18,0	60	»	0,820	0,14	6,7	6,0	0,1	»
	Средняя юра	1730—1806	20,0	60	»	0,814	0,13	6,7	5,8	0,1	»
	Средняя юра	1575—1592	15,8	68—82	»	0,810	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
	Средняя юра	1670—1985	20,0	60—80	»	0,830	Нет данных	6,3	7,3	0,5	Нет данных
Бырла	Неоком	1670—1750	16,7— 17,5	72—79	»	0,830	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Картожаши	Сармат, I	1092—1112	12,0	42	»	0,894	0,3	1,0	2,3	0,4	Нет данных
Главачек	Мел	2200	21,0	81	»	0,860	Нет данных	3,3	15,6	0,2	Нет данных

Таблица 1.30

Фракционный состав нефтей месторождений Румынии

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	н. к. — 100°С		100—200°С		200—300°С		300—400°С		400—500°С		Остаток
	Выход, об. %	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	

Предкарпатско-Балканский бассейн

Джамана; олигоцен	—	45,8	0,814	21,8	0,852	13,6	0,897	11,0	0,882	7,8
Сьмшик; олигоцен	—	19,4	0,819	19,4	0,836	26,2	0,842	22,1	0,864	12,8
Колшбаш; сармат	—	19,0	0,819	33,0	0,853	16,0	0,883	11,0	0,912	21,0
Кобши; сармат I сармат II	7,5	19,8	0,786	25,2	0,832	12,3	0,877	12,6	0,901	22,8
	5,5	14,9	Нет данных	23,2	0,819	13,5	0,840	15,0	0,848	27,9
Циклеш; сармат, VIII ₂ гельвет, I Былтеш; мэотис	4,0	17,0	0,828	25,0	0,849	12,0	0,884	13,0	0,912	29,0
	6,0	21,0	0,810	23,0	0,830	14,0	0,828	16,0	0,858	20,0
	5,0	21,5	Нет данных	12,5	Нет данных	11,0	Нет данных	—	—	50,0
гельвет, III	4,0	17,0	0,820	22,0	0,839	14,0	0,836	17,0	0,864	26,0
	—	28,0	0,800	32,0	0,824	17,0	0,847	18,0	0,860	5,0
Яшк-Жиану; средняя юра	—	35,0	0,801	27,0	0,827	14,0	0,845	16,0	0,861	8,0
Сьмшик; средняя юра	—	33,0	0,804	27,0	0,828	19,0	0,834	12,0	0,870	9,0

Групповой углеводородный состав нефтей
месторождений Румынии (об. %)

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	н. в. — 200° С			Суммарный дистиллат		
	Метановые	Нафтеновые	Ароматические	Метановые	Нафтеновые	Ароматические

Предкарпатско-Балканский бассейн

Джамана; олигоцен	54	25	21	60	20	20
Мойнешти-Фоале-Тазлау; олигоцен	Нет	данных		56	24	20
Слазник; олигоцен	53	27	20	60	21	19
Станешти-Солонц; олигоцен	50	31	19	59	22	19
Мойнешти-Мэгура; олигоцен	50	29	21	Нет	данных	
Кобилаш; сармат	42	41	17	54	34	12
Кымпина-Драгэняса; мзотис	52	30	18	65	24	11
Анпосо; мзотис	Нет	данных		65	24	11
Окюрь-Горгота; дакий мзотис	23 *	65 *	12 *	53	33	14
Байкой-Цвентя; дакий мзотис	45 *	34 *	21 *	62	25	13
Мореш-Гура-Окшца; левантий мзотис, I, III	33 *	43 *	24 *	49	29	22
Берка-Арбанаш; мзотис	27 *	47 *	26 *	48	35	17
	47	42	11	69	21	10
Берка-Арбанаш; мзотис	45	29	26	64	22	14
Глимбочел; мзотис	Нет	данных		50	34	16
Кобля; мзотис	55	34	11	68	25	7
Шуца-Сяка; мзотис	Нет	данных		69	21	10
Мотойя; мзотис	Нет	данных		44,8	35,5	19,7
Циклени; сармат, VIII ₂ гельвет, I	51	42	7	53	37	10
	60	33	7	63	30	7
Былтеи; гельвет, III	50	30	20	58	33	9
Янку-Жинау; средняя юра	64	18	18	66	21	13
Сэлэши; средняя юра	74	18	8	69	18	13
Герчешти; средняя юра	69	20	11	67	24	9
Картожант; сармат	12	82	6	47	39	14
Гловачес; мел	25 *	19 *	56 *	Нет	данных	
Хырлешти; мел	—	90 *	10 *	То же		
Виделе; сармат	22	68	10	47	35	18

* Франция 150—200° С.

Фракционный состав нефтей месторождений Румынии (об. %)

Месторождение; возраст в индексе продуктивного горизонта	п. н. — 100°С	100—200°С	200—300°С	300—350°С	Остаток
--	---------------	-----------	-----------	-----------	---------

Предкарпатско-Балканский НГБ

Станешти-Соловец; олигоцен		34,0	24,0	—	42,0
Мойнешти-Мэгура; олигоцен		32,0	22,0	—	46,0
Буштенари; мэотис, гельвет, олигоцен	7,0	33,0	20,0	9,0	31,0
Кымшва-Драгэняса; мэотис	9,0	22,0	23,0	11,0	35,0
Байкой-Цивтя; дакий	1,0	21,5	24,5	15,0	38,0
Мореня-Тура-Оканца; мэотис	6,0	23,0	25,0	12,0	34,0
Аричешти; мэотис, сармат	3,0	23,0	25,0	15,0	34,0
Берка-Арбанаш; мэотис	2,5	18,0	30,5	16,0	33,0
Глымбочел; мэотис	2,0	17,5	23,0	27,5	30,0
Кобля; мэотис	8,0	20,0	21,5	13,0	37,5
Шуца-Сяка; сармат, I		27,0	25,3	—	47,7
Бучшани; дакий	15,0	15,0	24,0	8,0	38,0
Мошойя; мэотис	1,0	15,5	18,5	15,0	50,0

Трансильванский ГБ

Открыто 67 месторождений газа. Залежи приурочены к пескам и песчанкам (нередко глинистым и мергелистым) тортона, буглова, сармата и мэотиса. Месторождения обычно многопластовые (до 22 горизонтов). Газ характеризуется высоким содержанием метана (табл. 1.32).

ФРАНЦИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Аквитанский, Англо-Парижский, Рейнский, Ронский (рис. 1.13).

Количество месторождений: нефтяных — 35, газовых — 10.

Аквитанский НГБ

Открыто 10 нефтяных и 5 газовых месторождений. Газовое месторождение Лак относится к категории крупнейших; газовые месторождения Мейон-Сен-Фо, Пон-д'Ас и Руссе, приуроченные к трем блокам одной антиклинальной складки, являются крупными; нефтяное месторождение Паренти среднее. Остальные месторождения относятся к категории мелких. Основная продуктивная толща бассейна — доломиты и доломитизированные известняки верхней юры — неокома.

Характеристика газов

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Условный индекс	Глубина залега-ния, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
--------------------------------	--	-----------------	-----------------------	----------------	---------------

Предкарпатско-

Тазлау-Марэ Аричешти, 1924 Байкой-Цинтя	Олигоцен	C	550	5,5	17
	Даккий	C	416	3,5	16
	Мэотис	ГШ	2000	20,0	78
Мореш-Гура- Оквидя Хурешти	Мэотис	ГШ	1500	15,0	55
	Сармат, IV—VI	C	1533—1989	15,0— 20,0	63—85

Пашов

A	Пашов	C	395,2—514,2	4,0—5,2	30
B	Миоцен	C	586—600	6,0	35
C	Палеоген	C	1763—1785	18,0	80
D	Пашов	C	922—930	9,5	53
F	Кора выветри- вания фунда- мента	ГШ	1583—1598	16,0	80
G	Пашов	C	1378—1398	14,0	75
I	Кора выветри- вания фунда- мента	ГШ	2846—2858	28,5	140
J	Пашов	C	1718—1737	17,3	100
L	Миоцен	ГШ	2371,4—2404,5	24,0	120
	Пашов	ГШ	1860—1870	18,7	90
M	Палеоген	ГШ	2872—2883	29,0	150
N	Пашов	ГШ	1970—1991	20,0	110
O	Пашов	C	2042—2050	21,0	110
R	Мел	ГШ	2782—2821	28,5	140
S	Мел	ГШ	2934—2945	29,5	155
T	Палеоген	ГШ	1530—1536	15,5	130
V	Палеоген	C	3703—3711	37,5	175
W	Мел	C	3838—3860	39,0	175
	Кора выветри- вания фунда- мента	ГШ	2197—2215	22,5	115

Траяско-

Пуши Сармател, 1908	Торгон, I и II	C	816—920	8,2—9,3	28—36
	Сармат, III	C	200—223	2,0—2,5	9
Шиквай Эрпей	Буглов **, VI	C	417—439	4,4	15
	Буглов **	C	937—1028	10,5	30
	Торгон	C	1622—1638	35,0	60

Состав газа, об. %

СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ Н ₁₀	n-C ₄ Н ₁₀	i-C ₅ Н ₁₂	n-C ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	СО ₂	N ₂	Не	Ar
-----------------	-------------------------------	-------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	--------------------------------	-----------------	----------------	----	----

Балканский НГБ

93,20	3,81	1,76	0,29	0,59	0,29	—	—	—	—	—	—
95,4	0,3	—	—	Нет	данных	—	—	—	1,2	Нет	данных
83,34	5,40	3,80	0,24	0,40	0,20	—	—	Нет	данных	Нет	данных
41,39	5,61	5,49	2,41	3,28	3,09	То же	7,76	То же	—	—	—
98,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

ский НГБ *

76,53	0,06	0,01	—	0,01	—	—	—	14,50	8,80	—	0,09
94,90	0,95	0,23	0,08	0,06	—	—	—	1,60	1,18	0,01	—
92,20	2,73	1,80	0,88	0,45	—	—	—	—	1,50	0,01	0,08
63,50	0,68	0,20	0,17	0,16	0,04	0,02	0,01	33,40	1,70	0,02	—
93,50	3,30	1,00	0,37	0,46	0,09	0,06	0,01	—	0,44	0,01	—
99,60	0,24	0,05	0,06	0,03	0,02	—	—	—	—	—	—
81,40	8,80	2,80	1,30	1,70	0,60	0,42	0,22	2,00	0,20	0,01	0,01
1,92	0,02	0,01	—	—	—	—	—	87,90	0,03	—	—
69,85	7,35	3,20	2,50	3,70	0,90	0,70	0,18	11,60	1,00	0,02	—
72,03	3,50	2,70	3,51	5,95	1,18	0,56	0,02	9,60	0,95	—	—
77,60	12,20	4,50	2,20	2,30	0,12	0,09	0,31	0,15	0,21	—	—
65,07	10,40	7,50	2,00	3,10	0,90	0,70	0,27	—	10,00	0,03	0,03
0,63	0,06	0,04	0,01	0,02	—	—	—	99,21	0,01	—	—
9,60	0,54	0,28	0,01	0,02	—	—	—	87,90	1,30	—	—
80,90	11,20	3,90	1,03	1,32	0,15	0,09	0,02	1,30	0,04	—	—
95,60	2,25	0,72	0,43	0,40	0,09	0,05	0,02	—	0,03	0,01	—
96,00	3,10	0,07	0,23	0,06	—	—	—	0,12	0,2	0,01	—
94,90	3,43	0,60	0,40	0,10	—	—	—	—	0,45	0,01	—
92,57	4,20	1,30	0,44	0,60	0,08	0,04	0,01	0,60	0,16	—	—

ванский ГБ

99,46	0,09	0,02	—	—	—	—	—	0,02	0,02	—	—
99,87	0,06	0,02	—	—	—	—	—	0,02	0,02	—	—
99,85	0,08	0,03	—	—	—	—	—	—	0,03	—	0,01
99,83	0,12	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—	—
99,10	0,50	—	—	—	—	—	—	0,01	0,28	—	—

Месторождение, год открытия	Возраст и ин- декс продук- тивного гори- зонта	Условн. ин- конденца	Глубина за- легания, м	$\rho_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С
Корунка	Сармат, II	C	754—772	12,0	25
	Буглов **	СС	1430—1620	19,0	52
	Тортон, XI	СС	1892—1947	23,0	70
Филителынк	Сармат, III	СС	1136—1214	12,0	30
	Сармат, V	C	1494—1614	15,0— 16,5	42
	Буглов **, IX	C	2066—2154	23,0	55
Делони (Шарон), 1924	Буглов **, XI	СС	2234—2334	25,0	62
	Сармат	C	160—194	1,6—2,0	10
	Базна, 1912	C	210—247	2,5	6
Надем	Сармат, IV—V	СС	610—686	7,2—7,4	20
Ноул-Сассек	Буглов **	СС	1686—1764	17,5	43
Бейн	Тортон	СС	1170—1202	12,5	43
Сыггеоргниул-де-	Сармат	C	213—261	2,1—2,7	9
Падуре					
Бентид	Тортон	C	1106—1182	12,3	43
		C	2373—2512	24,0— 25,3	106
Ласлау	Тортон	C	2944	22,8— 33,4	53—78
Тарчешти	Тортон	C	802—845	8,0—8,5	32
Кушмед	Буглов **	C	632—682	6,4—7,0	22

* Названия месторождений в первоисточнике не указываются.

** Соответствует верхнему тортону.

Нефти весьма разнообразны по составу (табл. 1.33—1.35). Плотность меняется в широких пределах — от 0,818 до 0,986. Столь же разнообразно содержание серы.

Отличительной особенностью состава газов является повышенное (до 15,23% в Лаке) содержание сероводорода (табл. 1.36).

Англо-Парижский ПГБ

Известно 16 нефтяных месторождений. Все относятся к категории мелких. Основной продуктивный горизонт — средняя юра. Нефти отличаются средней плотностью и низкой сернистостью; характерно высокое содержание твердых углеводородов (до 10,4% в нефти месторождения Шайи-ан-Бьер).

Рейнский ПГБ

В пределах Франции располагается южная часть бассейна, в которой открыто 7 нефтяных и 3 газовых месторождения. Нефти средние и тяжелые, парафиновые (табл. 1.33). Все месторождения мелкие и в настоящее время не разрабатываются.

Состав газа, об. %											
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	He	Ar
95,50	0,26	0,02	—	—	—	—	—	—	—	—	—
98,00	0,30	0,04	—	—	—	—	—	0,04	4,00	—	0,04
99,73	0,15	0,03	—	—	—	—	—	—	1,27	—	—
99,86	0,08	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	—	—	0,03	—	—
99,67	0,12	0,02	0,01	0,01	0,01	—	—	—	0,03	—	—
99,81	0,10	0,01	—	—	—	—	—	—	0,01	—	—
99,80	0,07	0,01	0,01	—	—	—	—	—	0,07	—	—
99,83	0,09	0,01	—	—	—	—	—	—	0,03	—	0,01
99,87	0,08	0,01	—	—	—	—	—	—	0,03	—	0,01
99,60	0,10	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—	—
99,74	0,10	0,02	—	—	—	—	—	Нет данных	—	—	—
81,20	—	—	—	—	—	—	—	0,10	0,04	—	—
99,83	0,08	—	—	—	—	—	—	0,58	11,30	Нет данных	—
74,03	0,08	0,01	0,01	—	—	—	—	—	0,08	—	—
6,01	6,01	—	—	0,27	—	—	—	20,40	4,00	0,07	0,07
99,05	0,61	—	—	0,02	—	—	—	89,3	4,40	—	0,01
77,96	0,15	0,02	0,01	0,01	—	—	—	—	0,02	0,30	—
63,0	0,23	0,09	0,02	—	—	—	—	2,22	19,40	—	—
								—	35,90	—	—

Ронский ЦГБ

Известно 2 нефтяных и 2 газовых месторождения, которые относятся к категории мелких и в настоящее время не разрабатываются.

ФРГ

Нефтегазоносные бассейны: Центральноевропейский, Предальпийский, Рейнский (рис. 1.14).

Количество месторождений: нефтяных — 132, газовых — 50.

Центральноевропейский ЦГБ

Открыто 103 нефтяных и 22 газовых месторождения. Большинство месторождений мелкие. В категорию средних входят нефтяные месторождения Георгсдорф, Брамбере, Нленхаген-Хенигсен, Ханкенбюттель, Рюле и газовые Реден, Эмlichхайм, Френсвеген и Гроот-хузен-Уттум.

Нефтяные залежи приурочены к мезозойской части разреза, продуктивны отложения средне- и верхнетриасового, юрского и

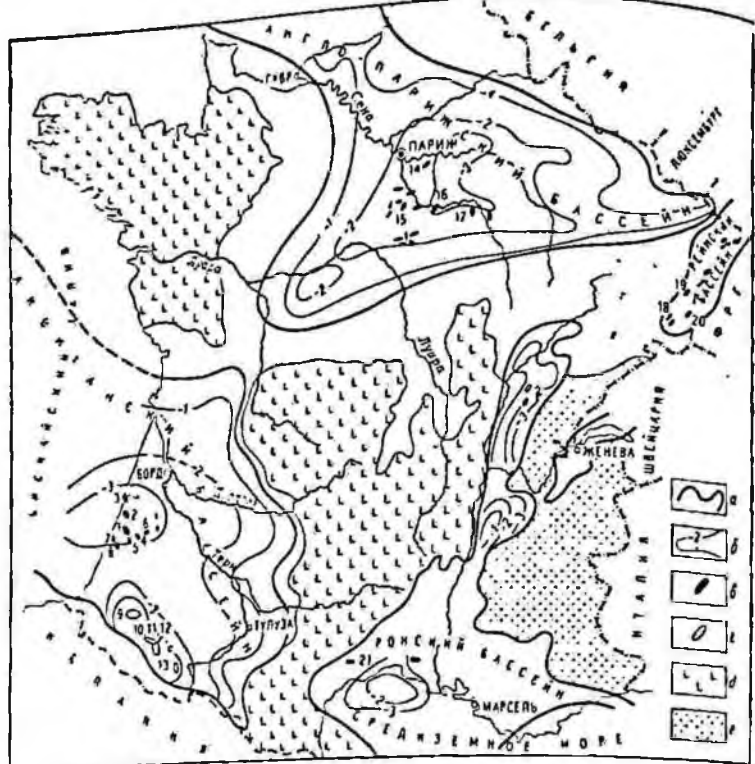


Рис. 1.13. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Франции

а — границы нефтегазоносных бассейнов; б — изогипсы поверхности Фундамента и их месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые (1 — Паренти, 2 — Казо, 3 — Лавернь, 4 — Мон-Кабей, 5 — Люго, 7 — Мимзаав, 8 — Люка, 9 — Лак, 10, 11, 12 — Мейон-Сен-Фю, Пон-д'Ас, Руссе; 13 — Сен-Марс; 14 — Куломж; 15 — Шайи-ан-Бьер; 16 — Вилемер; 17 — Сен-Мартен-де-Боссене; 18 — Рейлинг; 19 — Штаффельфельден; 20 — Пешельбронж; 21 — Галициан); в — области выходов на поверхность герциньских складчатых комплексов Армориканского и Центрального массивов; г — альпийские складчатые сооружения

Таблица 1.34

Фракционный состав нефтей месторождений Франции

Месторождение	н. н. — 100°С		100—200°С		200—300°С		300—375°С		375—435°С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}

Аквитанский НГБ

Паренти	8,0	Нет данных	15,0	Нет данных	21,0	Нет данных	13,0	Нет данных	11,0	Нет данных	32,0	1,010
Мон-Лак	2,0	То же	7,0	То же	15,0	То же	8,0	То же	13,0	То же	55,0	1,010
Лак	5,0	0,657	9,0	0,753	15,0	0,807	2,0	0,872	—	—	69,0	1,052

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Франции

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P, МПа	t, °C	P, МПа	C, №/т	P, °C	ρ ₄	Содержание в нефти, вес. %			
									Сера	Парафины	Смолы и лигниты	Асфальтены
Аквитанский НГБ												
Парентти, 1954	Поздняя юра, неок	2400	24,1	90	2,1	15	17,1 (20)	0,862	0,41	Нет данных	7,70	1,48
Каэо, 1962	Поздняя юра	3130	30,8	112	5,1	33	12,7 (20)	0,838	0,35	То же	8,50	0,20
Лялернь, 1962	Поздняя юра	3280	32,8	119	12,3	122	15 (20)	0,818	Следы	Нет данных		
Мот, 1955	Неоком	2430	22,4	90	0,8	2,8	406 (15)	0,920	0,73	Нет данных	16,6	4,08
Кабай, 1964	Поздняя юра	2075	20,3	79	0,6	8,8	12 (30)	0,841	Следы	Нет данных		
Ляуго, 1956	Неоком	1630	15,7	60	0,3	1,7	400 (15,5)	0,930	0,73	Нет данных	9,75	4,75
Ммнган, 1959	Альб	1400	13,9	60	7,3	19	745 (50)	0,986	1,85	Нет данных		
Ляюка, 1956	Неоком	2000	20,0	70	1,2	13	8 (15)	0,835	0,32	То же		
Англо-Парижский НГБ												
Куломм, 1958	Доггер	1800	18,1	Нет данных	3 *	Нет данных	Нет данных	0,863	0,5	Нет данных	9,45	0,05
Шай-ан Бьер, 1958	Доггер	1667	17,4	68	Нет данных	Нет данных	2,31 (20)	0,849	0,46	10,4	3,85	0,20
Вилмер, 1959	Доггер	1455	15,0	Нет данных	Нет данных	Нет данных	3,6 (20)	0,868	0,5	4,0	8,40	0,20
Сюг-Мартев-де-Боссе, 1959	Доггер	1530	15,7	Нет данных	То же	То же	3,1 (20)	0,863	4,6	0,21	8,15	0,15
Рейнский НГБ												
Рейшг, 1955	Поздняя юра	1400		Нет данных	Нет данных	Нет данных	10 (20)	0,826	0,09	7,1	Нет данных	0,22
Штаффельфельден, 1952	Средняя юра	1650		То же	То же	То же	4,3 (35)	0,823	0,08	Нет данных	11,50	0,23
Пешельбронн, 1813	Олигоцен	400		*	*	*	27,2 (35)	0,897	0,67	Нет данных	Нет данных	4,4
Ронский НГБ												
Галлацан, 1951	Олигоцен	2000		Нет данных	Нет данных	Нет данных	22,5 (30)	0,904	5,0	Нет данных	13,3	6,02

Фракционный состав нефтей месторождений Франции

Месторождение	п. н. — 100°С		100—137,5°С		137,5—173°С		173—200°С		200—250°С		250—275°С	
	Вязк. об. %	ρ_{20}^{20}	Вязк. об. %	ρ_{20}^{20}	Вязк. об. %	ρ_{20}^{20}	Вязк. об. %	ρ_{20}^{20}	Вязк. об. %	ρ_{20}^{20}	Вязк. об. %	ρ_{20}^{20}
Рейнский Штаффельфельден	2,15	0,895	3,14	0,718	9,14	0,749	8,68	0,763	17,83	0,791	5,52	0,824
	0,54	Нет данных	2,32	0,714	7,50	0,742	5,21	0,762	17,7	0,788	7,9	0,811
Пошльбронн	2,99	0,717	1,12	0,749	3,73	0,766	2,24	0,784	7,46	0,805	5,97	0,827
Галициаш	9,22	0,689	3,56	0,757	5,24	0,771	2,85	0,781	6,00	0,804	7,97	0,837
												6,3

Таблица 1.36

Характеристика газов месторождений Франции

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Условия заложения	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, °С	Состав газа, об. %								
						CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + высшие	CO ₂	Н ₂	Н ₂ O
Лак, 1949—1951 Мейон-Сен-Фю, 1965	Неоком Поздняя юра	ГК*	3500—5270	67,8	130	69,23	3,30	1,11	0,51	0,31	10,0	—	15,23	
			4800—5100	49,0	160	77,81	3,57	1,19	0,89	0,50	1,24	8,52	0,44	5,84
Лонг-Ас, 1970	Поздняя юра	С	4450—5170	51,0	160	76,76	2,98	0,79	0,97	0,56	1,06	9,46	0,38	7,04
			4450—4850	40,0	160	76,52	4,57	2,04	1,62	0,80	8,26	4,58	0,75	0,09
Руссо, 1970	Поздняя юра	С	1450	15,5	65	88,8	4,45	1,64	0,91	1,13	0,1	2,9	—	0,07

* Состав газовой фазы при температуре плавления льда.

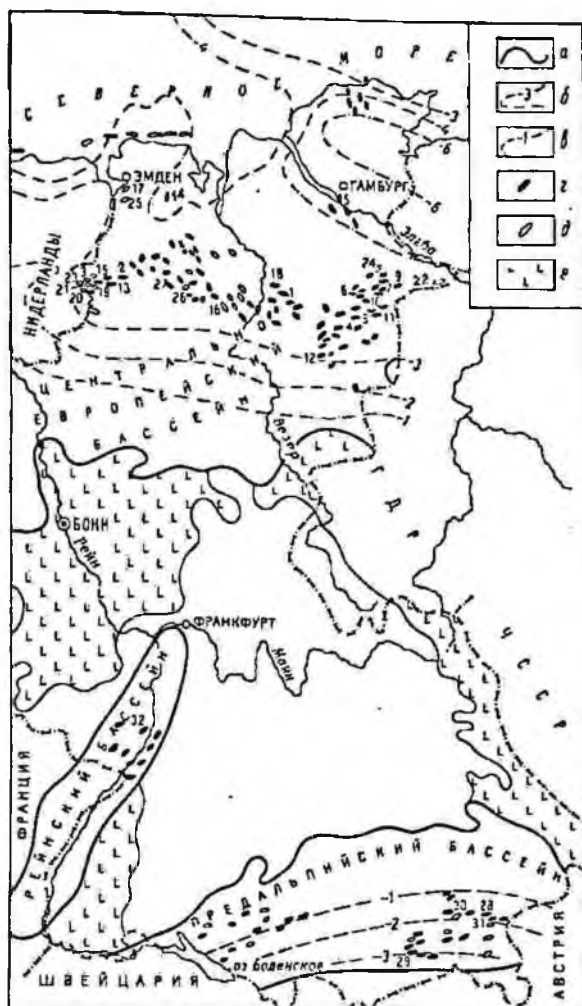


Рис. 1.14. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений ФРГ

а — границы нефтегазоносных бассейнов; б — изогипсы поверхности додециэтового основания в км; в — изогипсы поверхности донеогенового основания в км; месторождения: з — нефтяные, д — газовые (1 — Зюдербрух, 2 — Георгсдорф, 3 — Далум, 4 — Ниенкаген-Хеттиссен, 5 — Райтброк, 6 — Везендорф, 7 — Хоне, 8 — Мерсдорф, 9 — Хайкенсбюттель, 10 — Любен, 11 — Форхоп, 12 — Оберг, 13 — Брамберг, 14 — Этпель, 15 — Вилса, 16 — Реден, 17 — Гроотхузен, 18 — Варенбург, 19 — Бентхайм, 20 — Френсвиген, 21 — Рютенброк, 22 — Вустров, 23 — Эмиххайм, 24 — Бавзен, 25 — Гроотхузен-Утгум, 26 — Деблинхузен, 27 — Дюсте, 28 — Амфлинг, 29 — Аслинг, 30 — Пзеа, 31 — Штайнкирхен, 32 — Штонштадт); е — выходы на поверхность герцианских складчатых сооружений

мелового возраста. Нефти отличаются разнообразной плотностью — от 0,813 до 0,987. Содержание серы как правило невысокое. Исключением составляют лишь нефти месторождений Рейтброк и Этцель. Последняя является одной из самых высокосернистых нефтей в мире (табл. 1.37—1.39).

Газоносны горизонты нижнего триаса, перми и верхнего карбона. Для газов характерно высокое содержание гетероатомных соединений: азота до 54% (месторождение Вустров), сероводорода до 16,4% (месторождение Деблинггаузен), гелля до 0,16% (месторождение Банзен), углекислого газа до 20% (месторождение Дюсте).

Остальная часть газа почти целиком представлена метаном, содержание гомологов очень незначительно (табл. 1.40).

Предальпийский ПГБ

Выявлено 15 нефтяных и 18 газовых месторождений. Все месторождения мелкие. Продуктивны отложения от нижней юры до миоцена. Наиболее значительны нефтяные месторождения Амплинг (открыто в 1954 г.) и Аслинг (открыто в 1961 г.). На месторождении Амплинг нефть добывается из отложений олигоцена (глубина 1760 м); плотность нефти 0,920, содержание серы 0,5%, твердых парафинов — 6,0%. На месторождении Аслинг продуктивны песчаники эоцена (глубина 3500 м); плотность нефти 0,835, содержание серы 0,2%, твердых парафинов 10,0%. Для газов палеогенового и неогенового возраста характерно очень высокое содержание метана и незначительные примеси гомологов метана, кислых и инертных газов (табл. 1.40).

Рейнский ПГБ

Обнаружено 14 нефтяных и 10 газовых месторождений. Все месторождения мелкие и в настоящее время не разрабатываются. Нефти, как правило, легкие, малосернистые. Нефть месторождения Штокштадт (открыто в 1952 г.; продуктивны песчаники олигоцена на глубине 1600 м) характеризуется плотностью 0,820, содержание в ней твердых парафинов 20,0%.

ЧЕХОСЛОВАКИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Венский, Паннонский, Северо-Предкарпатский, Карпатский (рис. 1.15).

Количество месторождений: нефтяных и газонефтяных — 24, газовых — 29.

Венский ПГБ

Открыто 4 нефтяных, 9 газовых и 16 газонефтяных месторождений. Залежи приурочены главным образом к терригенным коллекторам неогена и флишевым палеогеновым образованиям. Основной продуктивный горизонт — торгон.

Физико-химическая характеристика нефти месторождений ФРГ

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Легковискозность, мПа·с	Рпл., МПа	tпл., °С	Рнас., МПа	С, м³/т	μ (°С), сПа	ρ ₂₀ , %	Содержание в нефти, вес. %			
									Серв	Парафин	Асфальтены	Конс
Центральноевропейский НГБ												
Зюдербрух, 1949	Поздняя юра	2000	Нет данных	72	Нет данных	Нет данных	0,12 (38)	0,868	0,71	Нет данных	Нет данных	3,8
Георгсдорф, 1944	Валажши	870	8,0	40	То же	То же	5,5 (38)	0,906	0,94	То же	То же	7,6
Далуи, 1942	Валажши	2100	Нет данных	72	Нет данных	Нет данных	0,54 (38)	0,877	0,79	*	*	3,8
Нинкагок-Хенгсен **, 1928	Ранний мел	1100	То же	44	*	*	0,2 (38)	0,882	0,87	*	*	4,1
Райтброк, 1938	Маастрихт	700	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	0,58 (60)	0,930	2,4	1,6	1,4	Нет данных
Весендорф, 1943	Ранняя юра	1900	15,0	Нет данных	14	14	0,1 (20)	0,838	0,46	3,71	0,07	2,14
Хопе, 1951	Доггер	1400	15,0	Нет данных	29,8	25	6,94 (20)	0,855	0,6	4,9	Нет данных	Нет данных
Мердорф ***, 1955	Доггер	1570	16,0	63	15,0	115	4,0 (20)	0,813	0,17	3,89	7,0	Нет данных
Ханкенсбюттель, 1954	Доггер	1550	15,6	62	24	8	12,65 (20)	0,872	0,85	3,7	Нет данных	Нет данных
Любен, 1955	Доггер	1260	12,5	Нет данных	20	12	11,3 (20)	0,855	0,90	4,23	То же	То же
Форхоп ****, 1952	Доггер	1540	17,2	62	88	79	12 (20)	0,837	0,49	2,72	16,0	Нет данных
Оберг, 1919	Доггер	780	Нет данных	38	Нет данных	Нет данных	3,05 (20)	0,814	0,14	3,15	Нет данных	Нет данных
Гримберг, 1958	Валажши	800	9,4	43	Нет данных	36	Нет данных	0,881	0,71	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Этцель, 1942	Доггер	1300	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	0,987	0,6	То же	То же	То же

* Содержание в нефти 10-4 ч/млн; V-14; NI-18.

** Содержание в нефти 10-3 ч/млн; V-17; NI-5.

*** Содержание в нефти смол и асфальтенов 7,0 вес. %.

**** Содержание в нефти смол и асфальтенов 16,0 вес. %.

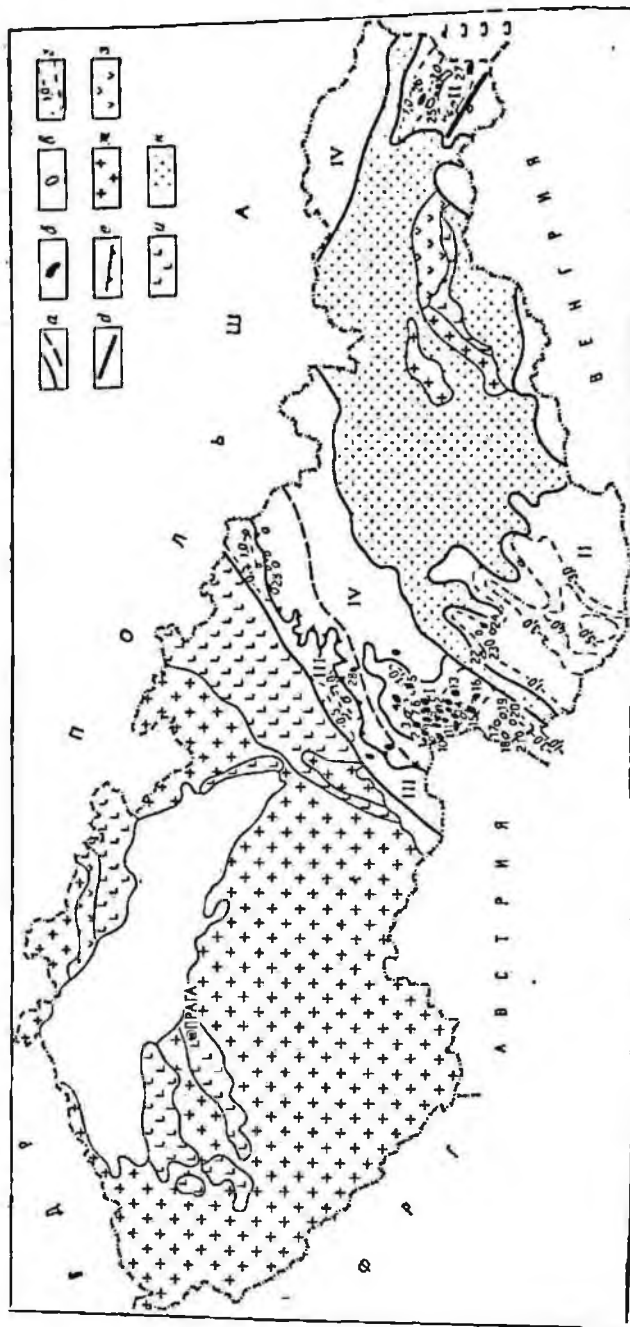


Рис. 1.15. Схема размещения месторождений нефти и газа Чехословакии

а — границы НГБ, установленные и предполагаемые; I — Венского, II — Паннонского, III — Северо-Коринфского, IV — Карпатского; месторождения: б — нефтяные и нефтегазовые, в — газовые (1 — Подвави, 2 — Билловце-Жирнова, 3 — Подвавор, 4 — Валеновице, 5 — Ратишковице, 6 — Голонин, 7 — Лунице, 8 — Тынец, 9 — Груши, 10 — Бржецлав, 11 — Костине, 12 — Гбелы, 13 — Штефанов, 14 — Бродски, 15 — Завол, 16 — Студенка, 17 — Ячубов, 18 — Сухоград, 19 — Малацки, 20 — Высока, 21 — Лаб, 22 — Крупа, 23 — Шлапанице, 24 — Трановице, 25 — Трговиште, 26 — Крупка, 27 — Дубва, 28 — Пршибор-Клековач; в — крупные месторождения; г — крупные месторождения; д — крупные месторождения; е — крупные месторождения; ж — крупные месторождения; з — крупные месторождения; и — крупные месторождения; к — крупные месторождения; л — крупные месторождения; м — крупные месторождения; н — крупные месторождения; о — крупные месторождения; п — крупные месторождения; р — крупные месторождения; с — крупные месторождения; т — крупные месторождения; у — крупные месторождения; ф — крупные месторождения; х — крупные месторождения; ц — крупные месторождения; ч — крупные месторождения; ш — крупные месторождения; щ — крупные месторождения; ъ — крупные месторождения; ы — крупные месторождения; э — крупные месторождения; ю — крупные месторождения; я — крупные месторождения.

Нефти сходны по составу, характеризуются низкой сернистостью и небольшим содержанием парафинов. Нефти сарматских отложений тяжелые, а тортонских и палеогеновых — легкие (табл. 1.41, 1.42).

Газы преимущественно метановые с незначительной примесью углекислоты и азота (табл. 1.43).

Северо-Предкарпатский ПГБ

Известно 1 нефтяное, 2 газонефтяных и 8 газовых месторождений. Все они невелики по размерам.

Продуктивны отложения неогена (тортон, гельвет), палеогена, девона и карбона, а также коры выветривания кристаллического фундамента (Лубна).

Нефти тяжелые, вязкие, смолистые (табл. 1.41).

Газы метановые, иногда с повышенным содержанием азота (табл. 1.43).

Павлопекский ПГБ

Выявлено 11 небольших месторождений газа, 1 — газоконденсата, 1 — нефти.

Продуктивны песчаные отложения тортона и сармата.

Для газов характерно высокое содержание метана, а в отдельных случаях и тяжелых углеводородов (табл. 1.43).

Карпатский ПГБ

Обнаружены 2 непромышленных месторождения: газонефтяное Глук и нефтяное Микова.

Продуктивны отложения верхнего мела — палеогена.

Нефти характеризуются плотностью 0,750—0,850, высокопарафиновые.

Таблица 1.42

Групповой углеводородный состав суммарного дистиллата нефти месторождений Чехословакии (об. %)

Месторождение, возраст продуктивного горизонта	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
Бевский ПГБ			
Подвин; ранний тортон	42	44	14
Жижков; ранний тортон	70,5	13	16,5
Ваценовице; ранний сармат	35	38	27
палеоген	52	30	18
Лукице; поздний тортон	45	42	13
ранний бурдигал	46	45	9
Годоин; поздний сармат	30	55	15
Тывец; поздний тортон	26	58	16
гельвет	61	31	8
Гбели; поздний сармат	34	48	18
Бродске; поздний тортон	68	23	9

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Чехословакии

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти, вес. %		
					Сера	Парафины	Асфальтены
Венский НГБ							
Подвики	Ранний тортон	958—988	10,0	0,885	0,2	1,33	0,2
Живков	Поздний тортон	1570—1777	17,8	0,817	0,12	<5,0	0,2
Вацловце	Мед—палеоген	355—395	4,0	0,830	0,1	5,0	0,2
Лужце	Ранний бурдигал	1000—1210	10,0—12,0	0,915	0,2	6,2	0,10
Годоши, 1949	Поздний сармат	120—340	1,2—3,5	0,930	0,2	0,3	0,10
Бржеслав	Поздний тортон	1058—1963	19,0	0,820	0,1	4,0	0,15
Грушки, 1959	Поздний тортон	1575—1580	16,1	0,876	0,1	2,1	Нет данных
Тынец	Гельвет	1293—1432	14,5	0,800	0,2	0,01	0,2
Костице	Поздний тортон	660—877	6,6—8,7	0,885	0,2	<1,0	0,2
Гбелл, 1913	Поздний сармат	123—290	3,0	0,923	0,15	0,3	0,17
Завод, 1953	Ранний тортон	1300—1320	13,0	0,858	0,2	2,3	0,2
Лаб, 1952	Поздний тортон	1457—1471	14,8	0,802	0,04	10,0	0,15
Северо-Предкарпатский НГБ							
Лубча, 1968	Кора выветривания фундамента	1435—1550	13,5	0,896	—	Нет данных	28,8

Таблица 1.44

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Югославии

Месторождение	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °C	G, м ³ /т	α (°C), сПо	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти, вес. %				
								Сера	Парафины	Смола серни-малеиновые	Асфальтены	Кино
Селница, 1885	Паннон	500—800	5,0—8,5	25—50	Нет данных	0,827	Нет данных	4,8	3,5	0,008	Нет данных	
Пекленца, 1884	Поздний паннон	600	6,3	30	То же	0,827	Нет данных	1,6	0,3	Нет данных	Нет данных	
Ягнедовац, 1981	Ранний паннон	850	9,0	50	Нет данных (24,2)	0,868	0,29	12,59	14,0	0,3	3,32	
Дуго-Село, 1953	То же	1000—1200	10,0—12,0	Нет данных	8,8 (50)	0,876	0,84	3,5	То же	Нет данных	3,5	
Клоштар, 1952	Плиоцен	1400—1800	14,0—16,0	То же	14,0 (20)	0,846	0,43	8,30	»	»	2,09—2,39	
Жутица, 1964	»	800	8,5	»	8,0 (20)	0,843	0,42	7,3	»	»	2,23	
Буньян, 1951	Миоцен	800	8,0	»	31,2 (20)	0,871	0,9	9,3	»	»	3,5	
Стружец, 1957	Ранний паннон	900—1000	8,8	60	51,0 (20)	0,831	0,34	6,8	»	»	1,61	
Мрамор-Брдо, 1949	То же	1300—1500	13,5—15,5	Нет данных	47,9 (20)	0,871	1,02	7,23	»	»	3,2	
Липовляни, 1960	Плиоцен	900—1500	10,0—15,0	То же	15,8 (20)	0,836	0,24	8,5	»	»	1,4	
Велобит, 1964	»	600—832	7,8	65	Нет данных (2,7)	0,918	0,2	4,0	Нет данных	1,5	Нет данных	
Мокрип, 1961	»	1000	Нет данных	50	То же (21,0)	0,820	0,44	»	Нет данных	»	Нет данных	
Кискинда-Варош (Горна), 1963	Средний и поздний плиоцен, VI Понт	1150—1173	11,7	73	Нет данных	0,885	0,30	8,28	Нет данных	1,45	Нет данных	
Кискинда-Варош, 1983	Понт	1150—1180	13,5	75	Нет данных (11,6)	0,843	0,18	10,2—15,3	Нет данных	»	1,88	
Кискинда-Полье 1959	Кора выветривания фундамента	1865—1900	24,8	109,5	То же (13,0)	0,833	0,64	16,83	Нет данных	0,81	5,0	
		1150—1218	10,9	73	» (13,1)	0,841	Нет данных	10,7	Нет данных	1,2	Нет данных	

Характеристика газов м

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Условия позо- ищения	Глубина зале- гашия, м	Рпл, МПа	Тпл, °С
Венский					
Биловице	Мел—палеоген	Р	1200—1249	12,5	Нет данных
Подворов	Сармат	С	1106—1110	11,0	То же
Ратишковице	Мел—палеоген	ГШ	957—962	9,8	»
Групки, 1959	Поздний торгон	С	1732—1735	17,5	»
Штефавов, 1953	Поздний гельвет	С	480—487	4,9	»
Бродске, 1949	Торгон	С	1101—1102	11,5	»
Студзенька	Сармат	С	590—600	6,0	»
Якубов, 1952	Паннон	С	602—604	6,0	»
Сухоград, 1952	Паннон	С	613—623	6,2	»
Малацки, 1949	Сармат, 5	С	859	9,0	45,5
Высока, 1952	Торгон	С	1475—1481	15,0	Нет данных
Северо-Предкар-					
Лубя, 1968	Кора выветривания фундамента	С	1230—1320	13,3	54
Пршибор-Клокозов	Карбон	С	356—361	3,6	Нет данных
Паннонский					
Крупа	Торгон	С	283—286	3,0	Нет данных
Шпоцице	»	С	2191—2217	22,5	То же
Трановице, 1965	»	С	930—990	10,2	45—55
Трговиште, 1956	Поздний торгон	С	1169—1172	11,0	Нет данных
Поздишовце, 1956	Ранний сармат	С	665—666	6,5	То же

Состав газа, об. %

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	He	Ar
-----------------	-------------------------------	-------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	--------------------------------	-----------------	----------------	----	----

НГБ

90	5,7	2,0	1,1		0,4			0,2	0,6		
93,7	4,8	0,8	0,3		0,1				0,3		
94,0	3,8	1,2	0,4		0,1			Нет данных			
95,1	3,1	0,7	0,1					0,6	0,4		
98,3	0,3	0,15						0,40	0,82		
92,8	5,2	0,1						1,4	0,7		
98,1	0,5	0,1	0,1		0,1				1,1		
98,8								0,3	0,6		
98,9								0,1	0,9		
99,00	0,40	0,05							0,55		
97,8	1,2	0,3							0,7		

патский НГБ

62,3	1,1	0,3			0,2			0,1	35,8		
94,8	2,6	0,4	0,2						1,5	0,04	0,01

НГБ

98,5	0,3							0,2	1,0		
98,1	0,4	0,2	0,1					0,4	0,76		0,04
86,04	0,5							0,2	13,20	0,02	0,04
92,3	3,4	1,7	1,0		0,4				0,9		
95,6	1,1	Сле- ды							3,3		

Характеристика газов месторождений Югославии

Месторождение, год открытия	Возраст и тип проработанного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегающих м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	Состав газа, об. %									
						CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i-C_4H_{10}$	$n-C_4H_{10}$	$i-C_5H_{12}$	$n-C_5H_{12}$	C_6H_{14}	CO_2	N_2
Фердинандавац, 1959	Ранний палеоцен	ГШ	1750—2000	20,0—22,5	Нет данных	87,55	8,76	1,14	0,31	0,10	0,52	0,10	0,52	—	—
Гойло, 1930	То же	С	450—500	5,0	То же	88,04				11,55					Нет данных
Бувавица, 1918	»	С	340—400	4,0	»	93,2	0,3			1,0				0,6	4,09
Келебля, 1970	Сармат	ГШ	665	8,0	64	91,06	2,59	1,15	0,49	0,08	0,06	0,03	0,05	0,68	4,06
Велебит, 1964	Панноц	ГШ	600—641	7,7	65	72,08	10,8	1,9	0,32	0,24	0,10	—	—	11,45	3,11
Кинкинда-Варош (Горня), 1963	Поздний и средний палеоцен, V	С	1216—1238	12,4	78	97,32	0,6	0,12	0,04	0,02	—	—	—	—	1,9
Кинкинда-Варош, 1963	Кора выветривания фундамента	ГШ	1865—1990	24,6	109,5	63,4	9,41	9,34	3,96	5,20	1,9	2,0	2,53	0,07	2,25

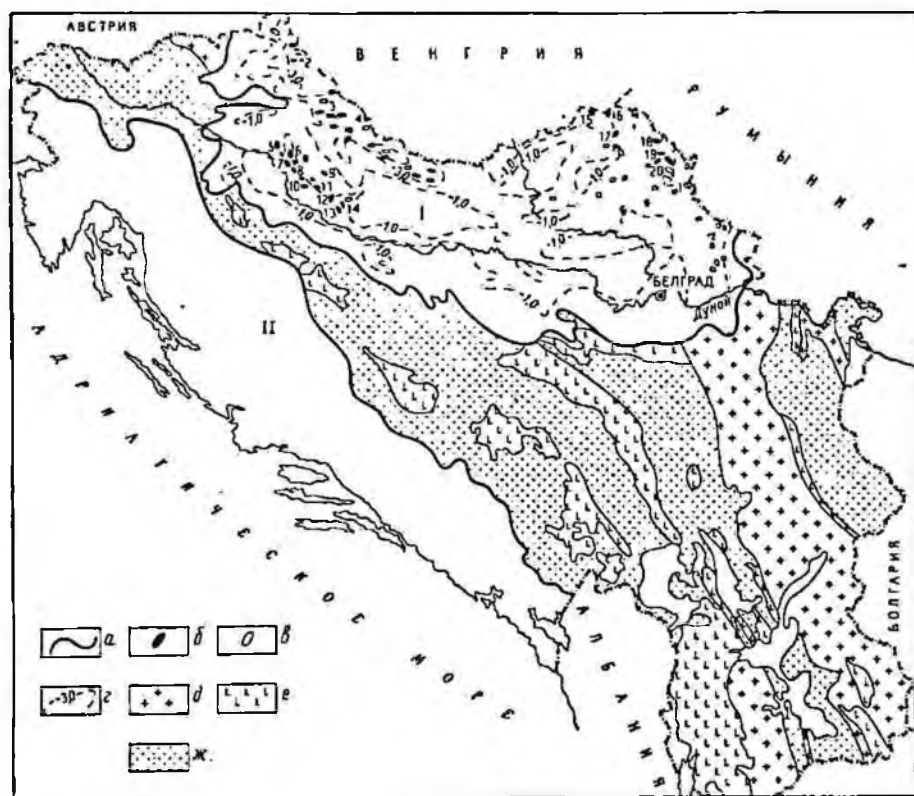


Рис. 1.16. Схема размещения месторождений нефти и газа Югославии
 а — границы НГБ: I — Паннонского, II — Адриатического; месторождения: б — нефтяные и нефтегазовые, в — газовые (1 — Селница, 2 — Пекленца, 3 — Ягнеловац, 4 — Фердинандавац, 5 — Дуто-Село, 6 — Клоштар, 7 — Иваич-Град, 8 — Жугица, 9 — Бувавица, 10 — Стружец, 11 — Мрамор-Врдо, 12 — Гойло, 13 — Липовляни, 14 — Бувица, 15 — Келебля, 16 — Шалич, 17 — Велебит, 18 — Монрина, 19 — Кинкинда-Варош, 20 — Кинкинда-Полье); з — изогипсы подошвы неогена в км; области выходов на поверхность или неглубокого залегания складчатых комплексов; а — байкальского и добайнальского, а — герциньского, ж — альпийского

Таблица 1.45

Фракционный состав нефтей месторождений Югославии (об. %)

Месторождение; возраст продуктивного пласта	н. к. —100° С	100— —200° С	200— —300° С	300 —400° С	400— —500° С	Остаток
Ягледовац; ранний палеоген	5	18	25	12	27,0	12,63
Дуго-Село; ранний палеоген	6	13	15	18	18,63	29,37
Клоштар; миоцен	9	15	19	13	28,0	16,0
Бушьян; миоцен	7	16	20	Нет данных		24,8
Стружец; ранний палеоген	10	26	20	10	22,0	12,7
Мрамор-Брдо; ранний палеоген	2	20	20	20	9,99	28,01
Гойло; ранний палеоген	2	21	26	Нет данных		17,07
Липовляны; миоцен	12	26	22	10	17,0	13,0
Велебит; миоцен	—	4,9	22,15	13,6	15,6	43,75
Мокрин; миоцен	7,6	19,0	24,6	12,75	11,1	25,05
Кикинда-Варош (Горна); миоцен	6,25	14,6	19,75	12,55	12,95	33,9
Кикинда-Варош; кора выветривания фундамента	0,2	19	22,4	11,4	10,5	30,5
Бока; миоцен	1,6	9,4	14	Нет данных		34,59

ЮГОСЛАВИЯ

Нефтегазоносный бассейн: Паннонский.

Количество месторождений: нефтяных и газонефтяных — 44, газовых — 32.

Продуктивные терригенные отложения палеогена и миоцена, а также коры выветривания кристаллического фундамента. Наиболее крупными месторождениями являются Стружец, Жутца, Кикинда, Велебит, Мокрин (рис. 1.16)

Нефти обычно средние и тяжелые, парафиновые, малосернистые и сернистые (табл. 1.44, 1.45).

По групповому углеводородному составу нефтей Югославии имеются лишь отрывочные данные. Во фракции н. к. — 200° С содержание соответственно метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов составляет (в об. %): Лендава (миоцен) — 34, 41, 25; Жутца (миоцен) — 36, 53, 11; Стружец (нижний палеоген) — 48, 39, 13; Липовляны (миоцен) — 44, 42, 14.

Газы преимущественно метановые с примесью двуокиси углерода и азота (табл. 1.46).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ к разделу «Европа»

Атанасов Ант. Закономерности в строении и нефтегазоносности на Севере Бельгария. II част. — «Сп. на БГД», 35, 1, 1974, с. 1—23.

Граф Л. Состав нефтей Задунайской области ВНР и их происхождение. — «Геол. нефти и газа», 1981, № 2, с. 45—51.

Гусева А. Н., Мандев П. Д. Върху измененята на некои фланкочимични параметри на нефта от Тюленевското находище. — «Сп. на БГД», 30, 1, 1969, с. 91—93.

Дикевичейн Г. Х., Глушко В. В., Соловьев Б. А. Месторождения нефти и газа Северо-Западноевропейской нефтегазоносной провинции. М., «Недра», 1975. с. 174—193.

Доленико Г. Н. Нефтегазоносность Чехословакия. — «Геол. и геохим. горючих ископаемых». Республ. межведомств. сб., 1974, вып. 37, с. 94—100.

Колесник М. Нефтегазопосность Вонского бассейна на территории СССР. — «Геол. нефть и газа», 1966, № 7, с. 59—65.

Мандев П., Овчаров К., Дончева Л. Геохимични изследвания на нефть и газоконденсата в Северна България. «Сп. на БГД», 31, 2, 1970, с. 221—239.

Auk field crude analysis — first published figures. — «Petrol. & petrochem. Inst.», vol. 13, No. 10, 1973, p. 66.

Bilek K. Nové ložiska ropy a plynu v okolí obce Ghely. — «Miner. slovac», 4, No. 15, 1972, S. 161—172.

Ciuragea D., Paucă M., Ichim Tr. Geologia depresiunii Transilvaniei. București, 1970, p. 217—223.

Conter F. Natural gas in Romania. — «Geography», 55, No. 2, 1970, p. 214—220.

Dreyer D. Über die Geologie der Struktur Kirchheilingen — Allmenhausen. — «Z. für angewandte Geol.», H. 8, 1965, S. 424.

Dreyer D., Plotnikow N. Die Produktionsergebnisse der Erdöllagerstätte Volkenroda/Thüringen. — «Z. für angewandte Geol.», H. 4, 1963, S. 195—196.

Durica Dusan. Die Erdöl- und Erdgaslagerstätte Kostelany im Kristallin der Böhmischem Masse (Mittelmähren). — «Erdöl und Kohle», 1974, 27, No 8, S. 405—407.

Ekofisk crude is rated first class. — «Oil and gas J.», vol. 68, No. 43, 1970, p. 52.

Enciclopedia del petrolio e del gas naturale, vol. 5, Ed. C. Colombo, 1967, p. 6—27 (Germany. — Republica Democratica Tedesca).

Filipescu M. N. și Birlogeanu M. Cercetări în legătură cu originea și compoziția chimică a gazelor din zăcămintele Depresiunii Transilvanice. — «Petrol și gaze», No. 3, 1973, p. 142—149.

Filjak R. et al. Geologija nafte i prirodnog plina neogenskog kompleksa i njegove podloge u južnom dijelu Panonskog bazena. — «Nafta (Yugosl.)», 1969, 20, No. 12, S. 583—598.

Forties crude analysis — first figures. — «Petroleum, Petrochem. Int.», vol. 13, No. 3, 1973, p. 45.

Glogoczowski V. Geochemiczna charakterystyka polskich gazow azotowych. — «Nafta», No. 11, 1968, p. 322—326.

Gregorowicz Z., Orzechowski P. Wanad i nikiel w krajowych ropach naftowych. — «Nafta», 1958, No. 4, s. 106—107.

Karovic G., Jovanovic M., Zocévič V. Naftno ležište Kelebia. — «Nafta» (Yugosl.), 1973, 24, No. 11, s. 567—572.

Kisielów W., Rutkowska M. Własności Ropy Pomorsko IV. «Przegl. geol.», 1969, 17, No. 2, s. 70—73.

Kovács Gábor Ujabb mélyföldtani adatok a Nyírség és Hajdúság szénhidrogénkutató fűrszaból. — «Földt. kutat.», 1969, 12, No. 2, s. 1—8.

Körössy L. A magyarorszerűsége. — «Földt. közlöny», 1968, 98, No. 1, s. 20—28.

Kroll A., Wessely G. Neue Ergebnisse beim Tiefenaufschluß im Wiener Becken. — «Erdöl — Erdgas Z.», 89, No. 11, 1973, S. 400—413.

Mikić et al. Prikaz nekij od karakteristika naftno—gasnog polja Kikinda—varos (rezultati istraznih radova). — «Nafta (Yugosl.)», 1969, No. 5, s. 207—215.

Paraschiv D. Geologia zăcămintelor de hidrocarburi din România. «Studii tehnice și economice», ser. A, No. 10, 1975, p. 59—310.

Pircalabescu J. D., Strugaru A. Prezentă unor elemente chimice în titierile structurii. Moreni — gura Ocniței. — «Petrol și gaze», No. 4, 1972, p. 191—198.

Snarsky A. Bildungsbedingungen der Gaslagerstätten im Thüringer Becken. — «Freiberger Forschunghefte», C 165, Leipzig, 1963, S. 16—17.

Thirault T. Les gisements français. Les champs de Parentis, Cazaus et autres. — «Forages», No. 44, 1969, p. 59—122.

Vujkov Miroslav. Razvoj i značaj istraživanja i eksploatacije ležišta nafte i gasa u severnom Banatu. — «Nafta (Yugosl.)», 1974, No. 4, s. 183—190.

2. Африка

К началу 1975 г. на африканском континенте открыто 465 нефтяных, 86 газовых и 103 газонефтяных и нефтегазовых месторождений. Наибольшее количество их выявлено в Нигерии, Ливии и Алжире.

Добыча нефти и газа производится в десяти странах Африки (рис. 2.1). Единичные скопления нефти и газа непромышленного значения установлены в Сенегале, Гане, Камеруне, ЮАР, Мозамбике, Эфиопии и Нигере.

В данном разделе излагаются сведения по всем нефтегазодобывающим странам. Наиболее полные данные приводятся по Алжиру, Египту, Ливии и Нигерии. По Запру, Конго и Тунису, где большая часть месторождений открыта за последние 3—4 года, в большинстве случаев имеется возможность дать лишь краткую физико-химическую характеристику нефти и газа.

АЛЖИР

Нефтегазоносные бассейны: Западно-Тельский, Южно-Тельский, Восточно-Атласский, Регган, Сахаро-Ливийский (рис. 2.2).

Количество месторождений: нефтяных — 45, газовых — 56, газонефтяных и нефтегазовых — 41.

Западно-Тельский НГБ

Выявлены два мелких нефтяных месторождения Тлиуане (открыто в 1912 г.) и Айн-Зефт (открыто в 1914 г.) на южном и северном бортах впадины Шеллф. Залежи находятся в отложениях нижнего мiocена на глубинах 150—200 м (Тлиуане) и 300—400 м (Айн-Зефт).

Тлиуане: плотность нефти 0,808—0,838; содержание (в %): смол 4,85, асфальтенов 0,15, азота 0,08; элементный состав масляной фракции, выкипающей при температуре свыше 300° С (в %): С 85, 98, Н 13,10, О + N 0,61, S 0,31; молекулярная масса 305.

Айн-Зефт: плотность нефти 0,880—0,905; содержание (в %): смол 20, 44, асфальтенов 17,02, азота 0,38; элементный состав масляной фракции, выкипающей при температуре свыше 300° С (в %): С 84,71, Н 12,82, О + N 1,23, S 1,24; молекулярная масса 330.

Оба месторождения эксплуатировались до 1922 г.

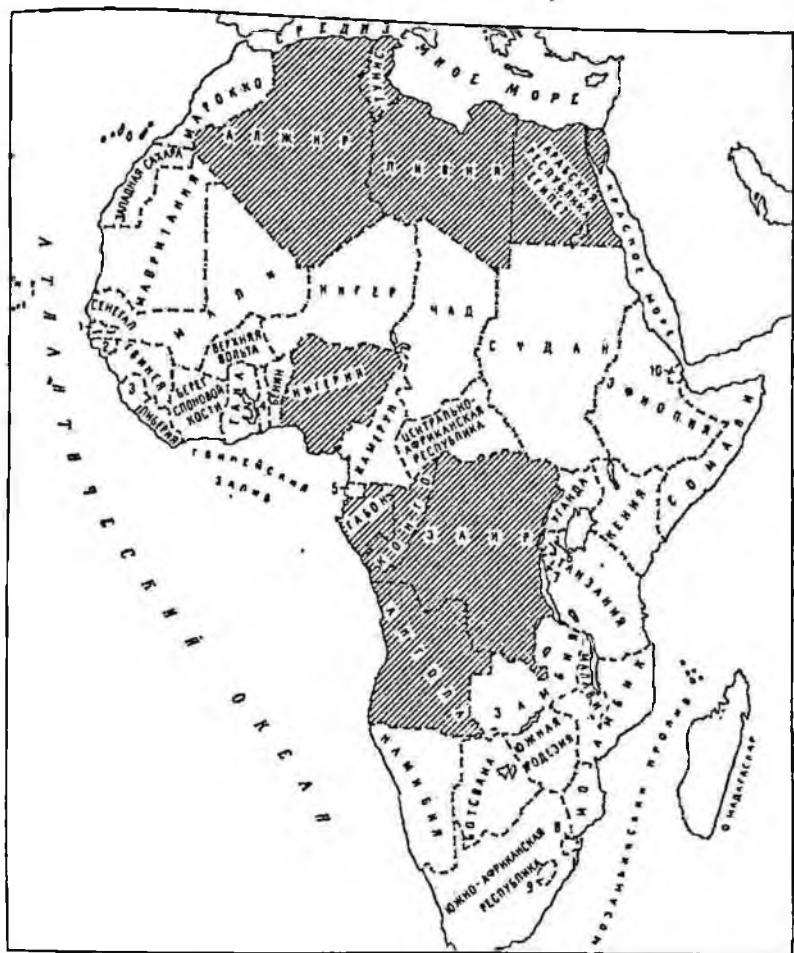


Рис. 2.1. Обзорная карта добычи нефти и газа в Африке

Штриховкой показаны нефтедобывающие страны.

- 1 — Гамбил, 2 — Гвинея Бисау, 3 — Сьерра-Леоне, 4 — Того, 5 — Экваториальная Гвинея, 6 — Руанда, 7 — Бурунди, 8 — Свазиленд, 9 — Лесото, 10 — Французская Территория Афаров и Исса

Южно-Тельский НГБ

В 1949 г. открыто единственное нефтяное месторождение Уэд-Гетерини с залежами в известняках и песчаниках лютетского и ипрского ярусов зоцена на глубине 300—600 м. Начальное пластовое давление на глубине 525 м составляло 4,5 МПа. Плотность нефти 0,825—0,830; динамическая вязкость 189,8—190,9 сПа при 25° С.

Содержание (в %): смол 10,2, асфальтенов 0,6, серы 0,25—0,48. Элементный состав масляной фракции, выкипающей при температуре

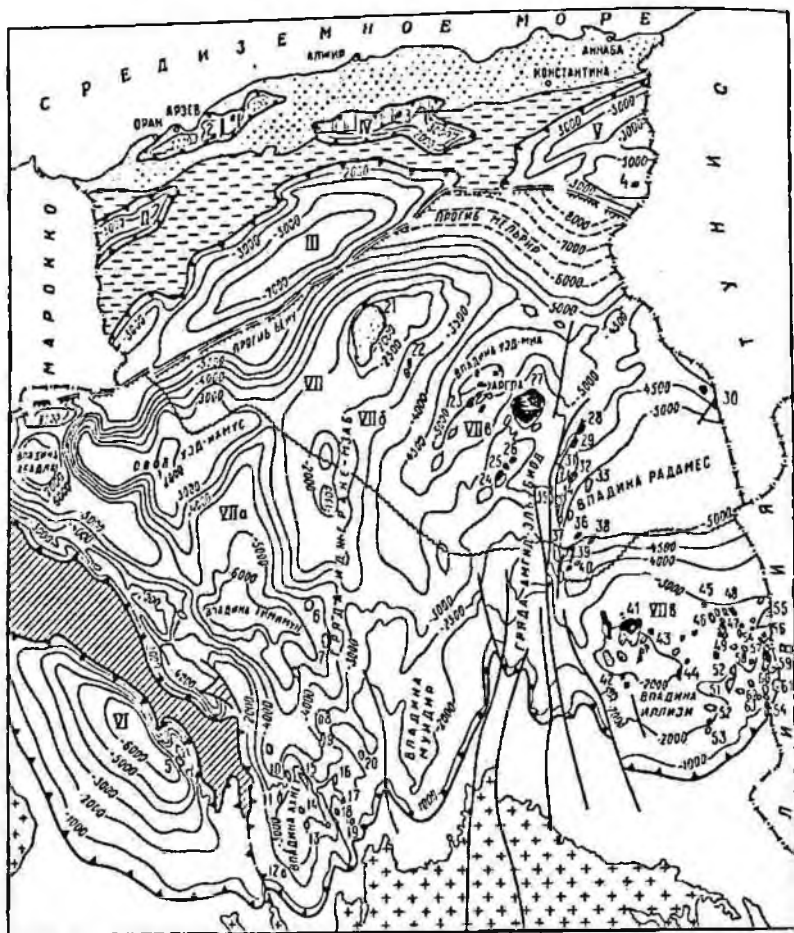


Рис. 2.2. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Алжира

а — альпийская складчатая область; б — эвгерцидная Атласская платформа; в — интракратонная складчатая область Угарта; г — донесрийский массив Хоггар; д — Южно-Атлантический шов; е — основные разрывные нарушения; ж — палеогенные фундамента в м; з — границы НГБ и ВНГБ; 1 — Западно-Тельского НГБ, 2 — Телагноского НГБ, 3 — Центральновосточного НГБ, 4 — Южно-Тельского НГБ, 5 — Восточно-Атласского НГБ, 6 — НГБ Реггаи, 7 — Сахаро-Ливийского НГБ (7а — Западно-Алжирская НГО, 7б — Центральновосточная НГО, 7в — Восточно-Алжирская НГО); и — покровные комплексы внутри НГБ; к — южная граница распространения соляных толщ трюаса и юры в Сахаро-Ливийском НГБ; месторождения: л — газовые, м — нефтяные, н — нефтегазовые и газонефтяные (1 — Тлиуале, 2 — Ази-Зефт, 3 — Уад-Гетерли, 4 — Джебель-Они, 5 — Реггаи, 6 — Крешба, 7 — Тительрнам, 8 — Джуа, 9 — Ил-Салах, 10 — Джебель-Берга, 11 — Бахар-эль-Амар, 12 — Мередуа, 13 — Тибарадия, 14 — Тпрешумля, 15 — Уад-Джарст, 16 — Эль-Базена, 17 — Мабес-Гепатир, 18 — Джебель-Муадриа, 19 — Джебель-Тара, 20 — Джебель-Зени, 21 — Хасси-Р'Мель, 22 — Уад-Нумер, 23 — Хауд-Беркауи, 24 — Эль-Агрёб, 25 — Зотти, 26 — Эль-Гасси, 27 — Хасси-Мессауд, 28 — Рурд-эль-Багель, 29 —

свыше 300° С (в %): С 85,94, Н 12,81, О + N 0,5, S 0,75; молекулярная масса 335.

$$\frac{200-300}{22,77}; \frac{300-375}{11,15}; \frac{375-435}{11,45} \left(\begin{array}{l} \text{Фракция, } ^\circ\text{С} \\ \text{выход, об.}\% \end{array} \right); \frac{<100}{9,59}; \frac{100-200}{22,8};$$

Месторождение мелкое, начальные извлекаемые запасы нефти 0,45 млн. т.

Восточно-Атласский НГБ

Открыто одно нефтяное месторождение Джебель-Онк (1960 г.). Продуктивны известняки коньякского яруса на глубине 900—1300 м. Нефть легкая, парафиновая, плотность ее 0,842 (при 15° С). Газовый фактор 34,44 м³/т, пластовое давление 6,3 МПа. Динамическая вязкость при температуре 60° С и давлении 5 МПа составляет 1,7 сПа. Содержание (в %): смол 8,5, асфальтенов 0,42. Элементный состав масляной фракции, выкипающей при температуре свыше 300° С (в %): С 86,88, Н 12,75; S 0,37. Молекулярная масса 325.

Месторождение мелкое, начальные извлекаемые запасы 0,7 млн. т.

НГБ Регган

В 1964 г. открыто газовое месторождение Регган. Залежь приурочена к песчаникам нижнего девона (аигенский ярус) на глубине 2901—2918 м. Содержание метана в газе 94%. Месторождение не разрабатывается, хотя по запасам принадлежит к категории средних.

Сахаро-Ливийский НГБ

На территории Алжира располагается западная часть бассейна, в которой выявлены месторождения: 41 нефтяное, 55 газовых и 41 газонефтяное и нефтегазовое. Они приурочены к трем нефтегазоносным областям.

В Западно-Алжирской НГО открыто 19 газовых и 1 нефтяное месторождение (рис. 2.2). Большая часть месторождений (15) сосредоточена на юге области во впадине Ахмет. Основные продуктивные горизонты установлены в нижнем девоне (песчаники дкисса) и ордовике.

В составе газов преобладает метан, среднее содержание которого 97%. Единственное в Западно-Алжирской НГО нефтяное

Месдар, 30 — Эль-Борма, 31 — Незла, 32 — Гасси-эль-Адем, 33 — Брилес, 34 — Гасси-Туаль, 35 — Хасси-Туарег, 36 — Туаль, 37 — Хасси-Шерги, 38 — Рурд-Шуф, 39 — Рурд-Пусс, 40 — Рурд-Адра; на врезе: 41 — Тин-Фубе, 42 — Мессуан-Северо-Восток, 43 — Хасси-Мазули, 44 — Ихансатен, 45 — Ил-Адаун, 46 — Оханет, 47 — Аснарен, 48 — Гельта, 49 — Тауратин, 50 — Ла-Рекюле, 51 — Тигентурин, 52 — Эль-Адеб-Лараш, 53 — Ассенайфат, 54 — Ил-Анамил, 55 — Альрар, 56 — Уан-Таремжелл, 57 — Пфефая, 58 — Ил-Аменас-Сенер, 59 — Зараматин, 60 — Арен, 61 — Вджелех, 62 — Уан-Таредерт, 63 — Тин-Эссаменд, 64 — Дом-а-Коллеккас)

месторождения Аззен приурочено к живетским известнякам на глубине 725 м. Нефть легкая, плотность ее 0,800.

Месторождения не разрабатываются.

В Центральнo-алжирскoй НГО выявлено 13 нефтяных, 1 газовое и 2 нефтегазовых месторождения, в том числе гигантское нефтяное Хасси-Мессауд и гигантское газовое Хасси-Р'Мель (рис. 2.2). В восточной части рассматриваемой области сосредоточены нефтяные месторождения, в западной — газовые и нефтегазовые. Нефтяные залежи концентрируются в кембрийских резервуарах, газовые — в триасовых. Нефти легкие, малосернистые и малосмолистые. В составе газов значительную роль играют гомологи метана. Газ месторождения Хасси-Р'Мель содержит 0,19% гелия.

В Восточно-Алжирскoй НГО¹ обнаружено 27 нефтяных, 35 газовых и 39 нефтегазовых и газонефтяных месторождений. Месторождения группируются на западном борту впадины Радамес, примыкающем к гряде Амгид-эль-Биод, и на юге области во впадине Иллизи (рис. 2.2).

На северо-западе области нефть приурочена к кембрийским и триасовым отложениям, газ — к триасовым и ордовикским. Нефти легкие, малосмолистые. Во впадине Иллизи основной продуктивной толщей является нижний девон (горизонт F-6), хотя залежи нефти и газа установлены практически по всему палеозойскому разрезу.

Нефти в основном легкие, иногда средние (Зараатин). Содержание серы не превышает 0,35%. В ряде месторождений отмечено значительное количество твердых парафинов (Эджелех — до 5%).

В составе газов наблюдается заметная тенденция в увеличении содержания метана в каменноугольных и кембро-ордовикских отложениях.

В целом все нефти Алжирской Сахары близки как по физико-химической характеристике, так и по углеводородному составу. Плотность их колеблется от 0,79 до 0,82, в редких случаях достигает значений 0,86. Они малосернистые, малосмолистые, метановые. Изменений в их характеристике в зависимости от возраста вмещающих отложений не наблюдается (табл. 2.1—2.3).

По составу углеводородных газов обособляется Западно-Алжирская НГО, где выявлены залежи с низким содержанием гомологов метана («сухой» газ) (табл. 2.4).

АНГОЛА

Нефтегазоносный бассейн: Кванза-Камерунский (нефтегазоносные области Кванза и Усть-Конголезская).

Количество месторождений: нефтяных — 25, газовых — 4.

¹ Иногда ее называют Алжиро-Ливийской или Иллизи — Хамра, так как в геологическом отношении она образует единую структурную единицу с прилегающей частью Ливии.

Фракционный состав нефтей месторождений Алжира

Месторождение; возраст, наименование в индексе продуктивного горизонта	п. н. — 100°С		100—200°С		200—300°С		300—375°С		375—435°С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰

Сахаро-Ливийский НГБ

Хаски-Мессауд; кембрий горизонт R ₁	14,8	0,667	29,1	0,778	21,9	0,842	10,7	0,870	9,0	0,893	13,6	0,946
Рурд-эль-Батель; кембрий, горизонт R ₁	8,3	0,684	24,8	0,762	23,6	0,831	12,2	0,877	10,2	0,903	19,2	0,962
Гасси-Туиль; средний триас, пшклия посча- ная свита	8,4	0,679	24,2	0,754	29,8	0,805	13,5	0,837	10,8	0,853	12,3	0,899
Тив-Фуйе; ранний девон, горизонт F ₆	5,9	0,692	20,2	0,753	21,8	0,807	14,2	0,865	11,8	0,885	24,9	0,940
Зараэтин; поздний девон, горизонт F ₂	0,0	0,685	22,7	0,759	24,7	0,809	14,7	0,850	13,2	0,871	18,2	0,914
Эджелех; ранний карбон	2,4	0,748	14,3	0,799	21,4	0,843	14,1	0,872	14,7	0,883	32,7	0,922

Физико-химическая характеристика

Местонахождение, год отыригтия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$R_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С	$R_{плс}$, МПа
Хасси-Мессауд, 1956	Кембрий, горизонт R ₁	3500	48,2	120	18,0
Эль-Гасси, 1959	Кембрий, горизонт R _a	3250	43,5	110	16,0
Зотти, 1963	Кембрий, горизонт R _a	3060	45,0	103	13,6
Эль-Агреб, 1959	Кембрий, горизонт R ₁	3150	43,6	110	20,0
Хауд-Бернаун, 1964	Средний триас, нижняя песчаная свита	3400	51,5	102	18,6
Рурд-эль-Батель, 1962	Кембрий, горизонт R ₁	3000	40,3	110	16,7
Масдар, 1967	Кембрий, горизонт R ₁	3400	43,3	115	11,0
Эль-Борма, 1967	Средний триас, нижняя песчаная свита	2420	25,1	77	21,6
Гасси-Туиль, 1961	Средний триас, нижняя песчаная свита	2048	23,4	82,5	22,3
Хасси-Шерги, 1964	Средний триас, нижняя песчаная свита	2500	24,9	83	24,9
Рурд-Нусс, 1962	Средний триас, нижняя песчаная свита	2478	29,7	100	28,9
Тип-Фуйе, 1960—1967	Ранний девон, горизонт F ₆	1280	12,6	68	0,37
	Ордовик, кварцнты хамра	1600	19,5	80	Нет
Оханет, 1960	Поздний девон, горизонт F ₂	1800	Нет данных		
Аскарен, 1961	Ранний девон, горизонт F ₆	2350	22,2	93	22,2
Тигентуриц, 1956	Ранний девон, горизонт F ₆	2420	23,0	96,5	Нет
	Ранний карбон, горизонты:				
	D ₂	750	7,65	55	7,65
	D ₄	780	8,15	58	8,15
	D ₆	820	8,88	58	8,88
	Поздний девон, горизонт F ₃	1050	12,0	70	12,0

Сахаро-

* Вес, %.
 ** 10^{-4} ч/млн.
 *** В пластовых условиях.

Г, м ³ /т	μ (°С), вПа	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти							
			Сера *	Парафин *	Смолистые вещества *	Асфальтены *	Кокс *	Зола *	V **	NI **
275	0,25 ***	0,808	0,12—	Нет	2,21	0,08	0,9	0,01	0,05	0,09
Нет данных		0,800	0,14	Нет данных						
			0,34	То же	2,91	0,14	Нет данных	0,001	Нет данных	0,25
То же		0,800	Нет данных	Нет данных	4,15	0,34	То же	0,01	То же	0,08
*		0,795	То же	То же	1,69	0,05	*	0,30	*	3,18
		0,818	Нет данных	Нет данных		0,13	Нет данных		0,11	0,15
*		0,827	0,31	Нет данных	2,71	0,83	1,2	0,002	Нет данных	1,39
*		0,823	0,07	То же	3,80	0,32	Нет данных	0,004	2,85	2,57
*		0,812	0,12	Нет данных		0,54	Нет данных		0,51	0,16
*		0,805	0,08	Нет данных	1,48	0,12	0,6	0,001	Нет данных	1,45
*		0,828	Нет данных	Нет данных	2,29	0,09	Нет данных	0,009	Нет данных	
*		0,820	Нет данных	Нет данных		0,01	Нет данных		0,05	1,30
0,85	1,9 ***	0,822	0,19	8,4	4,83	0,208	1,5	0,003	Нет данных	0,02
данных		0,830	0,2	4,5	2,14	0,21	Нет данных	0,002	То же	1,94
		0,827	0,31	Нет данных	2,88	0,34	То же	0,002	*	0,15
234	0,25 ***	0,810	Нет данных							
данных	0,77 ***	0,805	То же							
175	1,1 (20)	0,796	Нет данных							
Нет данных		0,765	Нет данных							
То же		0,798	Нет данных							
127,3	4,8 (20)	0,801	Нет данных		0,16	Нет данных		0,05	0,42	
			Нет данных		0,17	Нет данных		0,52	1,70	

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина залежи, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{исп}$, МПа
Тигентурин, 1956	Ранний девон, горизонты:				
	F_4	1260	13,3	82	13,3
Эль-Адеб-Лараш, 1958 Ассекайфаф, 1958	F_4	1300	13,3	94	13,3
	Ранний девон, горизонт F_4	1250	12,25	73	12,25
	Ранний девон, горизонт F_6	930	9,55	65	9,55
Зарзанти, 1957	Ранний карбон	450	3,75	Нет данных	
	Поздний девон, горизонт F_2	1250	11,6	84	11,5
	Ранний девон, горизонт F_4	1350	11,64	84	11,5
Эджелех, 1956	Ранний карбон, горизонты:				
	D_2	450	3,8	44	3,8
	D_4	470	3,8	48	3,8
Дом-а-Коллешиас, 1959	D_4	550	4,1	47	4,1
	Ордовик	1100	8,9	76	8,9
	Кембрий	1000—	10,5	65	10,5
		1100			

- * Вес. %.
- ** 10^{-4} ч/млн.
- *** В пластовых условиях.

Кванза-Камерунский НГБ

Нефтегазопосная область Кванза

Выявлено 10 нефтяных и 2 газовых месторождения (рис. 2.3). Основная продуктивная толща — трещиноватые доломитизированные известняки свиты бинга. Известны также залежи в неокме, сеномане, эоцене и миоцене.

Месторождение Тобиса открыто в 1961 г. Продуктивны известняки свиты бинга на глубине 600—700 м. Плотность нефти 0,876; содержание серы 1,51%; газосодержание 48 м³/т. Начальное пластовое давление 5,3 МПа (на глубине 640 м). Фракционный состав

нефти (фракция, °C) : $\frac{\text{н. к.} - 200}{27,1}$; $\frac{200 - 350}{32,4}$. Содержание ароматических углеводородов во фракции н. к. — 200° С 22%.

G, м/т	μ (°C), сПз	ρ ₂₀ ρ ₄	Содержание в нефти								
			Сера *	Парафин *	Смоля оили-наголево *	Асфальте-ны *	Кокс *	Зола *	У **	NI **	
142	4,0 (20)	0,801									
130	1,2 (20)	0,772									
149	0,5 ***	0,804									
81,7	Нет данных 1,4 (20)	0,820 0,790									
			Нет данных		20,73	3,39	0,25	0,005	Нет данных 1,80	0,50	
Нет данных 123	5,3 (20) 0,6 ***	0,815 0,810		Нет данных 0,04		Нет данных 2,55	0,05	Нет данных 0,003		Нет данных 0,04	
18,8	2,7 ***	0,850	0,07	2—4	Нет данных	0,04	Нет данных		0,37	1,20	
18	2,5 ***	0,850	0,07	2—4				Нет данных			
Нет данных 54,7	0,8 ***	0,860 0,804	0,10 0,35		Нет данных			Нет данных 1,2	Нет данных		
98	3,0 (20)	0,815	0,08	1,6	Нет данных 1,6	0,31		Нет данных			

Месторождение Бенфика (открыто в 1955 г.) содержит залежь нефти в известняках свиты бинга на глубине 2500—2650 м. Плотность нефти 0,890; содержание серы 1,14%; кинематическая вязкость 19,6 сПз (при 37,8° С). Начальное давление в залежи 38,6 МПа.

Месторождение Муленвос-Юг (открыто в 1966 г.) имеет две залежи: нижнюю в доломитизированных известняках свиты бинга (1960—1980 м) и верхнюю в альбских органогенных известняках свиты катумбела (1775—1820 м). Нефть тяжелая (0,910—0,930), газосодержание 55 м³/т. Начальное пластовое давление 21,0 МПа (на глубине 1975 м).

Месторождение Луанда (открыто в 1956 г.) приурочено к сеноманским трещиноватым известнякам свиты кабо-ледо, залегающим на глубине 1715—1750 м. Плотность нефти 0,879; содержание серы 0,38%; кинематическая вязкость 21,6 сПз (при 37,8° С). Начальное давление в залежи 18,6 МПа.

Характеристика газов

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивных горизонтов	Условия нахождения	Глубина залегания, м
<i>Сахаро-Ливн</i>			
<i>Сапандо-Алж</i>			
Крешба, 1957	Турне, песчаники кала	С	1766—1816
Типельдиам, 1957	Турне, песчаники кала	С	1522—1572
Джуа, 1955	Ордовик	С	2316—2346
Лив-Салах, 1958	Зиген, песчаники джисса	С	2159—2185
Джебель-Берга, 1954	Эмс, песчаники джисса	С	1397—1419
	Зиген, песчаники джисса	С	1453—1472
Бахар-эль-Амар, 1955	Ордовик, аргиллиты ирауэн	С	1348—1378
Мередуа *, 1957	Рашпий силур, песчаники фелар-фелар	С	1328—1351
Тибарадия, 1955	Жедш, переходная зона	С	1226—1230
	Зиген, песчаники джисса	С	1287—1297
Тирепшумш, 1956	Зиген, песчаники джисса	С	2416—2433
Уэд-Джарет, 1956	Эмс, песчаники джисса	С	1548—1508
Эн-Баззен, 1954	Ордовик	С	1946—2077
Мабес-Генатир, 1956	Ордовик	С	804—823
Джебель-Муадрип, 1956	Ордовик	С	1072—1098
Джебель-Тара, 1956	Зиген, песчаники джисса	С	311—324
	Нижний силур, песчаники фелар-фелар	С	1117—1137
Джебель-Зени, 1956	Ордовик	С	1316—1329
<i>Центральная</i>			
Хасси-Р'Мель, **, 1956	Средний — поздний триас, горизонт А	С	2150
	Средний — поздний триас, горизонт В	ГК (150— 180 г/м ³)	2200
Уэд-Нумер, 1969	Средний — поздний триас, горизонт А	ГШ	2600
Хасси-Мессауд, 1956	Кембрий, горизонт R ₁	ГК	2650
Эль-Агреб, 1959	Кембрий, горизонт R ₁	Р	3500
		Р	3180
<i>Восточно-Ал</i>			
Рурд-эль-Багель, 1962	Кембрий, горизонт R ₁	Р	2800
Мессар, 1967	Кембрий, горизонт R ₁	Р	3400
Эль-Борма, 1967	Средний триас, нижняя песчаная свита	Р	2420
Гасси-эль-Адом, 1968	Ордовик, песчаники уаргла	ГК	3470
Бридес, 1964	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	(365 г/м ³) ГК	3380
Исала, 1965	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	(319 г/м ³) ГК	
	Средний триас, нижняя песчаная свита	(177 г/м ³) Р	2600—2700

Р _{пл.} МПа	t _{пл.} °С	Состав газа, вес. %									
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + + высшие	N ₂	CO ₂
йский НГБ											
ирская НГО											
17,5	70	93,0	4,3	1,9	0,8	—	—	—	—	—	—
Нет данных		89,80	5,40	2,40	0,85	—	—	0,26	Нет	данных	—
29,0	101	97,64	1,00	0,61	0,20	—	—	0,05	—	0,50	—
Нет данных		98,20	0,98	0,22	—	—	—	—	—	—	0,60
16,2	70	98,21	1,19	0,12	0,12	—	—	—	—	0,36	—
17,5	74	98,48	1,25	0,17	0,10	—	—	—	—	—	—
16,0	88	84,32	2,11	0,50	0,47	—	—	—	—	12,60	—
14,5	69	97,09	1,99	0,61	0,20	—	—	0,11	—	—	—
13,2	90	97,24	1,68	0,23	—	—	—	—	—	0,87	—
14	93	96,55	2,06	0,21	0,13	—	—	—	—	0,55	0,50
26,1	100	98,39	1,20	0,41	—	—	—	—	—	—	—
18,9	80	96,42	2,21	0,50	0,15	—	—	—	—	0,52	0,20
22,5	115	92,89	1,28	0,27	0,24	—	—	—	—	2,32	3,00
9,8	53	89,07	2,17	0,76	0,34	—	—	—	—	5,66	2,00
11,4	68	90,84	1,85	0,58	0,26	—	—	—	—	5,87	0,60
2,4	34	98,81	0,27	—	—	—	—	—	—	0,32	0,60
12,6	64	88,69	3,80	1,16	0,27	—	—	0,21	—	5,87	—
14,6	75	95,12	3,36	1,0	0,34	—	—	0,18	—	—	—
жирская НГО											
31,0	Нет дан-ных	82,02	7,29	2,81	0,53	0,87	0,24	0,26	0,20	5,58	0,20
31,0	То же	78,86	7,40	2,89	0,61	1,10	0,34	—	2,99	0,14	5,17
Нет данных		81,28	9,00	4,01	0,64	1,25	0,25	0,33	0,12	2,90	0,22
40,7	82	71,70	6,98	3,64	0,79	1,84	0,66	1,07	12,08	1,12	0,12
48,2	120	60,7	23,1	12,2	2,4	—	—	0,1	—	—	1,5
42,1	100	38,8	25,5	20,3	2,3	7,2	1,1	1,6	0,5	—	2,7
жирская НГО											
37,9	99	62,63	17,88	8,08	0,65	1,72	0,28	0,37	0,11	5,45	2,83
43,3	115	41,91	22,08	15,09	1,67	4,69	0,84	1,24	0,52	5,63	6,33
25,1	77	68,83	15,66	8,87	0,79	2,46	0,40	0,47	0,22	2,08	0,22
43,5	119	75,06	9,67	3,67	0,79	1,17	0,60	0,48	3,24	1,28	4,04
38,6	110	82,16	6,52	2,69	0,71	1,00	0,58	0,40	4,56	0,51	0,87
30,6	89	71,0	11,30	5,90	0,90	1,80	0,40	0,70	2,10	5,40	0,50
		60,06	15,91	7,10	1,20	2,20	0,63	0,65	0,43	10,24	1,58

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивных горизонтов	Условия нахождения	Глубина залегания, м	
Хасси-Туарег, 1959	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (95— 105 г/м ³)	1600	
Хасси-Тупль, 1961	Средний триас, нижняя песчаная свита	ГК	2000	
		(128 г/м ³) Р	2048	
Туаль, 1963	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (249 г/м ³)	3100	
Рурд-Шуфф, 1964	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (120 г/м ³)	2875	
Рурд-Нусс, 1962	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (158 г/м ³)	2250	
	Средний триас, нижняя песчаная свита	ГК (158 г/м ³)	2550	
	Ранний девон, горизонт F ₆	Р	3550	
Рурд-Адра, 1964	Средний — поздний триас	ГК (415 г/м ³)	2883	
	Поздний девон, горизонт F ₂	С	850	
Хасси-Мааула, 1959	Ранний девон, горизонт F ₆	Р	1200	
Ихансатеп, 1958	Кембро-ордовик	С	2100	
	Кембро-ордовик	С	2350	
Ип-Адауи, 1960	Ранний девон, горизонт F ₆	ГК (520 г/м ³)	2400	
Оханет, 1960	Ранний девон, горизонт F ₆	ГК	2350	
		(20,5 г/м ³)		
Аскарен, 1961	Ранний девон, горизонт F ₆	Р	2420	
Гельта, 1962	Ранний девон, горизонт F ₆	Р	2746	
Тауратин, 1962	Поздний девон, горизонт F ₂	ГШ	1898	
	Ранний девон, горизонт F ₆	ГШ	2220	
Ля-Рокюле, 1957	Ранний девон, горизонт F ₆	ГШ	1668	
	Ранний карбон, горизонт D-0	С	700	
	Ранний девон, горизонт F ₆	Р	2440	
Эль-Адеб-Ларат, 1958	Ассекайфаф, 1958	ГК (158 г/м ³)	2440	
		Кембро-ордовик	С	1851
		Ранний карбон, горизонт D-0	С	630
		Поздний девон, горизонт F ₂	ГШ	564
	Средний девон, горизонт F ₃	С	839	
	Ордовик, кварциты хамра	С	1724	
Ип-Акамил, 1961	Ранний девон, горизонт F ₆	С	2200	

Продолжение табл. 2.4

Рпл, МПА	t ^{пл} , °C	Состав газа, вес, %									
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + высшие	N ₂	CO ₂
18,4	69	75,00	9,22	3,73	2,30		2,85		0,10	6,32	0,48
22,0	82	85,02	6,77	2,63	0,62	0,89	0,53	0,39	2,13	0,81	0,21
22,9	Нет дан- ных	86,56	6,91	2,35	0,45	0,63	0,25	0,23	1,09	1,53	—
33,6	То же	83,37	7,28	2,76	0,57	0,92	0,44	0,34	3,69	0,47	0,16
32,5	106	83,20	8,12	2,71	1,55		2,36		—	1,28	0,78
20,0	100	84,34	7,24	2,64	0,72	0,84	0,57	0,36	2,33	0,54	0,42
29,2	102	85,72	6,73	2,46	0,66	0,76	0,43	0,27	2,30	—	0,67
42,3	135	77,80	6,69	2,07	0,72	0,56	0,33		4,61	0,47	6,75
31,6	100	71,84	11,82	4,87	1,12	1,69	0,82	0,62	6,14	0,45	0,63
10,2	Нет дан- ных	85,40	5,90	4,40	1,80	0,80	Нет данных				—
14,5	75	47,44	20,73	19,25	8,85		1,93		0,20	1,60	—
Нет данных		80,50	10,00	4,40	1,20	0,50	Нет данных				—
24,0	Нет дан- ных	82,30	10,20	4,80	2,00	0,60	Нет данных				—
23,0	100	61,23	14,03	9,37	4,27		2,12		6,93	1,15	0,90
22,3	93	70,75	12,68	6,60	3,21		1,67		3,06	0,90	1,13
23,0	91,5	50,80	17,90	18,90	2,00	3,80	0,42	0,38	0,70	2,90	2,20
25,2	106	15,80	23,30	34,00	4,70	14,20	3,40	3,10	1,30	—	0,20
18,7	Нет дан- ных	75,60	12,80	6,10	2,60	1,50	Нет данных				0,50
20,3	То же	82,00	10,30	4,20	1,80	1,10	То же Нет данных				0,10
15,6	»	86,10	8,20	3,00	1,50	0,60	То же				—
7,3	»	86,60	8,30	0,70	0,50	0,25	То же				—
22,6	»	61,72	19,37	13,61	1,52	2,44	0,62	0,47	0,25	—	—
22,6	»	78,59	7,94	4,91	0,73	1,22	0,57	0,51	2,41	—	3,12
22,6	»	86,10	8,20	3,00	1,50	0,60	Нет данных				—
6,0	»	97,00	0,50	0,70	0,60	0,50	Нет данных				0,20
6,2	»	96,30	2,00	0,30	0,20	0,20	То же				—
8,3	Нет дан- ных	94,30	2,80	1,70	0,30	0,20	»				—
20,4	То же	81,70	10,50	3,60	1,00	0,40	»				0,80
21,6	»	81,20	9,30	4,50	1,60	1,10	»				1,80

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивных горизонтов	Условия нахождения	Глубина залегания, м
	Кембро-ордовик	С	2890
Альрар, 1961	Средний девон, горизонт F ₃	С ГК	2530
Ули-Тареджели ***, 1960	Средний карбон, горизонт B ₂	(255 г/м ³) С	660
	Поздний девон, горизонт F ₂	С	1364
	Ранний девон, горизонт F ₄	С	1522
	Кембро-ордовик	ГШ	1997
Ифефан, 1962	Ранний девон, горизонт F ₄	С	2026
Зарзантив, 1957	Ранний девон, горизонт F ₄	ГШ	1560
	Ранний девон, горизонт F ₆	Р	1400
	Кембро-ордовик	С	1850
Ив-Амлас-Север, 1958	Ранний девон, горизонт F ₆	ГК	2149—2166
Арп, 1961	Ранний девон, горизонт F ₄	(370 г/м ³) С	1494
Эджелех, 1956	Ранний карбон, горизонт D ₃	С	550
	Ранний девон, горизонт F ₄	Р	850
	Ордовик	ГК	1100
Ули-Таредерт ****, 1958	Ранний карбон, горизонт D ₂	(170 г/м ³) С	500
	Поздний девон, горизонт F ₂	С	750
	Ранний девон, горизонт F ₄	С	847
	Кембрий	Р	1504
Тш-Эссамед, 1957	Ранний девон, горизонт F ₄	ГШ	710
	Кембро-ордовик	ГШ	1160

- * Нс—0,35 об. %.
- ** Нс—0,19 об. %.
- *** В горизонте B₂ Нс—0,15 об. %.
- **** В горизонте D₂ Нс—0,28 об. %.

На месторождении Кенгела-Север (открыто в 1967 г.) продуктивны песчаники нижнего мюцелена (свита куифангондо) на глубине 1450—1800 м. Плотность нефти 0,870, газосодержание 80 м³/т. Начальное пластовое давление 17,0 МПа (на глубине 1450 м).

Усть-Конголезская нефтегазовая область

Месторождения выявлены в южной области (южнее р. Конго) и на севере в округе Кабинда (рис. 2.4).

Рпл. МПА	гид. С	Состав газа, вес. %									
		СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ Н ₁₀	n-C ₄ Н ₁₀	i-C ₅ Н ₁₂	n-C ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄ + + высшие	N ₂	СО ₂
26,0	Нет данных	82,70	5,80	2,40	1,00	0,80	Нет данных				0,80
23,07	То же	79,24 69,69	8,42 10,77	4,01 5,49	0,74 1,05	1,34 1,71	0,53 0,67	0,45 0,60	1,15 3,73	0,85 1,13	3,27 5,16
5,3	»	76,40	3,70	3,20	1,50	1,40	Нет данных				0,50
14,2	»	77,60	8,10	3,80	1,80	1,30	То же				—
15,1	»	76,00	10,50	5,40	2,30	2,20	»				—
17,0	»	88,70	8,30	2,30	0,90	0,60	»				—
28,8	109	84,94	6,58	2,67	0,61	0,84	0,48	0,32	1,55	0,53	1,82
12,7	78	84,02	7,77	3,27	0,59	1,00	0,42	0,32	1,23	0,69	0,69
Нет данных	Нет данных	64,30	18,06	10,29	5,07	—	1,68	—	0,60	—	—
16,6	Нет данных	88,0	6,6	2,0	1,1	0,7	Нет данных				—
18,9	109	73,46	9,90	5,43	1,43	1,97	1,11	0,68	3,41	1,00	1,61
13,5	Нет данных	85,90	8,30	3,50	1,00	—	0,50	Нет данных			—
4,7	То же	93,60	2,30	0,70	0,50	0,25	Нет данных				0,50
7,1	63	84,43	2,23	0,22	0,37	—	0,12	Нет данных			12,09
8,9	76	87,00	5,30	3,02	0,52	—	0,81	То же			0,61
4,9	Нет данных	85,10	1,00	0,30	0,10	—	Нет данных				0,20
8,1	То же	84,40	6,40	3,20	1,30	0,90	Нет данных				0,30
9,4	»	83,90	8,30	4,00	1,50	1,00	То же				0,20
15,5	95	67,15	18,82	8,69	1,15	2,07	0,52	0,40	—	—	1,20
7,2	Нет данных	81,70	8,50	4,20	1,80	0,80	Нет данных				0,10
13,5	То же	77,70	9,40	5,00	1,80	1,10	То же				0,60

На юге открыто 5 нефтяных месторождений с залежами в отложениях свиты пинда (альб — сеноман). Нефти малосернистые, плотностью от 0,825 до 0,870.

В округе Кабинда, где установлено 10 нефтяных и 2 газовых месторождения, основными продуктивными толщами являются песчаники лейб (верхний мел) и лукула (нижний мел). Нефти верхнемеловых отложений в месторождениях группы Малонго тяжелые (0,915), нижнемеловых — легкие и средние, парафиновые.

Групповой углеводородный состав нефтей месторождений Алжира (вес. %)

Месторождение; возраст, литометрично и виденс продуктивного горизонта	п. н. — 200° С			200—350° С			Суммарный дистиллат		
	Метано-вые	Нафто-новые	Аромати-ческие	Выход	Метановые + нафтоновые	Аромати-ческие	Метано-вые	Нафто-новые	Аромати-ческие
Хасси-Мессауд; кембрий, горизонт R ₁	69	20	11	27,7	78	24	70,03	25,52	4,45
Эль-Гасси; кембрий, горизонт R ₂	Нет данных						74,67	20,88	4,45
Зотти; кембрий, горизонт R ₂	То же						74,34	21,07	4,59
Эль-Агреб; кембрий горизонт R ₁	»						75,74	19,73	4,53
Рурд-эль-Багель; кембрий, горизонт R ₁	»						74,99	20,77	4,24
Месдар; кембрий, горизонт R ₁	»						75,56	21,42	3,02
Гасси-Тупль; средний тряс, нижняя песчаная свита	»						77,33	16,31	6,36
Хасси-Шерги; средний тряс, нижняя песчаная свита	»						76,70	17,99	5,31
Тин-Фуйе; ранний девон, горизонт F ₆ ордовик, кварциты хамра	63	32	5	29,8	85	15	73,80	26,20	—
Оханет; девон	Нет данных						72,38	24,90	2,72
Оханет; девон	86,8	10,2	3,0	16,7	Нет данных		64,18	32,83	2,99
Заразтан; ранний карбон	Нет данных						70,21	28,14	1,65
Заразтан; ранний карбон	66	26	8	31,5	86	14	67,94	27,51	4,55
Эджелех; ранний карбон	8	85	7	28,5	85	15	Нет данных		

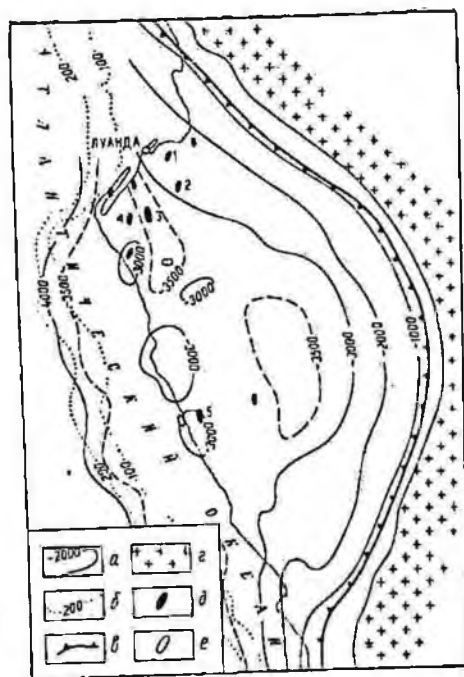
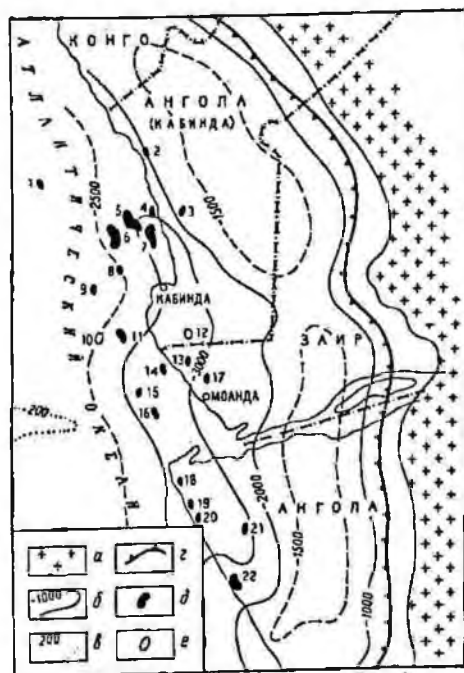


Рис. 2.3. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Анголы (НГО Кванза)

а — изогипсы фундамента в м; б — изобаты океана в м; в — граница Кванза-Камрунского НГВ; г — выходы фундамента на поверхность; месторождения: д — нефтяные, е — газовые (1 — Луанза, 2 — Муленвос-Юг, 3 — Кенгела-Север, 4 — Век-фика, 5 — Тобмас)

Рис. 2.4. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Северной Анголы и Заира

а — выходы фундамента на поверхность; б — изогипсы фундамента в м; в — изобаты океана в м; г — граница Кванза-Камрунского НГВ; месторождения: д — нефтяные, е — газовые (1 — 44/1, 2 — 37/1, 3 — 61/1, 4 — 80/8, 5 — Малонго-Север, 6 — Малонго-Запад, 7 — Малонго-Восток, 8 — 84/13, 9 — 95/3, 10 — 110/1, 11 — 121/2, 12 — 123/5, 13 — Диванса, 14 — Мисаль, 15 — Моно, 16 — ГКО, 17 — Клякисп, 18 — Серейя, 19 — Пинда, 20 — Н'Зомбо, 21 — Куягува, 22 — Кабена-да-Кобра)



АРАБСКАЯ РЕСПУБЛИКА ЕГИПЕТ

Нефтегазоносные бассейны: Суэцкого залива, Сахаро-Ливийский (нефтегазоносная область Катгара) (рис. 2.5).

Количество месторождений: нефтяных — 32, газовых — 5, газонефтяных — 4.

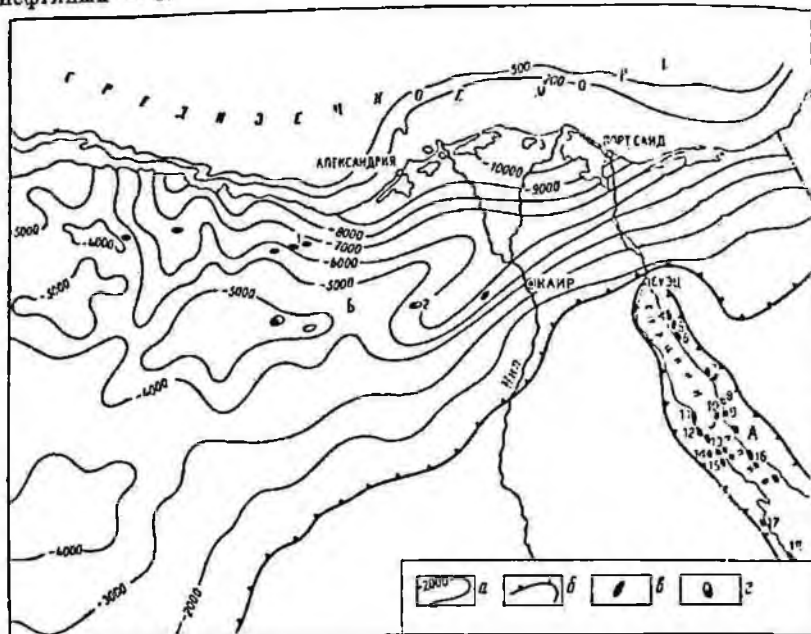


Рис. 2.5. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений АРЕ

а — изогипсы фундамента в м; б — границы НГБ; А — Суэцкого залива, Б — Сахаро-Ливийского (НГО Катгара); месторождения: в — нефтяные, г — газовые (1 — Аламейя, 2 — Кнмель-Пассе, 3 — Абу-Мейди, 4 — Судр, 5 — Матарма, 6 — Асп, 7 — Абу-Рудайс, 8 — Вали-Фейран, 9 — Белаим, 10 — Белаим-Марин, 11 — Рас-Амер, 12 — Рас-Бакр, 13 — Рас-Гариб, 14 — Карим, 15 — Рас-Шукейр, 16 — Эль-Морган, 17 — Темза, 18 — Хургада)

НГБ Суэцкого залива

Открыто 24 нефтяных и 3 газонефтяных месторождения, приуроченных к палеозойским (карбон — девон), меловым, эоценовым, миоценовым отложениям (табл. 2.5—2.9).

Нефти палеозойских и меловых отложений подразделяются на две группы. К первой группе (месторождения Рас-Амер, Рас-Бакр, Карим) относятся очень тяжелые (более 0,920), высокосернистые (3,33—4,60%), нефти. Во второй группе (месторождения Рас-Гариб, Белаим-Марин и Хургада) преобладают средние и тяжелые нефти (0,858—0,920), сернистые (1,3—1,5%), со значительно меньшим содержанием асфальтенов.

Для эоценовых отложений характерны очень тяжелые нефти с содержаниями серы от 1,75 до 4,75% и асфальтенов от 5,8 до 9,7%.

В миоценовых отложениях содержится наибольшее количество залежей. Здесь также выделяются две группы нефтей. Для первой (месторождения Судр, Матарма, Асл, Абу-Рудайс и др.) характерны тяжелые и очень тяжелые (0,895—0,999), высокосернистые, реже сернистые, парафиновые нефти.

Ко второй группе (месторождения Гемза, Хургада, Рас-Шукейр, Эль-Морган) относятся нефти менее плотные, сернистые, парафиновые и высокопарафиновые.

Сахаро-Ливийский НГБ

Нефтегазоносная область Каттара

Выявлено 8 нефтяных, 5 газовых и 1 газонефтяное месторождение (табл. 2.5—2.7, 2.9).

Основными продуктивными горизонтами являются доломиты алта, а также песчаники неокома, сеномана и турона. Чисто газовые залежи установлены в миоценовых отложениях. Нефти характеризуются средней плотностью, сернистые и малосернистые, парафиновые.

В газах миоценовых отложений содержание метана достигает 79%, а в меловых составляет 60—63%.

ГАБОН

Нефтегазоносный бассейн: Кванза-Камерунский (нефтегазоносная область Огове) (рис. 2.6).

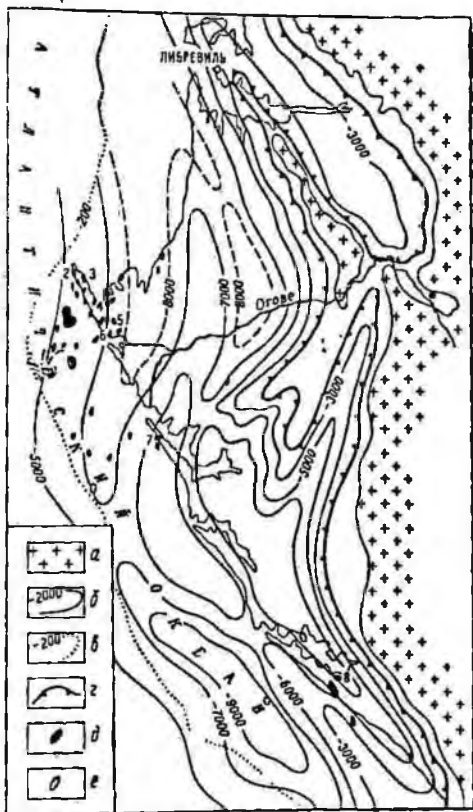


Рис. 2.6. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Габона

а — выходы докембрийских пород на поверхность; б — изогипсы фундамента в м; в — впадины моря в м; г — граница НГО Огове; месторождения: д — нефтяные, е — газовые (1 — Кап-Лопез, 2 — Кап-Лопез-Норд, 3 — Пуэнт-Кларетт, 4 — Н'Ченгу, 5 — М'Бега, 6 — Озури, 7 — Батауга, 8 — Гамба)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений АРЕ

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	μ (°C)	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти							
					Сера*	Парафин*	Асфальтены*	Конс*	Зола*	V**	NI**	
НГБ Суэцкого залива												
Судр, 1946	Ранний миоцен, свита нухул	732	106,6 (50)	0,951	2,3	Нет данных			0,09	Нет данных		
		1012	78,6 (50)	0,936	1,81	Нет данных	11,0	8,71	0,09	То же		
Матарма, 1948	Ранний миоцен, пачка асл	702	73,1 (50)	0,938	2,0	Нет данных			0,02	»		
		803—820	31,7 (50)	0,917	1,86	То же			0,02	»		
Асл, 1948	Ранний миоцен, пачка асл, свита нухул	603—611	97,8 (50)	0,952	2,52	3,5	Нет данных			0,02	»	
		940—1052	Нет данных	0,946	2,34	Нет данных	9,09	11,97	0,10	»		
	Эоцен, лотет	686	1356 (50)	0,999	3,1	Нет данных			1,2	»		
		1064	Нет данных	0,920	1,84	Нет данных	5,59	0,06	9,77	»		
	Эоцен, лотет	878	42,6 (50)	0,920	1,89	3,8	Нет данных			Нет данных		
		1160—1196	Нет данных	0,928	1,75	Нет данных	5,83	8,98	0,118	Нет данных		
Абу-Рудайс, 1957	Ранний миоцен, свита нухул	2552—2663	32,7 (37,8)	0,908	2,27	4,0	9,9	6,3	Нет данных			
Вади-Фейрац, 1949	Ранний миоцен, пачка асл	1990—2060	24,1 (37,8)	0,898	2,29	4,0	6,63	6,9	То же			
Гас-Гариб, 1938	Средний миоцен, пачка хаммам-фараон	491—526	7,3 (37,8)	0,895	3,1	6,3	Нет данных			0,035	87,15	Нет данных
	Поздний мел, турон	Нет данных	4,8 (37,8)	0,895	Нет данных	6,1	Нет данных					

Карим, 1958	Ранний мел, серия «А»	527—540	9,4 (37,8)	0,020	То же	3,6	То же				
	Карбон, серия «С»	Нет данных	14,2 (37,8)	0,858	»	6,8	»				
	Довон, серия «Д»	То же	13,6 (37,8)	0,903	»	6,6	»				
	Нижний миоцен, свита рудайс и нухул	630—710	Нет данных	0,963	3,88	Нет данных			135,9	Нет данных	
		Нет данных	Нет данных	0,949	3,93	Нет данных	9,29	12,0	0,09	135,9	Нет данных
Рас-Шуебр, 1966	Подный мел, турон	759—768	Нет данных	0,997	3,39	То же	11,90	12,8	0,18	135,9	Нет данных
		Средний миоцен, пачка хаммам-фараон	Нет данных	0,842	0,85	6,3	0,27	Нет данных	0,008	20,19	»
Эл-Мортац, 1965	Средний миоцен, пачка хаммам-фараон	1537—1552	1267,0 (37,8)	0,911	2,40	4,51	Нет данных			93,3	18
		1571—1573	803,5 (37,8)	0,896	2,20	7,5	3,23	Нет данных	0,04	Нет данных	18,0
	Ранний миоцен, свита карим и рудайс	1872—1888	562,0 (37,8)	0,891	1,75	5,2	1,68	То же	0,02	То же	18
		1946—1961	1323,0 (37,8)	0,941	1,70	4,6	Нет данных			121,14	18
		1842—1862	453,6 (37,8)	0,865	1,67	Нет данных	3,8	Нет данных			48,97
Гемза, 1908	Средний миоцен, пачка хаммам-фараон	364—457	5,8 (50)	0,823	0,55	Нет данных					
Белаям, 1955	Средний миоцен, свита зейт	1556—1582	57,4 (10)	0,952	2,12	3,9	12,0	8,6	Нет данных		
		2215—2231	59,8 (10)	0,920	2,27	2,4	9,42	8,4	Нет данных	120,0	71,9
	пачка фейран	2526—2581	79,9 (10)	0,927	3,30	2,8	9,1	9,8	Нет данных		
		2094—2124	221,8 (50)	0,945	3,51	2,4	12,1	12,5	То же		
Белаям-Марин, 1961	Средний миоцен, пачка хаммам-фараон	2433—2440	22,8 (20)	0,874	1,40	Нет данных	2,0	4,2	»		
		Ранний миоцен, свита рудайс	2829—2832	32,5 (20)	0,883	1,57	То же	3,9	4,5	»	
	Поздний мел, турон										

Продолжение табл. 2.6

Месторождение. год открытия	Возраст и направление прокрутки горючего	Глубина залегания, м	t (°C)	ρ ₄	Содержание в нефти					
					Сера*	Парафины*	Асфальтены*	Кислота	Вода	NI ***
Рас-Амер, 1958	Поздний мел, турон	Нет данных	81,0 (37,8)	0,920	3,5	6,7	7,0	10,0	0,03	Нет данных
	Средний млоден, свита южный гариб	То же	45,1 (60)	0,918	4,11	Нет данных	8,55	9,70	0,03	То же
	Ранний млоден, свита вухул	»	46,9 (60)	0,919	4,00	То же	8,10	8,90	0,03	»
	Эоцен	»	109,9 (60)	0,935	4,75	»	9,70	9,90	0,02	»
	Верхний мел, турон, свита бата	»	69,4 (60)	0,926	4,03	»	9,40	9,80	0,03	»
Рас-Бюкр, 1958	Свита абу-када	»	84,7 (60)	0,931	3,33	Нет данных	Нет данных	10,80	0,13	»
	Свита меллаха	»	234,0 (60)	0,936	3,41	Нет данных	10,28	10,60	0,28	»
	Ранний мел	»	197,4 (60)	0,940	3,70	То же	10,35	10,63	0,28	»
Хургада, 1913	Карбон, серия «В»	»	92,0 (93)	0,965	4,60	»	11,50	12,60	0,11	»
	Девон, серия «Д»	»	322,4 (93)	1,013	3,87	»	12,30	12,60	0,07	»
	Средний млоден, пачка халмам-фраон	1780	8,7 (50)	0,873	1,40	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	»
	Ранний млоден, свита вухул	2125	6,9 (50)	0,865	1,40	Нет данных	Нет данных	Нет данных	0,02	»
	Ранний карбон и девон?	2706	6,2 (50)	0,880	1,30	Нет данных	То же	Нет данных	0,92	»
Алмаин, 1966	Ранний мел, свита аламеин	2530	6,2 (37,8)	0,861	1,35	4,4	4,4	5,4	0,01	15,00
	Поздний мел, свита мп, свита бахрия	361—365	8,5 (37,8)	0,852	0,30	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	7,00

Сахаро-Ливийский ИГБ, ИГО Катара

* Вес %
** 10⁻² %/млн.

Таблица 2.7

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений АРЕ (об. %)

Месторождения; возраст продуктивного горизонта	н. к — 200° С			200—350° С		
	Метано-вые	Нафते-новые	Аромати-ческие	Выход	Метано-вые + нафтен-овые	Аромати-ческие
НГБ Суэцкого залива						
Судр; эоцен	66	31	3	22,8	83	17
Асл; эоцен	71	28	1	23,8	92	8
Эль-Морган; миоцен	68	21	11	21,9	77	23
Сахаро-Ливийский НГБ, НГО Каттара						
Аламейн; мел	72	21	7	28,8	81	19

Таблица 2.8

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений АРЕ (об. %)

Месторождения; возраст и наименование продуктивного горизонта	Выход фракций		250—275° С			275—300° С		
	250—275° С	275—300° С	Метановые	Нафтен-овые	Аромати-ческие	Метановые	Нафтен-овые	Аромати-ческие
Сахаро-Ливийский НГБ								
Абу-Рудайс; ранний миоцен, свита вухул	5,0	Нет данных	64,0	19,5	16,5	58,0	19,5	22,5
Вади-Фейран; ранний миоцен, свита рудайс	5,0	То же	55,1	27,2	17,7	59,9	19,2	20,9
Белаян; средний миоцен, свита эейт	5,5		53,5	29,5	17,0	60,8	15,0	24,2
пачка фейран	5,0		54,2	30,9	14,9	60,7	15,4	23,9
пачка сдри	6,5		62,0	25,0	13,0	59,5	18,5	22,0
Белаян-Мария; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	6,5	Нет данных	62,0	25,0	13,0	60,5	16,5	23,0
ранний миоцен, свита рудайс	5,0	То же	63,0	24,5	12,5	61,5	18,5	20,0
поздний мел, турон	5,0	»	63,5	23,5	13,0	61,5	18,5	20,0

Фракционный состав нефтей месторождений АРЕ

Таблица 2.6

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	Начало кипения, °С	н. к. — 100°С		100—200°С		200—300°С		300—400°С	
		Выход, вес. %	ρ_{4}^{20}	Выход, вес. %	ρ_{4}^{20}	Выход, вес. %	ρ_{4}^{20}	Выход, вес. %	ρ_{4}^{20}
НГБ Суэцкого залива									
Судр; нижний миоцен, свита нухул	90	0,5	Нет данных	8,0	Нет данных	15,0	Нет данных	≤350°С — 17,5	Нет данных
	95	0,5	То же	9,5	То же	15,5		≤350°С — 12,0	То же
зоцен	Нет данных	1,5	»	12,0	»	17,5	»	350°С — 18,0	»
	86	1,0	»	13,5	»	17,5		Нет данных	
	75	1,6*	0,684	12,2*	0,752	16,5*	0,823	≤375°С — 15,0*	0,866
Матарма; нижний миоцен, свита рудайс	98	0,5	Нет данных	6,5	Нет данных	14,0	Нет данных	17,0	Нет данных
зоцен	146	—	—	5,0	То же	15,5	Нет данных	14,5	Нет данных
Асл; ранний миоцен, пачка асл	225	—	—	—	—	10,0	»	24,0	»
свита нухул	165	—	—	5,0	Нет данных	19,0	Нет данных		16,0
зоцен	146	—	—	5,5	То же	19,5		То же	14,0
	97	—	—	8,2*	0,756	17,5*	0,797	≤375°С — 16,8*	0,855
Белам; средний миоцен, свита вейт	28	5	Нет данных	12,0	Нет данных	12,5		Нет данных	
пачка фейран	23	5,5	То же	13,0	То же	13,0		То же	
пачка сидри	32	3,0	»	10,5	»	10,5		»	
Белам-Марин; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	43	3,0	»	10,5	»	≤250°С — 7,0		»	
ранний миоцен, свита рудайс	30	7,0	»	16,5	»	≤250°С — 8,0		»	
поздний мел, турон	46	4,5	»	17,5	»	≤250°С — 8,0		»	
Рас-Амор; верхний мел, турон	55	5,0*	»	11,0*	»	18,0*		»	
Рас-Бакр; средний миоцен, свита южный гариб	82	1*	»	13*	»	18*		»	
ранний миоцен, свита нухул	69	5*	»	13*	»	15*		»	
зоцен	70	2*	»	14*	»	17*		»	
поздний мел, турон, свита бата	83	1*	»	15*	»	16*		»	
свита абу-нада	75	2*	»	12*	»	18*		»	
свита меллаха	75	2*	»	12*	»	13*		»	
Ранний мел	73	2*	»	12*	»	14*		»	
карбон, серия «В»	82	1,5*	»	7,5*	»	13*		»	
Рас-Гариб; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	Нет данных	2,0*	»	17,5*	»	17,5*		»	
поздний мел	То же	4,0*	»	16,5*	»	15,5*		»	
нижний мел, серия «А»	»	2,0*	»	15,5*	»	17,0*		»	
карбон, серия «С»	»	4,0*	»	15,0*	»	17,0*		»	
девон, серия «Д»	»	5,0*	»	15,0*	»	16,5*		»	
Карим; ранний миоцен, свиты рудайс + нухул	75	3,5	»	7,5	»	13,0	Нет данных	≤350°С — 14,5*	Нет данных
Рас-Шукейр; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	42	9,5*	»	22,5*	»	20,5*	Нет данных	7,5	Нет данных
Эль-Морган; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	66	4,0	»	13,0	»	17,5	Нет данных	То же	
ранний миоцен, свиты карим + рудайс	62	3,0	»	15,0	»	18,0		»	
миоцен	72	7,5	»	15,5	»	19,0		»	
	68	4	»	20,5	»	18,0		»	
Гемза; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	Нет данных	8,6*	0,676	17,0*	0,763	16,8*	0,829	≤375°С — 10,3*	0,896
Хургада; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	54	17,5	Нет данных	27,5	Нет данных	21,0		Нет данных	
ранний миоцен, свита нухул	Нет данных	4,5	То же	15,0	То же	17,5		То же	
ранний карбон	52	5	»	17	»	17	Нет данных	≤350°С — 12	Нет данных
	55	5	»	15	»	19	То же	≤350°С — 12	То же
Сахаро-Ливийский НГБ, НГО Каттара									
Аламейн; ранний мел, апт	55	0	Нет данных	19,5	Нет данных	22,5	Нет данных		
	43	8,6*	0,673	20,0*	0,757	21,4*	0,826*	До 375°С — 13,4*	0,875

Примечания. 1. Звездочкой отмечены значения в об. %. 2. Месторождение Судр (зоцен; н. к. — 75°С): фракция 375—435°С — 12,4 об. % ($\rho_{4}^{20}=0,904$), остаток — 45,2 об. % ($\rho_{4}^{20}=1,020$). 3. Месторождение Рас-Гариб (карбон, серия «С»): фракция 375—435°С — 7,5 об. % ($\rho_{4}^{20}=0,898$), остаток — 28,3 об. % ($\rho_{4}^{20}=0,993$). 4. Месторождение Асл (зоцен; н. к. — 97°С): фракция 375—435°С — 12,6 об. % ($\rho_{4}^{20}=0,898$), остаток — 48,7 об. % ($\rho_{4}^{20}=1,010$). 5. Месторождение Эль-Морган (миоцен): фракция 375—435°С — 10,6 об. % ($\rho_{4}^{20}=0,894$), остаток — 34,5 об. % ($\rho_{4}^{20}=0,984$).

Характеристика растворенных газов месторождений АРЕ

Месторожде- ние, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Состав газа, вес. %										
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ +высшие	N ₂	CO ₂	H ₂ S
НГБ Суэцкого залива													
Судр, 1946	Ранний миоцен, свита нухул	732	85,1	8,9	0,5	Нет данных					3,0	Нет данных	0,5
	Эоцен, лютецкий ярус	702	73,9	18,9	0,5	—	—	—	—	—	6,2	—	0,5
Матарма, 1948	Ранний миоцен, свита рудайс	603—1070	88,1	6,9	0,5	Нет данных					3,0	Нет данных	0,5
Абу-Рудайс 1957	Ранний миоцен, свита нухул	2252—2663	59,31	13,87	15,88	1,24	4,93	0,88	1,32	0,92	0,67	0,78	Нет данных
Вади-Фей- ран, 1949	Ранний миоцен, свита рудайс	1990—2060	73,2	10,3	8,8	1,4	3,6	0,8	0,9	—	0,5	0,5	—
Белам, 1955	Средний миоцен, свита зойт	1556—1582	66,14*	14,50*	12,30*	1,20*	3,05*	0,65*	1,30*	—	0,68*	0,18*	—
	пачка фэйран	2215—2231	43,7	16,8	21,0	2,0	8,7	3,5	3,5	Нет данных			—
	пачка сидри	2562	66,48*	12,79*	13,37*	1,28*	3,51*	0,88*	1,34*	—	—	0,35*	—
	Ранний миоцен, свита рудайс	2509	62,44*	13,03*	14,00*	5,76*		3,46*		—	0,43*	0,88*	—
Белам- Марш, 1961	Средний миоцен, пачка хаммам- фараон	2094—2124	67,55	14,35	11,11	4,14		1,29		0,75	0,62	0,19	—
Рас-Амер, 1958	Поздний мел, турон	Нет данных	32,4	11,8	27,5	5,4	15,1	4,7	3,1	—	—	—	—
	Эоцен	То же	40,6	11,9	23,6	18,6		5,3		—	—	—	—
Рас-Гариб, 1938	Средний миоцен, пачка хаммам- фараон	491—526	45,2*	36,6*	10,0*	0,5*		—		—	—	0,5*	7,2*
Карим, 1958	Ранний мел, се- рия «А»	527—540	26,8*	25,2*	25,8*	8,7*		2,5*		—	—	1,0*	10,0*
	Ранний миоцен, свита рудайс	Нет данных	86,0*	6,0*	6,0*	1,0*		0,5*		—	—	—	0,5*
	свиты рудайс + нухул	То же	86,2*	6,0*	6,0*	0,8*		0,5*		—	—	—	0,5*
Эль-Морган, 1965	Средний миоцен, пачка хаммам- фараон	1537—1552	61,0	11,0	11,0	2,5	6,5	3,0	3,0	1,0	0,9	0,1	—
	Ранний миоцен, свиты карим + рудайс	1904—1926	80,84*	10,11*	5,78*	0,77*	1,35*	0,31*	0,25*	0,28*	0,31*	—	—
Гемза, 1908	Средний миоцен, пачка хаммам- фараон	364—457	20,2	28,3	36,7	10,3		0,5		—	3,8	0,2	—
Хургада, 1913	Ранний миоцен, свита пухул	2125	69,78	2,00	9,30	3,02	4,40	8,70		Нет данных			—
Сахаро-Ливийский НГБ, НГО Каттара													
Аламейн, 1966	Ранний мел, апт	2530—2532	60,24	33,13	3,01	0,91	2,71	—	—	—	—	—	—
	неоком	2588—2589	63,87	20,17	10,42	0,67	4,87	—	—	—	—	—	—
Абу-Ма- дп**, 1967	Миоцен	3296—3300	78,9	12,4	4,6	1,3	1,4	0,4	0,2	—	—	0,8	—

* Об. %.

** Приводится состав свободного газа.

Количество месторождений: нефтяных — 33, газовых — 2, газонефтяных — 3.

Основные продуктивные горизонты — кремнистые аргиллиты эоцена (свита озурп), песчаники маастрихта (свиты батанга, эвонго), пески и песчаники сеномана (свита пуэнт-кларетт) и песчаники нижнего апта (свита гамба). Глубины залегания нефти и газа изменяются от 500—600 до 3000 м (табл. 2.10—2.12).

Выделяются три типа нефтей. Для эоценовых залежей характерны тяжелые (0,890—0,926), сернистые (до 2,2%), смолистые нефти.

Нефти верхнемеловых отложений средние и тяжелые (0,833—0,901), менее смолистые, чем эоценовые. Содержание серы 0,5—0,8%.

В нижнемеловых породах содержатся нефти средние по плотности, нпакосернистые (0,18%), высокопарафиновые (до 18%).

Таблица 2.12

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Габоя (об. %)

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к.—200°С			200—350°С		
	Метиловый	Нафтеновый	Ароматический	Выход	Метиловый + нафтеновый	Ароматический
Кап-Лопез, поздний мел, сеноп, свита пуэнт-кларетт	85	9	6	30,4	85	15
Кап-Лопез-Норд; поздний мел, сеноп	59	34	7	22,2	80	20
Пуэнт-Кларетт	68	21	11	24,2	83	17
Н'Ченгу; ранний миоцен, свита молдорово	61	29	10	23,3	77	23
Батанга	63	25	12	28,2	77	23
Гамба; ранний мел, апт, свита гамба	47	45	6	26,7	86	14

ЗАИР

Нефтегазоносный бассейн: Кванза-Камерунский (нефтегазоносная область Усть-Конголезская) (см. рис. 2.4).

Количество месторождений: нефтяных — 3, газонефтяных — 2.

Продуктивные горизонты — известняки свиты кинкаси (аналог свиты пинда прилегающей территории Конго) альб-сеноманского возраста (на всех месторождениях) и песчаники шела (баррем, месторождение Ллавенда).

Нефти месторождений Заира средние по плотности (0,845—0,860), малосернистые (0,11%), с высоким содержанием парафинов.

Промышленная добыча нефти в Заире началась в ноябре 1975 г. на месторождениях ГКО и Мибаль.

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Габона

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование промывного горизонта	Глубина залегания, м	G, м ³ /т	μ (37,8°С), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти						
						Сера *	Гипра-фины *	Смоляк-спилка-десте *	Асфальт *	Конс *	У **	NI ***
Кан-Лопез, 1958	Поздний мел, сеион, свита пурэнт-кларетт	1636—1731	55,2	23,9—23,7	0,873—0,865	0,50	Нет данных	9,70	2,75	2,4	8,00	30,00
Кан-Лопез-Нора, 1964	Поздний мел, сеион	1718—1801	55,2	59,7	0,901	0,86	Нет данных	Нет данных	4,3	10,0	43,0	
	Поздний мел, сеион, свита пурэнт-кларетт	1100—1781	53,4	12,0	0,869	0,55	2,0	Нет данных	4,0	40,0	44,0	
П'Челгу, 1958	Ранний миоцен, свита мон-дороне	1000—1272	85,4	9,5	0,867	0,80	Нет данных	Нет данных	3,2	10,0	52,0	
М'Бегга, 1957	Ранний зоцен, свита дороно	850—950	39,2	26,8 ***	0,892	1,12	4,0	Нет данных	1,95	Нет данных		
Озури, 1956	Ранний зоцен, свита озур	600—650	17,8	Нет данных	0,926	2,20	Нет данных	23,60	7,60	Нет данных	51,00	125,00
	Ранний зоцен, свита озур	542—579	Нет данных	3,33	0,833	0,44	То же	Нет данных	1,4	0,00	3,00	
Батанга, 1960	мел, мастрихт, свита элопо	616—942	То же	23,9	0,878	0,18	18	То же	2,9	4,00	27,00	

* Вес. %.

** 10-4 г/млн.

*** При 35°С.

Фракционный состав нефтей месторождений Габона

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	п. н. — 100°С		100—200°С		200—300°С		300—375°С		375—495°С		Остаток	
	Выход, % об.	ρ_{4}^{20}	Выход, % об.	ρ_{4}^{20}	Выход, % об.	ρ_{4}^{20}	Выход, % об.	ρ_{4}^{20}	Выход, % об.	ρ_{4}^{20}	Выход, % об.	ρ_{4}^{20}
Кал-Лопес; поздний мел, сенол, свита пу- энт-кларетт	4,1	0,688	8,5	0,741	23,8	0,814	12,8	0,854	12,1	0,880	38,6	0,940
Кал-Лопес-Норд; поздний мел, сенол	3,2	0,686	10,3	0,762	16,2	0,831	12,6	0,877	6,6	0,901	50,8	0,963
Луэнт-Кларетт; поздний мел, сенол, свита луэнт-кларетт	5,5	0,677	16,2	0,758	18,9	0,822	10,7	0,863	5,5	0,891	42,7	0,957
Н'Ченгу; ранний миоцен, свита мондорове	8,2	0,680	16,7	0,766	17,8	0,820	10,3	0,860	10,1	0,893	26,1	0,972
М'Бега; ранний эоцен, свита озури	5,28	0,679	13,73	0,765	17,28	0,830	11,17	0,870	12,37	0,900	39,90	0,981
Озури; ранний эоцен, свита озури	6,46	0,698	6,52	0,784	$\leq 250^{\circ}\text{C}$ 7,79	0,836	—	—	—	—	79,23	0,970
Батага; поздний мел, маэстрихт, свита элонго	8,7	0,684	24,0	0,764	21,8	0,821	12,5	0,858	5,1	0,877	27,1	0,941
Гамба; ранний мел, аут, свита гамба	0,7	0,708	8,1	0,767	20,0	0,821	12,3	0,852	14,5	0,865	43,8	0,937

КОНГО

Нефтегазоносный бассейн: Кванза-Камерунский (Усть-Конголезская НГО) (рис. 2.7).

Количество месторождений: нефтяных — 4, газовых — 1, газонефтяных — 1.

Основные продуктивные горизонты — песчаники шела, залегающие непосредственно под соленосной аптской толщей (месторожде-

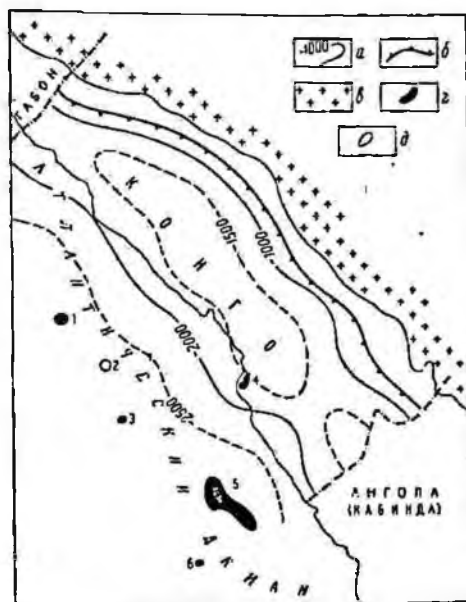


Рис. 2.7. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Конго

a — изогипсы фундамента в м; *б* — граница НГБ; *з* — выходы фундамента на поверхность; месторождения: *з* — нефтяные, *o* — газовые (1 — Лоанго, 2 — Лувеси, 3 — Сенджи, 4 — Пуэнт-Индиен, 5 — Эмерод, 6 — Рутил)

ния Пуэнт-Индиен и Лувесси), и известняки пивда альб-сеноманского возраста (месторождения Сенджи, Лоанго, Рутил).

Месторождение Пуэнт-Индиен открыто в 1957 г. Нефть и газ залегают на глубинах 1364—1370 м в песчаниках шела. Нефть парафиновая, малосернистая (0,13%), плотность ее 0,842, газосодержание 85 м³/т. Содержание асфальтенов 1,3%, смол 7%. Элементный состав фракции, выкипающей при температуре более 300° С, (в %): С — 86,59, Н — 13,01, О + N — 0,33; молекулярная масса 380.

Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 1 млн. т, газа — 400 млн. м³.

Месторождение Эмерод, открытое в 1969 г., приурочено к песчаникам и алевролитам свиты эмерод (сенон), залегающим на глубине 190—540 м (три горизонта). Нефть тяжелая (0,920), вязкая, малосернистая (0,2). Газосодержание 12—13 м³/т. Выход фракций, выкипающих до 300° С, — 23%.

По остальным месторождениям, открытым в 1972—1973 гг., имеются сведения лишь о плотности нефти (0,900).

ЛИВИЯ

Нефтегазоносный бассейн: Сахаро-Ливийский (нефтегазоносные области Хамра и Сирт) (рис. 2.8).

Количество месторождений: нефтяных — 141, газовых — 8, газонефтяных — 28.

Сахаро-Ливийский ШГБ

Нефтегазоносная область Сирт

Открыто 110 нефтяных, 4 газовых и 28 газонефтяных месторождений.

Основные продуктивные горизонты — известняки палеоцена — эоцена. Меньшее количество залежей установлено в меловых и кембрийско-ордовикских отложениях. Глубины залегания нефтегазоносных толщ изменяются от 610 до 2750 м.

Нефти средние и легкие, в редких случаях тяжелые (до 0,873), малосернистые и сернистые, высокопарафиновые. Газосодержание колеблется в широких пределах — от 5,3 до 170 м³/т (табл. 2.13—2.15).

Растворенный газ месторождений Насер и Дахра содержит соответственно (в %): CH_4 64,5 и 75,9; C_2H_6 21,0 и 10,4; C_3H_8 8,4 и 5,9; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ 1,3 и 1,5; $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ 2,9 и 2,5; $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ 0,8 и 1,0; $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ 0,7 и 0,8; C_6H_{14} — 0,4 и 2,0.

Нефтегазоносная область Хамра

Установлено 31 нефтяное и 4 газовых месторождения. Как правило, они открыты единичными скважинами и не разрабатываются. Продуктивными являются ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные и в меньшей степени триасовые и меловые породы. Нефти легкие (0,800—0,837), малосернистые (табл. 2.13—2.15).

МАРОККО

Нефтегазоносные бассейны: Предрифский (Южно-Рифский), Западно-Марокканский (рис. 2.9).

Количество месторождений: нефтяных — 17, газовых — 4.

Предрифский ШГБ

Открыто 16 нефтяных и 2 газовых месторождения. Основные продуктивные толщи — палеозойские кварциты и лейасовые известняки. Единичные залежи известны в песчаниках доггера (месторождение Хариша) и мюлена (месторождения Айн-Хамра, Хариша). Глубина залегания нефтеносных отложений изменяется от первых сотен метров до 1700 м.

Нефти легкие и средние, малосернистые, парафиновые (табл. 2.16).

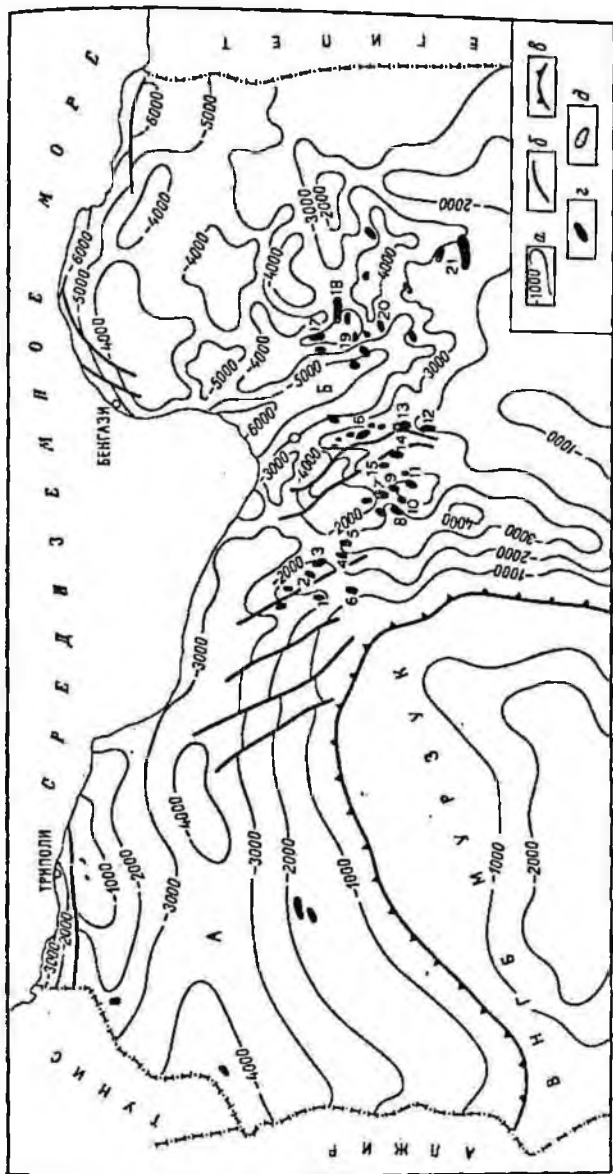


Рис. 2.8. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Ливии

а — изогипсы фундамента в м; б — основные разрывные нарушения; в — южная граница Сахаро-Ливийского НГБ (А — НГО Хафра, Б — НГО Сирт); месторождения: ж — нефтяные, з — газовые (1 — Фашиа, 2 — Дахра, 3 — Хофра, 4 — Фурруд, 5 — Умм-Фаруд, 6 — Фл-Дид, 7 — Котла, 8 — Вль-Кхуфф, 9 — Бела, 10 — Самах, 11 — Благдан, 12 — Дефа, 13 — Ваха, 14 — Зигут, 15 — Ора, 16 — Насер (Зелта), 17 — Авал, 18 — Нафура, 19 — Рико, 20 — Гвалло, 21 — Сарир)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Ливии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	G м ³ /т	μ (37,2° С), сПа	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти			
						Серв *	Конс *	У **	Н1 **
Фаша, 1965	Эоцен	1306—1313	Нет дан- ных	4,8	0,852	0,76	2,3	Нет данных	
		938—941	То же	7,9	0,867	1,04	Нет дан- ных	4,00	7,00
Дакра, 1959	Палеоцен	960—980	170	2,8	0,812	0,42	1,8	Нет данных	
		1128—1149	Нет дан- ных	7,4	0,860	0,61	1,8	Нет дан- ных	3,00
Хофра, 1960	Эоцен	610—655	То же	2,1	0,817	0,32	1,7	Нет данных	
	Палеоцен	939—941	»	3,8	0,835	0,33	1,6	То же	
Фарруд, 1964	Палеоцен	990—990	»	2,1	0,823	0,39	1,7	Нет дан- ных	4,00
Умм-Фаруд, 1965	Палеоцен	824—949	»	2,1	0,808	0,13	0,9	Нет данных	
Эд-Диб, 1964	Эоцен	813—822	»	3,8	0,836	1,31	2,3	7,00	15,00
		1128—1146	»	5,3	0,854	0,78	2,7	7,00	11,00
Котла, 1963	Поздний мел	1621—1652	»	9,1	0,865	0,84	3,9	Нет данных	
Эль-Кхуфф, 1964	Поздний мел	1687—1699	»	4,7	0,840	0,27	2,1	6,00	12,00
Беда, 1959	Палеоцен	1190—1250	19,5	5,8	0,849	0,45	3,0	Нет данных	
Самах, 1961	Поздний мел	1921—1952	21	13,2	0,857	0,25	2,9	То же	
Белхедан, 1962	Кембро-ордовик	2165—2470	Нет дан- ных	9,6	0,852	0,23	4,0	»	
Дефа, 1960	Палеоцен	1670—1720	То же	5,5	0,847	0,84	4,0	»	
Ваха, 1959	Поздний мел	1982—2007	85	4,5	0,842	0,24	2,4	»	
Загрут, 1962	Палеоцен	1952—1999	Нет дан- ных	7,4	0,857	0,30	3,4	»	
Ора, 1962	Палеоцен	1440—1449	То же	6,1	0,855	0,26	3,1	»	
		1494—1516	»	5,5	0,849	0,22	3,2	»	
		2154—2260	»	6,0	0,852	0,22	2,8	»	
	Поздний мел	2234—2237	»	11,3	0,873	0,33	4,5	»	
		2729—2733	»	7,4	0,856	0,18	2,2	Нет дан- ных	6,00
Насер (Зелтен), 1959	Поздний мел	1760	141	3,0	0,829	0,23	1,5	Нет данных	
Амал, 1959	Кембро-ордовик, свита амал	2963—2994	Нет дан- ных	10,8	0,844	0,14	2,9	То же	
Нафура, 1965	Эоцен	658—693	То же	6,6	0,853	0,94	3,0	»	
		930	»	5,2	0,847	1,04	2,7	»	
		2591—2650	»	23,0	0,858	0,14	3,2	»	
		2981—3049	»	23,0	0,857	0,13	2,9	»	
Ракб, 1962	Кембро-ордовик	2848—2899	»	5,1	0,845	0,23	2,4	»	
Гиало, 1961	Олигоцен	688—691	5,3	7,6	0,858	0,63	3,4	»	
	Эоцен, свита гиало	834—976	Нет дан- ных	4,4	0,837	0,52	2,4	»	
Сарир ***, 1961	Поздний мел	2363—2468	10,40	8,6	0,847	0,18	2,8	Нет дан- ных	5,00
		2449—2530		4,9	0,832	0,16	2,1	То же	5,00

* Вес. %.

** 10⁻³ г/млн.

*** Содержание парафинов 19%.

Фракционный состав нефтей месторождений Ливии

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}
Фатн; эоцен	8,8	0,680	19,1	0,758	10,2	0,795	11,2	0,865	11,2	0,894	27,6	0,975
	0,2	0,678	15,6	0,765	18,8	0,835	14,3	0,865	13,0	0,895	20,4	0,977
Дахра; палеоцен	15,0	0,676	27,5	0,778	22,3	0,825	9,8	0,863	8,7	0,886	15,1	0,960
	3,3	0,677	17,1	0,767	27,4	0,830	13,4	0,867	11,8	0,893	25,2	0,967
Хофра; эоцен, палеоцен	12,4	0,685	27,5	0,754	22,5	0,827	10,2	0,863	8,6	0,888	15,5	0,967
	4,3	0,699	29,5	0,761	25,7	0,824	11,7	0,858	9,5	0,895	18,6	0,959
Фарруд; палеоцен	13,7	0,677	26,5	0,766	20,6	0,834	11,0	0,868	8,8	0,890	17,9	0,963
Умм-Фаруд; палеоцен	13,7	0,687	32,0	0,761	24,3	0,822	10,1	0,863	8,4	0,886	11,0	0,955
Эд-Диб; эоцен	11,9	0,677	22,3	0,766	20,0	0,826	10,5	0,868	9,5	0,896	22,3	0,982
	7,9	0,673	20,2	0,770	20,3	0,835	11,3	0,869	10,8	0,895	27,4	0,977
Котла; поздний мел	7,9	0,681	16,1	0,770	17,4	0,828	11,2	0,864	8,2	0,892	36,9	0,971
Эль-Кхуфф; поздний мел	9,4	0,667	22,2	0,763	19,8	0,823	11,8	0,858	10,9	0,884	25,8	0,956
Беда; палеоцен	8,2	0,682	18,8	0,766	19,2	0,834	10,8	0,858	11,8	0,887	27,9	0,967
Самх; поздний мел	5,8	0,676	17,9	0,755	19,2	0,810	12,3	0,843	11,0	0,868	32,0	0,980
Белхедан; кембро-ордовик	5,3	0,678	18,1	0,754	19,6	0,812	12,0	0,843	11,3	0,868	31,3	0,981
Дефа; палеоцен	9,4	0,681	19,2	0,766	20,2	0,827	11,0	0,850	11,1	0,888	27,2	0,960
Ваха; поздний мел	8,1	0,692	19,7	0,767	20,4	0,826	10,7	0,860	11,4	0,882	26,8	0,960
Заггут; палеоцен	6,8	0,686	18,1	0,767	19,2	0,828	11,4	0,863	10,3	0,888	31,8	0,966
Ора; палеоцен	7,0	0,691	19,5	0,717	20,4	0,826	11,0	0,864	10,8	0,883	27,7	0,964
	5,6	0,699	14,8	0,768	17,3	0,790	10,1	0,848	10,1	0,884	40,6	0,967
	8,3	0,680	19,1	0,770	19,3	0,827	10,5	0,862	11,6	0,888	29,5	0,971
	4,5	0,682	18,0	0,756	21,8	0,815	12,6	0,850	12,7	0,870	20,0	0,964
	1,9	0,702	17,0	0,770	23,9	0,836	13,9	0,856	13,5	0,860	29,2	0,945
Насер; поздний мел	9,3	0,689	21,7	0,762	20,9	0,820	11,6	0,859	10,7	0,890	22,3	0,949
Амал; кембро-ордовик, свита амал	7,3	0,682	16,9	0,756	17,3	0,808	11,4	0,841	10,7	0,862	34,4	0,947
Нафура; эоцен	6,6	0,676	18,1	0,753	20,8	0,825	12,2	0,855	10,7	0,890	28,8	0,969
	9,1	0,671	19,1	0,755	20,1	0,825	13,0	0,866	11,0	0,890	26,2	0,970
	2,4	0,685	12,7	0,751	17,4	0,802	13,4	0,835	11,7	0,855	42,2	0,935
	2,6	0,692	12,8	0,765	18,6	0,803	11,5	0,834	11,9	0,852	42,5	0,928
Ракб; кембро-ордовик	8,3	0,685	18,9	0,765	17,9	0,824	11,5	0,858	11,2	0,880	28,1	0,960
Гнало; олигоцен; эоцен, свита гнало	8,2	0,677	20,8	0,767	21,7	0,826	11,5	0,860	11,5	0,882	24,3	0,960
	0,2	0,674	17,7	0,756	21,0	0,826	13,3	0,862	11,9	0,885	29,6	0,965
Сарир; поздний мел	7,0	0,676	16,6	0,754	18,7	0,806	11,0	0,837	13,0	0,851	33,2	0,954
	9,7	0,685	19,7	0,759	18,2	0,787	12,0	0,846	11,5	0,869	26,2	0,951

Таблица 2.15

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений
Ливии (об. %)

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	н. н. — 200° С			200—350° С		
	Метано- вые	Нафте- новые	Арома- тические	Выход	Метано- вые + наф- теновые	Арома- тические
Фаши; эоцен	57	37	6	26,1	80	20
Дахра; палеоцен	54	35	11	32,9	79	21
Фарруд; палеоцен	61	32	7	26,8	77	23
Умь-Фаруд; палеоцен	62	31	7	30,7	79	21
Эд-Диб; эоцен	53	40	7	26,9	79	21
	58	34	8	26,0	78	22
Эль-Кхуфф; поздний мел	57	36	7	26,8	81	19
Ори; палеоцен	66	29	5	31,0	83	17
Нифура; эоцен	75	18	7	24,5	91	9
	73	20	7	23,8	91	9
	64	32	4	26,5	86	14
	49	47	4	29,9	88	12
	76	17	7	23,2	91	9
	68	29	5	27,1	86	14
Сиритр; поздний мел	70	24	6	24,3	88	12
	68	27	7	25,4	85	15

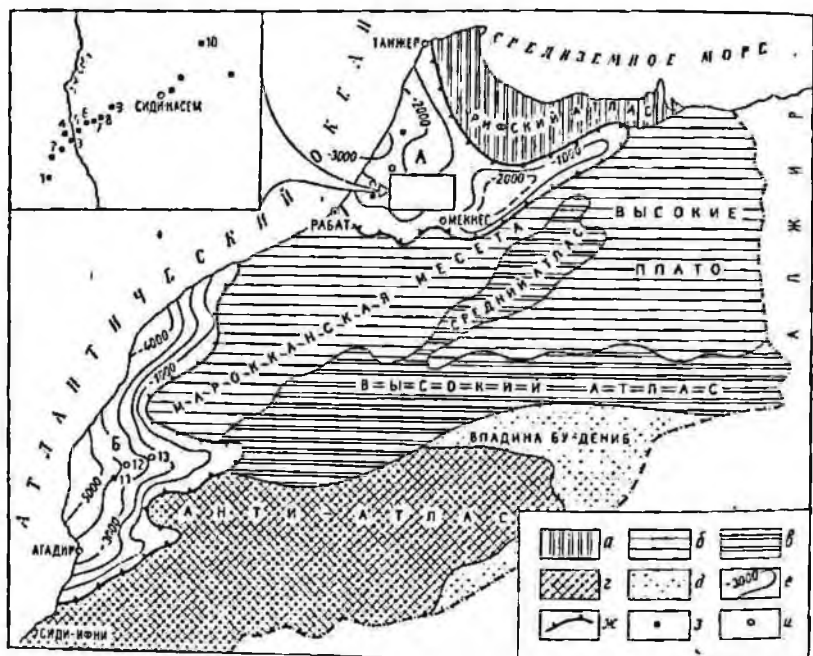


Таблица 2.16

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Марокко

Месторожде- ние, год открытия	Возраст продук- тивного горни- зонта	Глубина залеган- ия, м	Рпл (началь- ное), МПа	t (25° С), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти, вес. %	
						Сера	Парафины
Предрифский НГБ							
Уад-Меллах, 1948	Палео- зой	575—600	5,91	Нет дан- ных	0,882— 0,902	Нет данных	
Тиссеран, 1948	Палео- зой	900	Нет дан- ных	21,8— 43,5	0,861	То же	
Блед-ад-Дефан, 1952	Палео- зой	1070	11,8	13,8	0,830	»	
Батон, 1947	Палео- зой	964	11,45	27,2	0,857	»	
Сиди-Фили, 1950—1952	Равня юра	1200	10,9	6,1	0,829	»	
	Палео- зой	1400	14,7	7,2	0,842	0,05	8
Мерс-эль-Их- рез, 1951	Палео- зой	1350	14,4	9,9	0,850	0,12	4,8
Блед-Эддум, 1952	Равня юра	1200	11,8	6,1	0,829	Нет данных	
	Палео- зой	1300	14,7	7,1	0,834	То же	
Блед-Катара, 1953—1954	Равня юра	1425	14,6 (37,8° С)	4,4	0,829	0,10	Нет дан- ных
	Палео- зой	1580	15,1	5,2	0,822	Нет данных	
Блед-Зрар, 1955	Палео- зой	1700	18,0	17,2	0,851	То же	

Данные по фракционному и групповому составу имеются только для вишнеюрской залежи месторождения Блед-Катара. Фракцион-
ный состав ($\frac{\text{выход, об. \%}}{\text{фракция, } ^\circ\text{С}}$): $\frac{\text{н. к.—100}}{100—200}$; $\frac{100—200}{24,2; 0,787}$;
 $\frac{200—300}{300—375}$; $\frac{300—375}{375—435}$; $\frac{435}{\text{остаток}}$; $\frac{2,9; 0,688}{24,2; 0,787}$;
 $\frac{28,4; 0,809}{13,6; 0,843}$; $\frac{12,4; 0,869}{17,9; 0,947}$.

Групповой углеводородный состав (в %) фракции н. к. — 200° С:
метановые 66, нафтеновые 27, ароматические 7, фракция 200—
350° С; метановые и нафтеновые 85, ароматические 15.

Рис. 2.9. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Марокко

а — альпийская складчатая область; эппердинская Атласская платформа; б — стабильная часть, в — активизированная в альпийский этап; г — докембрийская платформа, активизи-
рованная в герцинский этап; д — валожные кайнозойские впадины; е — нагорья фунда-
мента в м; ж — границы НГБ: А — Предрифского, Б — Западно-Марокканского, место-
рождения: з — нефтяные, и — газовые (1 — Уад-Меллах, 2 — Тиссеран, 3 — Блед-ад-Дефан,
4 — Батон, 5 — Сиди-Фили, 6 — Мерс-эль-Ихрез, 7 — Блед-Эддум, 8 — Блед-Катара,
9 — Блед-Зрар, 10 — Харша, 11 — Сиди-Рналем, 12 — Кешула, 13 — Джири)

Западно-Марокканский НГБ

Выявлено 1 нефтяное и 2 газовых месторождения. Залежи приурочены к нижне- и среднеюрским известнякам и доломитам на глубинах от 1000 до 1800 м.

Месторождение Кешула содержит газовую залежь на глубине 1700—1750 м. Начальное пластовое давление 10,7 МПа. Состав газа (об. %): CH_4 81,5; C_2H_6 + высшие 6,3; N_2 —11,2; H_2S 1,0. Плотность 0,650. Содержание конденсата (плотность 0,750) 1—4 г/м³.

Нефтяное месторождение Сиди-Рхалем приурочено к нижне- и среднеюрским доломитам на глубине 1780—1860 м. Плотность нефти 0,830.

НИГЕРИЯ

Нефтегазоносный бассейн Гвинейского залива (рис. 2.10). Количество месторождений: нефтяных — 161, газовых — 7, газонефтяных — 24.

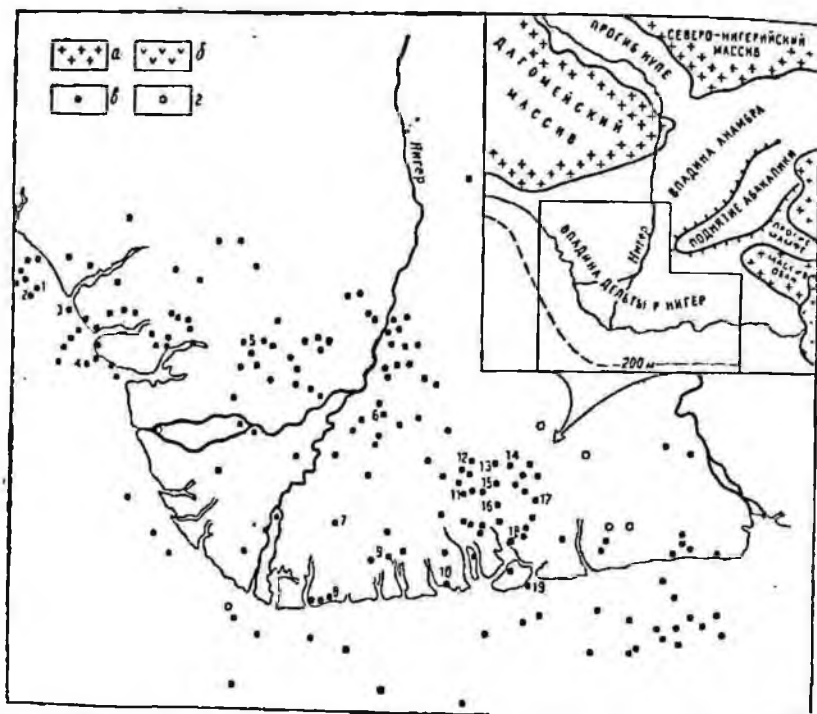


Рис. 2.10. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Нигерии

а — докембрийский фундамент на поверхности; б — области развития молодых вулканических пород; месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые (1 — Мета, 2 — Мерен, 3 — Дельта, 4 — Меджи, 5 — Угелли-Вест, 6 — Обаги, 7 — Оловбири, 8 — Канускири, 9 — Роберткири, 10 — Ке, 11 — Агара, 12 — Умуечем, 13 — Корокоро, 14 — Имо-Ригер, 15 — Обишо, 16 — Обубу, 17 — Афам; 18 — Вому, 19 — Тубу)

Основная нефтегазонасная толща — свита агбада (миоцен — плиоцен), где в среднем выделяются 5—6 продуктивных горизонтов. Глубина залегания нефти и газа на суше составляет 1500—2500 м, в акватории — 2500—3500 м.

Нефти месторождений Нигерии малосернистые, парафиновые, с высоким газосодержанием. Плотность изменяется в широких пределах — от 0,791 до 0,931 (табл. 2.17—2.19).

В составе газов газонефтяных месторождений гомологи метана обычно составляют 12—15% (табл. 2.20). Исключением является месторождение Обигбо, где содержание метана достигает 97%.

Таблица 2.17

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Нигерии

Месторождение, год открытия	Глубина залегания, м	G, м ³ /т	μ (37,8°С), сПа	ρ_4^{20}	Содержание в нефти		
					Серв *	Кокс *	Nl **
Морен, 1965	1525—2288	133,3	2,4	0,828	0,09	1,0	Нет данных
Дельта, 1965	1710—1781	133,3	6,7	0,871	0,18	1,2	4,00
Меджа, 1965	2760—3044	104,2	2,2	0,840	0,15	1,0	Нет данных
Обаги, 1964	2089—2669	79,2	7,5	0,897	0,21	1,0	То же
Олонбирн, 1956	2440—2821	64,5	53,0	0,931	0,26	3,1	»
Апара, 1960	2898—2958	795,0	2,4	0,827	0,11	0,6	»
Умуечем, 1959	2410—3141	221,3	2,4	0,817	0,14	1,1	»
Эбубу, 1958	2333—2592	119,2	7,4	0,897	0,20	1,3	»
Бому, *** 1958	2150—2272	190,1	3,7	0,863	0,2	1,3	2,00
Афам, 1959	2745—2836	465	1,5	0,791	0,09	0,3	Нет данных
Имо-Ривер, 1959	1769—1800	Нет дан- ных	23,0	0,910	0,20	1,9	То же
	1860—2928	111,6	2,7	0,834	0,19	0,6	»
Роберткири, **** 1963	3520—3574	Нет дан- ных	2,7	0,833	0,12	1,1	2,00
Тубу, 1964	2336—2361	То же	4,2	0,847	0,08	0,9	Нет данных
Канускири, 1965	1837—1839	»	16,2	0,914	0,17	1,5	5,00
	1775—1786	»	26,9	0,925	0,19	1,9	6,00
Ка, 1965	3163—3238	»	1,8	0,809	0,05	0,1	Нет данных
Мета, 1965	Нет данных	»	Нет дан- ных	0,867	0,86	0,2	То же

* Вес. %.

** 10⁻⁴ ч/млн.

*** Содержание твердых парафинов 5,1%.

**** Содержание V/1·10⁻⁴ ч/млн.

ТУНИС

Нефтегазонасные бассейны: Восточно-Атласский, Восточно-Тунисский. Сахаро-Ливийский (рис. 2.11).

Количество месторождений: нефтяных — 9, газовых — 2.

Таблица 2.18

Фракционный состав нефтей месторождений Нигерии

Место-рождение	н. к.—100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$
Мерен	11,2	0,700	28,2	0,780	27,3	0,837	11,0	0,872	9,0	0,889	12,2	0,974
Дельта	6,3	0,712	17,8	0,792	26,3	0,858	12,4	0,897	12,1	0,918	23,8	0,958
Меджи	10,4	0,703	23,7	0,780	39,0	0,845	3,7	0,880	4,6	0,890	18,1	0,976
Обаги	3,9	0,730	11,4	0,817	31,7	0,878	18,8	0,908	12,8	0,959	21,1	0,970
Олон-бири	—	—	2,0	0,827	27,0	0,877	17,0	0,912	3,1	0,930	50,1	0,974
Апара	9,9	0,700	26,1	0,786	26,5	0,842	13,0	0,868	9,8	0,888	11,0	0,965
Умуелем	14,9	0,695	26,4	0,773	22,4	0,838	9,2	0,873	8,4	0,896	14,3	0,971
Эбубу	3,5	0,704	13,2	0,790	33,8	0,877	14,8	0,920	2,7	0,938	30,4	0,984
Еому	5,4	0,743	20,2	0,788	29,8	0,848	13,6	0,869	13,9	0,892	16,8	0,981
Афам	19,2	0,685	30,3	0,768	22,2	0,828	8,4	0,865	4,8	0,883	10,8	0,965
Имо-	—	—	7,1	0,806	28,9	0,866	9,9	0,895	—	—	53,1	0,957
Ривер	11,5	0,703	25,7	0,777	25,4	0,844	11,9	0,872	10,3	0,895	14,1	0,966
Капускири	—	—	2,9	0,819	28,5	0,867	24,8	0,892	16,5	0,922	26,8	0,989
Ке	11,9	0,698	28,7	0,768	33,4	0,854	11,5	0,862	2,2	0,874	11,4	0,929
Мета	—	—	2,6	0,770	21,6	0,798	5,9	0,870	16,4	0,881	52,9	0,896
Роберт-кири	9,8	0,702	22,5	0,713	27,6	0,836	12,4	0,873	10,8	0,897	13,5	0,976
Тубу	5,0	0,706	20,2	0,783	28,6	0,837	16,8	0,857	14,7	0,879	14,3	0,976

Таблица 2.19

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Нигерии (об. %)

Место-рождение	н. к.—200° С			200—350° С		
	Метано-вые	Нафते-новые	Арома-тические	Выход	Метано-вые + наф-теновые	Ароматиче-ские
Мерен	51	31	18	33,4	73	27
Дельта	27	61	12	32,9	75	25
Меджи	51	32	17	40,9	67	33
Обаги	18	57	25	43,0	62	38
Еому	88,3	10,5	1,2	33,5	Нет данных	
Капускири	—	97	3	41,5	82	18
	—	95	5	40,4	84	16
Ке	61	24	15	38,6	78	22
Мета	80	—	20	23,8	76	24
Роберткири	49	38	13	33,5	76	24
Тубу	35	52	13	38,0	78	22

Восточно-Атласский НГБ

Открыто 2 мелких нефтяных месторождения в барремских и аптских отложениях на глубинах 1500—2400 м.
Нефти средние по плотности (0,825—0,847) мелосернистые.

Восточно-Тунисский НГБ

Выявлено 5 нефтяных и 2 газовых месторождения.
Все нефтяные залежи приурочены к органогенным известнякам марского яруса эоцена на глубинах 2300—3000 м.
Нефти легкие и средние (0,820—0,876), с низким содержанием серы. Месторождение Кап-Бон имеет газовую залежь в аптских известняках на глубине 1730—1740 м. Содержание конденсата в газе 100 г/м³.

Сахаро-Ливийский НГБ

Известно одно месторождение Эль-Борма с залежью нефти в песчанках среднего триаса на глубине 2400—2450 м. Нефть легкая (0,812), малосернистая (0,12%), малосмолистая. Содержание легких фракций, выкипающих до 100° С, — 19%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

к разделу «Африка»

- Высоцкий В. И. Африка. — В кн.: Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. М., «Недра», 1976, с. 132—266.
- Высоцкий В. И. О методах определения стадий литогенеза в связи с раздельным прогнозированием скопления нефти и газа. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1973, № 13, с. 15—18.
- Высоцкий В. И., Семилетский А. Г. Основные закономерности размещения месторождений и разведанных запасов нефти и газа в Африке. — В кн.: Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. Л., «Недра», 1974, с. 90—93.
- Геология и нефтегазовосность Алжирских Атласов. М., «Недра», 1971, 256 с. Авт.: М. М. Алиев, Н. Аит Лаусин, Р. Б. Сейфуль-Мулюков и др.
- Геология и нефтегазовосность Алжирской Сахары. М., «Недра», 1971, 328 с. Авт.: М. М. Алиев, Н. Аит Лаусин, М. В. Корж и др.
- Гурк В., Рейд Д. Нефтепоисковое исследование в прибрежной зоне Габона (Экваториальная Африка). XX Междунар. геол. конгр. Матер. по геол. нефти. Т. IV. М., Гостоптехиздат, 1958, с. 280—293.
- Маглойр Ф. Газовое месторождение Хасси-Р'Мель, Алжир. — В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., «Мир», 1973, с. 394—404.
- Пэганж Ж., Рейд Д. Месторождения нефти Габона и бассейна Конго. V Междунар. нефт. конгресс. Т. 1. М., Гостоптехиздат, 1961, с. 18—34.
- Радченко О. А. Нефтеносные области Африки. — В кн.: Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. Л., «Недра», 1965, с. 207—213.
- Робертс Дж. Месторождение нефти Амаль, Ливия. — В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., «Мир», 1973, с. 344—349.
- Рябухин Г. Е., Алиева Е. Р. Нефть Ливии. — «Нефт. хоз-во», 1969, № 10, с. 69—71.
- Сапфорд Р. Нефтяное месторождение Сарр — сюрприз пустыни. — В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., «Мир», 1973, с. 354—381.

- Alonso M., Chanut C. Gisement des Hydrocarbures du Djebel Onk. Publ. Serv. géol. de l'Algérie. Bull. N 35, N-11e série, 1967, p. 18.
- Arab Republic of Egypt the development of the petroleum industry. Economic commission for Africa. Tripoli, 2-12, February, 1974, p. 72.
- Crozier A., Gladel G. L., Guillemin A. Evaluation des Pétroles Bruts. Revue de l'Institut Français du Pétrole, 1955, vol. 10, N 5, p. 414-446.
- Etude du pétrole brut de Mers-el-Kharez (Maroc). Rev. Inst. Fr. Pétr., vol. 7, N 5, 1952, p. 114-126.
- Etude du pétrole brut de Sidi Fili (Maroc). Rev. Inst. Fr. Pétr., vol. 7, N 1, 1952, p. 38-46.
- Ferrero E. P., Nichols D. T. Analyses of 169 crude oils from 122 foreign oil fields. Washington, 1972, p. 113. Bureau of mines. Information circular 8542.
- Ferrero E. P., Nichols D. T. Analyses of 38 crude oils from Africa. Washington, 1966, p. 47. Bureau of mines. Information circular 8293.
- Gabon. The Development of the petroleum industry. Economic commission for Africa. 1974, p. 109.
- Kieken M., Winnock E. Le champ de l'Oued Guétérini. Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas. M. I. Mexico, 1956, p. 23-43.
- Lardenois J. M., Levy R. G., Ramette C. J. Gisements de Pétrole du Maroc. Symposium sobre yacimientos de petróleo y gas. M. I. Mexico, 1956, p. 191-212.
- Louis M. Géochimie du Pétrole. Rev. Inst. Fr. Pétr., 6820, 1961, p. 82, 99.
- Nessler A., Gladel Y. L., Picard P. Etude du Pétrole Brut de M'Bega Eocene MB4. Rev. Inst. Fr. Pétr., vol. 14, N 4-5, 1959, p. 640-641.
- Petroleum Developments in Angola. Economic commission for Africa. Tripoli, 2-12 February, 1974, p. 42.
- Picard P., Gladel Y. L. Analyse simplifiée du Pétrole Brut d'Ozouri. Rev. Inst. Fr. Pétr., vol. 14, N 4-5, 1959, p. 627-628.
- Picard P., Gladel Y. Analyse simplifiée du Pétrole Brut de Pointe Clairette, Cl Crétecé. Rev. Inst. Fr. Pétr., vol. 14, no 4-5, 1959, p. 633-634.
- Poulet M., Roucasse J. Etude géochimique des gisements du Nord-Sahara (Algérie). Rev. Inst. Fr. Pétr., vol. XXIV, N 5, 1969, p. 618-644.
- République populaire du Congo. Développement de l'industrie Pétrolière. Commission économique pour l'Afrique. Tripoli, 2-12 février, 1974, p. 27.

3. Ближний и Средний Восток

В настоящее время этот регион занимает первое место по добыче и запасам нефти. Здесь сосредоточено около 70% разведанных запасов нефти капиталистических и развивающихся стран. Они приурочены к 205 месторождениям, 31 из которых являются гигантскими. Наибольшее количество месторождений выявлено в Иране, Ираке и Саудовской Аравии.

Добыча нефти и газа осуществляется в 11 странах, среди которых ведущую роль играют Саудовская Аравия, Иран, Кувейт и Ирак.

В данном разделе приводятся сведения по всем нефтедобывающим странам. Наиболее полные данные имеются по Ирану, Ирану и Саудовской Аравии.

БАХРЕЙН

Нефтегазоносный бассейн: Персидского залива (рис. 3.2).

В 1932 г. открыто одно месторождение-гигант Авали. Залежи нефти связаны с карбонатными породами свиты ахмади верхнего мела, свиты бахрейн нижнемелового возраста и свиты араб (горизонт D) верхней юры. Газовые залежи приурочены к известнякам свиты араб (горизонты А, В, С) и свиты хуфф пермского возраста. Глубина залегания продуктивных горизонтов в верхнем мелу — 600—700 м, нижнем мелу — 1350—1400 м, верхней юре — 2750 м, перми — 3000—3200 м. Нефти средние по плотности, сернистые, преимущественно метановые (табл. 3.1—3.3).

КАТАР

Нефтегазоносный бассейн: Персидского залива (рис. 3.2).

Количество месторождений: нефтяных — 4, газонефтяных — 1.

Все месторождения относятся к категории крупнейших. Основной продуктивный комплекс — карбонатные отложения свиты араб (горизонты С и D) верхнеюрского возраста. Залежи нефти обнаружены также в известняках свиты шуайба нижнего мела и в известняках свиты увайнат средней юры. На месторождении Дукхан выявлена газовая залежь в пермских отложениях. Глубины залегания продуктивных горизонтов в отложениях нижнего мела составляют 1300—1500 м, юры — 1800—2500 м, перми — 3200—3500 м.

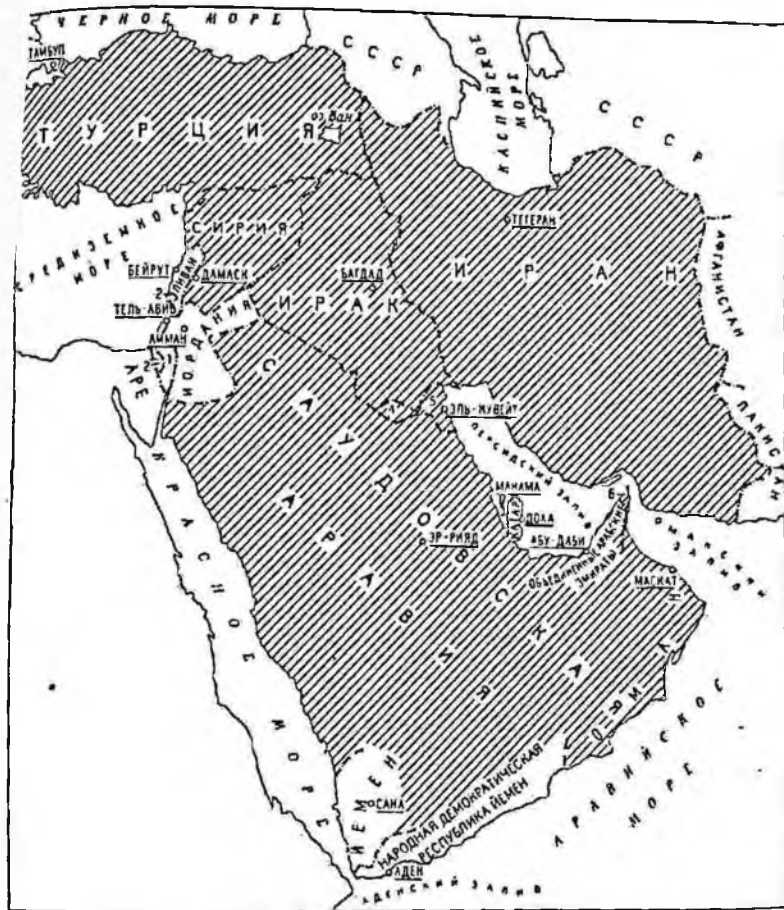


Рис. 3.1. Обзорная карта добычи нефти и газа на Ближнем и Среднем Востоке
Штриховкой показаны нефтегазодобывающие страны.

1 — Израиль, 2 — Территория Арабского государства; 3 — Бахрейн, 4 —
Нейтральная зона; 5 — Кувейт, 6 — Оман.

Границы государства Израиль показаны в соответствии с резолюцией Генеральной
Ассамблеи ООН от 29 ноября 1947 г.

а — Маджария; складчатая область; б — основные разрывные нарушения; в — изопачиты нефтегазового горизонта в кв.; г — границы; д — НГВ Персидского залива; е — Оман-Магравидного яжения; ж — область распространения соленых вод в НГВ Персидского залива; з — месторождения; и — Мидьяш; к — Вафра; л — Вулга-Матга-Ахмеди; м — Раудатайн; н — Сав-Сива; о — Армак; п — Машифа; р — Харейш; с — Фахли; т — Хафлин-Сафвин; у — Сауд-Хурейб; ф — Тавар; х — Аван; ц — Берри; ч — Хафлин-Сафвин; ц — Катиф; ш — Дукхан; щ — Идд-эль-Шарги; э — Мубрап-Маган; (Объединенные Арабские Эмираты); ю — Мубрап-Бу-Газ

Рис. 3.2. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Бахрейна, Катара, Кувейта, Объединенных Арабских Эмиратов, Омана, Саудовской Аравии

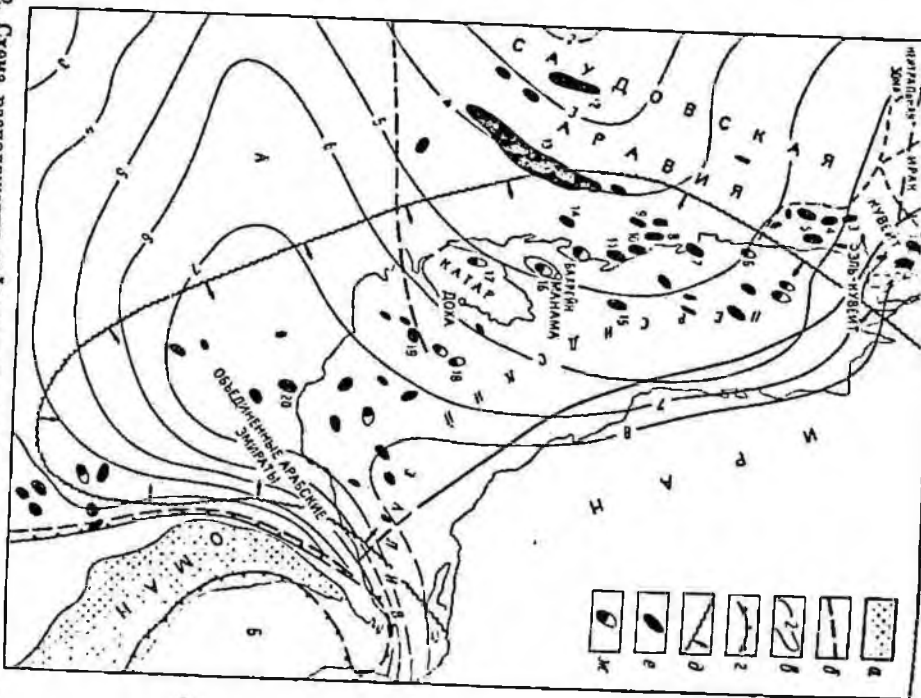


Таблица 3.2

Фракционный состав нефтей месторождений Бахрейна, Катара, Кувейта, Объединенных Арабских Эмиратов

Месторождение; возраст, нахождение и тип продуктивного горизонта	п. к. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_{20}^4	Выход, об. %	ρ_{20}^4	Выход, об. %	ρ_{20}^4	Выход, об. %	ρ_{20}^4	Выход, об. %	ρ_{20}^4	Выход, об. %	ρ_{20}^4
Бахрейн												
Авалы; поздний мел, свита ахмади	8,4	0,688	21,0	0,759	21,1	0,821	13,5	0,867	9,9	0,897	25,1	0,970
Катар												
Дукхан; поздня юра, свита араб, горизонты С и Д	21,5	0,677	21,4	0,779	41,8 (до 350° С)	Нет данных	0,892 (350—450° С)	Нет данных	7,2	1,000		
Идд-эль-Шарги; ранний мел, свита шуайба	8,4	0,668	20,0	0,762	21,4	0,825	11,8	0,882	8,9	0,913	27,9	0,995
Майдап-Мазан; поздня юра, свита араб	11,8	0,670	23,8	0,765	19,9	0,825	12,3	0,870	11,0	0,897	19,7	0,976
Кувейт												
Раудатайн; ранний мел, свита бурган	9,0	0,666	19,2	0,764	18,6	0,819	11,1	0,873	10,0	0,901	30,9	0,996
Сабрия; ранний мел, свита бурган	6,6	0,666	20,4	0,755	18,1	0,818	11,2	0,867	10,7	0,891	33,9	0,980
Мишагиш; ранний мел, свита ратави	8,7	0,661	18,5	0,755	18,1	0,820	11,0	0,873	14,1	0,904	27,7	1,008
Вафра; ранний мел, свита ратави	6,2	0,665	15,0	0,757	14,2	0,829	9,0	0,882	9,8	0,910	45,0	1,027
поздня юра, свита араб	10,0	Нет данных	21,0	Нет данных	19,0	Нет данных	12,0	Нет данных	11,0	Нет данных		
Бурган; ранний мел, свита ямама	8,5	0,663	17,0	0,754	17,1	0,821	9,1	0,870	11,0	0,905	34,8	1,000
Магва-Ахмади; ранний мел, свита бурган	9,0	0,663	18,4	0,757	18,6	0,824	9,1	0,874	10,8	0,900	33,3	1,001
Хафлиж; ранний мел, свита ратави	7,4	0,537	15,3	0,751	15,2	0,824	10,5	0,878	10,2	0,909	39,2	1,017
Объединенные Арабские Эмираты												
Мубрап-Бу-Газ; ранний мел, свиты шуайба, тамама	9,5	0,658	24,8	0,761	22,1	0,820	12,1	0,865	11,6	0,890	19,1	0,955

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Бахрейна, Катара, Кувейта, Объединенных Арабских Эмиратов

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$\rho_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	G , т	μ (37,8°C), сПз	ρ_{20}^4	Содержание в нефти				
								Сера *	Кислота *	V **	Ni **	
Бахрейн												
Авалл, 1932	Поздний мел, свита ахмади	600—700	6,7	48	121	7,1	0,850	2,0	3,1	Нет данных		
	Ранний мел, свита бахрейи	1350—1400	13,5	68	Нет данных		0,845	Нет данных				
Катар												
Духап ***, 1940	Поздняя юра, свита араб, горизонты C и D	1800—2100	Нет данных		168	2,0	0,820	1,27	Нет данных		1,9	0,3
Инд-эль-Шарги, 1960	Ранний мел, свита шуайба	1370—1480	Нет данных			6,5	0,860	1,99	3,8	19	6	
Майдап-Мазан, 1963	Поздняя юра, свита араб, C и D	2100—2260	То же			6,2	0,834	1,48	2,1	10,2	2	
Кувейт												
Раудатайн, 1955	Ранний мел, свита бурган	2550	32,0	85	114,3	8,5	0,860	2,13	4,6	Нет данных		
Сабрия, 1957	Ранний мел, свита бурган	2400	29,0	83	75,9	8,5	0,865	1,82	4,5	То же		
Объединенные Арабские Эмираты												
Мпваглиш, 1959	Ранний мел, свита ратави	3000	Нет данных		92,4	8,0	0,800	2,12	3,0	Нет данных		
Вафра, 1954	Ранний мел, свита ратави	2020—2050	Нет данных			30,7	0,910	3,91	6,9	49	7	
Бурган ****, 1938	Поздний мел, свита вара	1080	20,5	61	Нет данных		0,860	1,5	Нет данных			
	Ранний мел, свита бурган	1150—1300	22,5—27,0	64—68	71,6	11,1	0,868	2,62	5,5	Нет данных		
	Ранний мел — поздняя юра, свита ямама	2500—2600	Нет данных				0,870	2,54	5,5	То же		
Магва-Ахмади, 1952	Ранний мел, свита вара	1080	20,5	61	82,3	Нет данных		0,865	1,5	Нет данных		
	Ранний мел, свита бурган	1150—1300	22,5—27,0	64—68	84,8	4,8	0,868	2,21	5,1	43	7	
Хафджи, 1961	Ранний мел, свита ратави	3000	Нет данных			14,50	0,895	2,84	4,8	63	12	
Объединенные Арабские Эмираты												
Мурбан-Бу-Газа, 1953	Ранний мел, свита шуайба, тамама	2493—2645	Нет данных				0,829	0,62	Нет данных		1,5	0,43
Бу-Газа 1, 1964	Ранний мел, свиты шуайба, тамама	2285—2510	То же				0,829	0,74	Нет данных			

* Вес. %.

** 10⁻³ г/млн.

*** Парафинов 5,6%, смол силикагелевых 9,0%, асфальтенов 0,0%.

**** Асфальтенов 1%.

Таблица 3.3

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Бахрейна, Катара, Кувейта. Объединенных Арабских Эмиратов (об. %)

Месторождение; возраст, индекс и наименование продуктивного горизонта	Н. п. — 200° С			200—300° С			
	метановые	нафтеновые	ароматические	выход	метановые	нафтеновые	ароматические
Бахрейн							
Авали; ранний мел, свита ялама	74	13	13	28,2	60	18	22
Катар							
Думхал; поздняя юра, свита араб, горизонты С и D	80	—	20	Нет данных			
Идд-эль-Шарги; ранний мел, свита шуайба	72	14	14	20,9	55	16	20
Майдап-Мазап; поздняя юра, свита араб, горизонты С и D	71	15	14	26,8	58	15	27
Кувейт							
Раудатий; ранний мел, свита бурган	78	12	10	29,7	59	17	24
Мипингип; ранний мел, свита ратави	81	6	13	22,8	60	15	25
Бурган; ранний мел, свита бурган	80	11	9	22,4	57	21	22
рувайи мел — поздняя юра, свита ялама	77	15	8	22,6	57	22	21
Митга-Ахмади, ранний мел, свита бурган	86	2	12	23,2	55	21	24
Сабрия; ранний мел, свита бурган	77	11	12	24,1	61	17	22
Вафря; ранний мел, свита ратави	76	14	10	19,0	53	21	26
Хафджи; ранний мел, свита ратави	71,5	19,8	8,7	21,0	—	—	—
Объединенные Арабские Эмираты							
Мурбан-Бу-Газа; ранний мел, свита тамама	71	16	13	27,7	61	15	24

Нефти Катара средние по плотности, сернистые, с высоким выходом фракций, выкипающих до 200° С. В углеводородном составе преобладают метановые углеводороды (табл. 3.1—3.3).

КУВЕЙТ

Нефтегазоносный бассейн: Персидского залива (рис. 3.2).

Количество месторождений: нефтяных — 12, газовых — 1.

Основной продуктивный горизонт — терригенные меловые отложения свит бурган, вара. Нефть содержится также в известняках свит мауддуд и ратави нижнего мела. Промышленные скопления газа известны в далеоцен-эоценовых отложениях. Продуктивные горизонты залегают на глубинах от 1000 до 3000 м. Нефти Кувейта средние и тяжелые, сернистые и высокосернистые (табл. 3.1—3.3).

ОБЪЕДИНЕННЫЕ АРАБСКИЕ ЭМИРАТЫ

Нефтегазоносный бассейн: Персидского залива (рис. 3.2).
Количество месторождений: нефтяных — 15, газонефтяных — 4.

Абу-Даби

Выявлено 14 месторождений (нефтяных — 11, газонефтяных — 3), в том числе одно гигантское (Мурбан-Бу-Газа). Залежи в основном приурочены к известнякам тамама и шуайба нижнемелового возраста. На некоторых месторождениях (Умм-Шейф, Закум) продуктивны карбонатные отложения свит араб верхней юры и арадж средней юры. Глубина залегания продуктивных горизонтов в нижнем мелу изменяется от 2400 до 2700 м, в юре — от 3300 до 4000 м. Нефти легкие, сернистые, преимущественно метановые (табл. 3.1—3.3).

Дубай

Открыто три нефтяных и одно газонефтяное месторождения. Среди них два (Фатех, Юго-Западный Фатех) относятся к категории крупнейших. Залежи нефти связаны с карбонатными отложениями свиты тамама нижнего мела. Залежь газа на месторождении Рашид приурочена к отложениям свиты мишриф верхнемелового возраста.

Продуктивные горизонты в нижнем мелу залегают на глубине от 3100 до 3200 м, в верхнем мелу — от 2800 до 2900 м.

Плотность нефти месторождения Фатех 0,863.

Шарджа

В 1973 г. открыто крупное месторождение нефти Мубарек. Нефтеосны отложения свит мишриф и илам верхнего мела.

Плотность нефти 0,823—0,829, содержание серы 0,65%.

ИЗРАИЛЬ

Нефтегазоносный бассейн: Восточно-Средиземноморский (рис. 3.3).

Количество месторождений: нефтяных — 3, газонефтяных — 1, газовых — 5.

Месторождения мелкие. Продуктивны песчаники мела и известняки юры на глубине 1100—1900 м.

На месторождении Хелетц (открыто в 1955 г.) продуктивны песчаники готерива на глубине 1500—1550 м. Пластовое давление 12,6—14,0 МПа. Плотность нефти 0,876, содержание серы 1,5%.

На месторождении Зохар-Кидод (открыто в 1958 г.) известны нефтяная (600—631 м) и две газовых залежи в юрских известняках. Плотность нефти 0,973; пластовое давление в залежи 6,0 МПа, пластовая температура 50° С. Температура начала кипения нефти 220° С. Состав газа в об. %: свита «верхние известняки»: C_2H_6 97,90,

C_2H_6 1,32, C_3H_8 0,26, C_4H_{10} + вышшие 0,14, CO_2 0,38, свита «нижние известняки» CH_4 91,80, C_2H_6 3,20, C_3H_8 0,90, C_4H_{10} + вышшие 0,90, H_2S 0,05, CO_2 3,15.

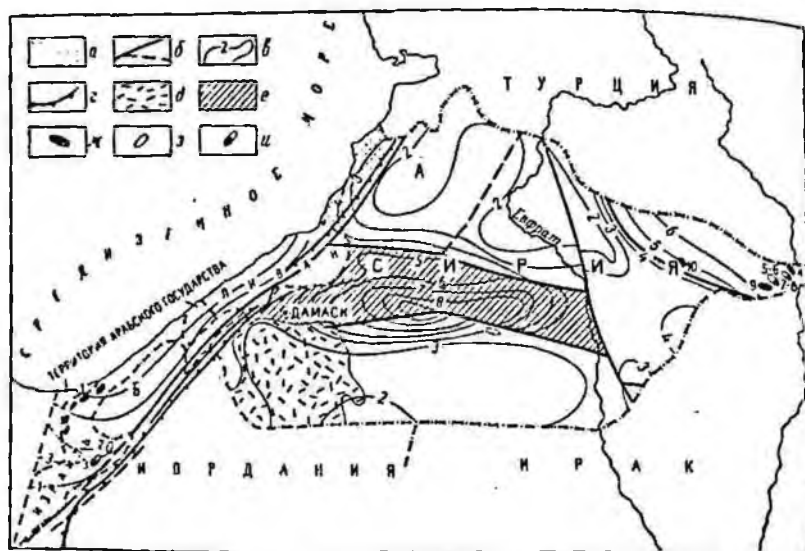


Рис. 3.3. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Ираля и Сирии

а — альпийская складчатая область; *б* — основные разрывные нарушения; *в* — изопакты осадочного чехла в км; *г* — найтозолевые аффузлы на поверхности; *д* — интракратонная складчатая область Пальмирия; *е* — границы нефтегазоносных бассейнов: А — Персидского залива, Б — Восточно-Средиземноморского; месторождения: ж — нефтяные, з — газонефтяные и нефтегазовые, и — газовые (Ираиль: 1 — Хелетц, 2 — Хар-Хаканаим, 3 — Зохар-Кидот; Сирия: 4 — Деррий, 5 — Ибрачон, 6 — Хамаа, 7 — Румслав, 8 — Суэдия, 9 — Хур-бст, 10 — Джибисса).

Границы государства Ираиль показаны в соответствии с резолюцией Генеральной Ассамблеи ООН от 29 ноября 1947 г.

На газовом месторождении Хар-Хаканаим (открыто в 1961 г.) продуктивны юрские породы на глубине 360 м. Пластовое давление 6,6 МПа. Состав газа (в об. %): CH_4 91,60, C_2H_6 1,60, C_3H_8 2,60, H_2S 0,05, CO_2 3,50.

ПРАК

Нефтегазоносный бассейн: Персидского залива.

Количество месторождений: нефтяных — 25, газовых — 3, газонефтяных и нефтегазовых — 5.

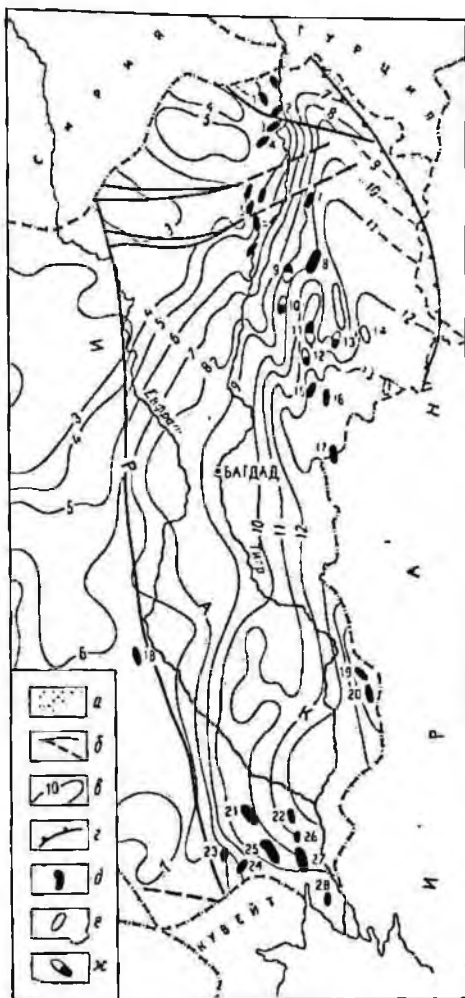
Месторождения группируются в двух районах (рис. 3.4). На севере страны они располагаются преимущественно на складчатом борту Месопотамского прогиба. Основной продуктивный горизонт — рифогенные известняки эоцен-нижнемiocенового возраста (свита — кальхур или «главный известняк»), залегающие на глубинах от 300 до 1200 м. Нефтегазоносны также отложения нижнего и верхнего

мела на глубине 1000—1400 м. Наиболее крупным в этой группе является месторождение Киркук.

Месторождения южного района приурочены к платформенному борту прогиба. Нефтегазоносны отложения нижнего и верхнего

Рис. 3.4. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Ирака

- а — альпийская складчатая область; б — основные разрывные нарушения; в — изопакеты осадочного чехла в км; г — граница ИГБ Персидского валива; месторождения: д — нефтяные, е — газовые, ж — нефтегазовые и газонефтяные (1 — Айн-Зала, 2 — Бутма, 3 — Алан, 4 — Ибрагим, 5 — Каяра, 6 — Неджима, 7 — Демир-Даг, 8 — Киркук, 9 — Бай-Гассан, 10 — Хамри, 11 — Джамбур, 12 — Пулхана, 13 — Кор-Мор, 14 — Чемчемал, 15 — Шижина, 16 — Джилабат, 17 — Нафт-Хава, 18 — Самава, 19 — Абу-Гураб, 20 — Бузурган, 21 — Ратави, 22 — Нахр-Умр, 23 — Лу-хейс, 24 — Рачи, 25 — Румейла, 26 — Туба, 27 — Зубейр, 28 — Сяба)



мела. Основной продуктивный комплекс — терригенная толща зубейр (нижний мел) на глубине 3000—3500 м.

Нефти Ирака, как правило, средние и тяжелые, сернистые и высокосернистые (табл. 3.4, 3.5).

Газы содержат сравнительно много гомологов метана (свыше 8%) и незначительные примеси гетерокомпонентов (табл. 3.6).

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Ираки

Таблица 3.4

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл. МПа	пл. °С	Рпл. МПа	G, м³/т	μ(20°С), сПз	ρ ₂₀	Содержание в нефти				
									Сера *	Парафини *	Асфальтены *	У **	NI **
Айн-Зала, 1939	Поздний мел, свита ширашиш	1554—1630	16,9	Нет данных	12,0	51	Нет данных	0,800	2,8	2,2	2,0	95	15
Бутма, 1952	Поздний мел, свита ширашиш	1158—1207	Нет данных	Нет данных	7,0	41	То же	0,870	2,9	Нет данных	2,5	35	19,5
Алап, 1968	Поздний триас, свита курачине	2442	Нет данных	94	16,4	120	2,0	0,878		Нет данных			
Ибрагим, 1968	Поздний триас, свита курачине	2822	Нет данных	88	17,2	140	3,2	0,863	1,4	0,2	Нет данных		
Калра, 1936	Ранний миоцен, свита евфрат	3078—3134	То же	97	18,4	109	2,8	0,879	1,21	Нет данных	4,28	Нет данных	
	Ранний миоцен, свита евфрат	350	Нет данных	Нет данных	Нет данных		270	0,965	7,35	0,38	15,58	Нет данных	
	Поздний мел, свита харта	800—900	Нет данных	То же	То же		160	0,989	7,5	1,5	8,5	То же	
Ноджиа, 1936	Ранний миоцен, свита евфрат	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных		85	0,984	6,5	1,5	7	*	
Демир-Даг, 1970	Ранний эоцен — палеоцен, свита синджар	1116—1150	Нет данных	74	10,0	28	85	0,966		Нет данных			
	Поздний мел	1594—1610	То же	80	12,8	43	12	0,946	5,54	Нет данных			
Киркук ***, 1927	Ранний миоцен — олигоцен, свита киркук; эоцен — палеоцен, свита джадала	305—1070	7,5	55	3,5	36	Нет данных	0,845	2,34	5,5	1,3	2,5	18
	Поздний мел, свита ширашиш, коматап, докан	925—1500	Нет данных	Нет данных	10,3	115	То же	0,856	2,4	Нет данных			

Бай-Гиссал, 1953	Ранний миоцен — олигоцен, свита киркук	1280—1524	14,1	Нет данных	12,5	123	*	0,850	2,0	Нет данных	1,5	26	17
	Поздний мел, свита ширашиш	1311—1430	26,4	То же	12,0	115	*	0,844	3,2	То же	1,0	48	14
	Ранний мел, свита верхняя камбука	1929—1974	Нет данных	Нет данных	13,0	89	*	0,925	3,9	То же	0,64	Нет данных	
Хамрш, 1971	Ранний миоцен, свита сориканы	573—582	5,6	146	5,2	Нет данных	6,5	0,867		Нет данных			
Пулхана, 1971	Ранний миоцен, свита сориканы	1215—1245	Нет данных	69	15,4	161	4,1	0,861	2,1	3,5	0,1	Нет данных	
	Поздний мел, свита ширашиш	1637—1650	То же	82	13,5	138	8	0,888	2,6	Нет данных	1,7	То же	
Кор-Мор, 1970	Ранний миоцен, свита дисерибе	1931—1980	*	69	15,0	136	2	0,844	6,7	Нет данных			
Ивкима, 1970	Поздний мел, свита ширашиш	1979—2018	*	70	14,5	108	Нет данных	0,867	1,8	6,0	0,17	Нет данных	
	Поздний мел, свита коматап	3111—3118	*	92	17,9	184	1,7	0,859	1,74	Нет данных	1,75	То же	
Джиллабат, 1970	Средний миоцен, свита верхний фярс	1360—1395	32,5	57	5,6	90	2,0	0,824	0,61—0,81	4,9	0,7	*	
Нафт-Хаус, 1923	Ранний миоцен — олигоцен, свита кальхур	1000	15,9	55	11,0	132	Нет данных	0,810	0,68	6,9	0,06	Нет данных	
Самава, 1971	Ранний мел, свита ратави	2469	Нет данных	68	10,6	103	11,0	0,903		Нет данных			
	Поздний юра, свита гогшия — наджма	2634	Нет данных	70	16,5	104	10,0	0,901		То же			
Абу-Гураб, 1971	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	2837	42,5	08	16,1	108	Нет данных	0,922					

* Вес. %.

** 10⁻⁶ г/мл.

*** Содержание смол 15,5%.

Продолжение табл. 3.4

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл. МПа	tпл. °C	Pнас. МПа	G, м³/т	μ(20° C), сПа	ρ ₁ ²⁰	Содержание в нефти					
									Сера *	Парафин *	Асфальтены *	V **	NI **	
Бузурган, 1971	Поздний мел, свита ширриф	3884	41,1	106	21,0	127	Нет данных	0,911	3,7	Нет данных	4,1	Нет данных		
Ратави, 1970	Поздний мел, свита ширриф	2148	20,6	71	12,3	86	6,4	0,895	5,1	Нет данных		Нет данных		
	Ранний мел, свита пахр-умр	2622	36,7	88	17,1	75	12,0	0,928	4,25	Нет данных		Нет данных		
Нахр-Умр, 1970	Ранний мел, свита пахр-умр	2482—2496	28,6	89	27,4	305	0,9	0,811	1,2	Нет данных	10,4	Нет данных		
Лухейс, 1969	Ранний мел, свита пахр-умр	2571	Нет данных	74	16,4	123	4,0	0,800		Нет данных		Нет данных		
	Ранний мел, свита зубейр	2801	То же	74	17,2	127	3,9	0,880		Нет данных		Нет данных		
Рячи, 1970	Ранний мел, свита пахр-умр	2714	*	77	17,2	106	4,5	0,885		Нет данных		Нет данных		
Румейла, 1953	Поздний мел, свита ширриф	2286	27,4	69—73	15,7	90	Нет данных	0,890	3,5	Нет данных	1,5	Нет данных		
	Ранний мел, свита зубейр	3048	36,3	86	10,5	130	То же	0,853	2,0	То же	0,59	35,4	13,6	
Туба, 1969	Поздний мел, свита ширриф	2404	Нет данных	78	16,0	106	5,5	0,888		Нет данных		Нет данных		
	Ранний мел, свита зубейр	3247	То же	88	18,6	101	5,9	0,910		То же		Нет данных		
Зубейр, 1948	Поздний мел, свита ширриф	2280	27,2	Нет данных	12,2	101	Нет данных	0,887	4,5	Нет данных	2,8	13	4	
	Ранний мел, свита зубейр	3230	37,6	То же	17,5	138	3,96	0,845	1,0	Нет данных	57	19,5		
Спа, 1968	Ранний мел, свита зубейр	3584—3603	Нет данных	120	15,4	94	0,3	0,874	1,36	3,8	3,8	Нет данных		
	Ранний мел — юра, свита ламма	4031	56,7	128	21,2	267	0,35	0,808	1,34	Нет данных		Нет данных		

* Вес. %.
** 10⁻⁴ г/млн.

Таблица 3.5

Фракционный состав нефтей месторождений Прака

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. н. — 100° C		100—200° C		200—350° C		350—450° C		Остаток < 450° C	
	выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	выход, об. %	ρ ₄ ²⁰	выход, об. %	ρ ₄ ²⁰
Киркук; ранний мшоц — олигоцен, свита киркук	18,1	0,676	20,5	0,782	37,5	Нет данных	0,895		12,6	1,039
Зубейр; ранний мел, свита зубейр	17,7	0,671	18,0	0,776	33,2	То же	0,891		14,7	1,021

Таблица 3.6

Характеристика свободных газов месторождений Прака

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл. МПа	tпл. °C	Состав газа, об. %								
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + высшие	N ₂	CO ₂	H ₂ S
Домпр-Дат, 1970	Поздний мел, свита ширриф	1576—1610	Нет данных		83,87	8,55	3,71	2,28	0,62	0,31	—	0,20	0,46
Чемчемал, 1968	Средний мшоц, свита пиласни	424—637	4,2—5,1	Нет данных	78,2							2,4	6,6
	Поздний мел, свита ширриф	1824—2097	21,4	То же	86							0,4	—
Кор-Мор, 1970	Ранний мшоц, свита свфрат	1324—1625	Нет данных		80,24	8,83	6,79	2,45	0,99	0,60	Нет данных	0,10	Нет данных

ПРАП

Нефтегазоносные бассейны: Персидского залива, Центрально-иранский, Каракумский.

Количество месторождений: нефтяных — 35, газовых — 4, газонефтяных и нефтегазовых — 21.

НГБ Персидского залива

В пределы НГБ Персидского залива входит юго-западная часть Ирапа. Здесь выявлено 34 нефтяных, 2 газовых и 21 нефтегазовое и газонефтяное месторождения, в том числе 9 гигантов, 10 крупнейших и 4 крупных (рис. 3.5). Остальные месторождения по запасам средние и мелкие. Основная продуктивная толща — известняки свиты асмари олигоцен-нижнемiocенового возраста на глубине 180—2800 м. Продуктивны также карбонатные отложения верхнего мела (свита бангестав). На отдельных месторождениях доказана промышленная нефтегазовосность нижнемеловых известняков свиты халп.

Нефти характеризуются разнообразной плотностью (0,836—0,922), сернистые по высокосернистые, парафиновые (табл. 3.7—3.9). Содержание homologов метана в газах, как правило, превышает 10% (до 20,52% в нефти месторождения Биб-Хакиме). Гетероатомные компоненты содержатся в незначительных количествах (табл. 3.10).

Каракумский НГБ

В пределы Ирапа входит Серахский нефтегазоносный район. В 1968 г. открыто крупнейшее газовое месторождение Хангрен, пзвлекаемые запасы которого составляют 362 млрд. м³. Продуктивны известняки келловей — оксфорда и песчаники неокома. Глубина залегания продуктивных горизонтов в нижнем меду составляет 2800—3000 м, в юре 3100—3500 м. В газе этого месторождения содержится 1,5% сероводорода.

Центральноиранский НГБ

В 1956 г. открыто нефтяное месторождение Альборц и в 1958 г. газоконденсатное — Сараджех. Продуктивны известняки кумской свиты олигоцен-нижнемiocенового возраста, являющиеся аналогами известняков асмари Юго-Западного Ирапа. Глубины залегания продуктивных горизонтов на месторождении Сараджех составляют 1600—2425 м, на месторождении Альборц — 2900—3000 м.

Нефти легкие и отличаются низкой сернистостью (табл. 3.7).

ОМАН

Нефтегазоносный бассейн: Персидского залива.

Количество месторождений: нефтяных — 8, газонефтяных — 1.

Основные продуктивные горизонты — известняки серии васпа (турок — альб) и серпн тамама (нижний мел). В группе месторо-

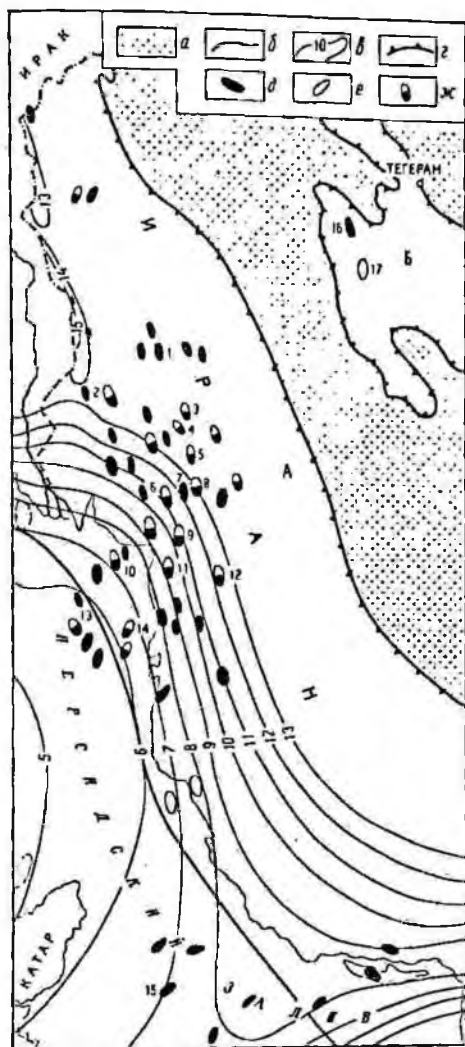


Рис. 3.5. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Ирана

а — альпийская складчатая область; б — основные разрывные нарушения; в — изопакты осадочного чехла в км; г — границы НГБ; А — Персидского залива, Б — Центральной Иранской; месторождения: д — нефтяные, е — газовые, ж — нефтегазовые и газонефтяные (1 — Лали, 2 — Ахваз, 3 — Месджид-и-Сулейман, 4 — Нафт-Сафид, 5 — Хафт-Кел, 6 — Ага-Джари, 7 — Карадж, 8 — Фариз, 9 — Пазанун, 10 — Бахрегансар, 11 — Биби-Хануме, 12 — Гечсарав, 13 — Кирус, 14 — Даргу-Харг, 15 — Сасан, 16 — Альборц, 17 — Сараджех)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Иран

Месторождение, год открытия	Возраст и минералогический состав горизонтов	Глубина залегания, м	Рпл, МПа	tпл, °C	Рнас, МПа	G, м ³ /т	μ (°C), сПа	ρ ₄ ³⁰	Составление нефти					
									Сера *	Парафин *	Асфальтены *	Кисл *	V **	Ni **

ИГБ Персидского залива

Лали, 1948	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	1500	22,0	70	20,0	154	Нет данных	0,847	0,69	Нет данных						
	Поздний мел, свита Баггестан	2300	30,0	82	27,0	210	То же	0,847	1,10	То же						
Ахваз, 1958	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	2566		Нет данных				0,863	1,56	4,22	0,31	Нет данных	23	8		
Месканд-и-Сулейман, 1908	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	180—580	7,1	35	Нет данных	47	4,15 (37,8)	0,838	1,21	Нет данных						
Нафт-Сафид, 1935	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	1695	25,0	74	21,0	165	8,9 (21)	0,848	1,50	6,7	0,16	Нет данных				
Хифт-Кел, 1927	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	940	10,0	48	10,0	61	5,70 (21)	0,836	1,22	6,7	0,65	Нет данных	25	Нет данных		
Ага-Джари, 1938	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	1980	28,2	77	28,2	177	5,66 (37,8)	0,850	1,39	5,7	Нет данных	3,8	40	15		
Карапдж, 1963	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	2200	30,0	82	30,0	212	Нет данных	0,849			Нет данных					
Фарна, 1964	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	2087	40,0	87	23,0	153	То же	0,855			То же					
Пазанун, 1961	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	1743		Нет данных				4,93 (37,8)	0,846	1,08	5,4	0,21	Нет данных			
Бахрегансар, 1960	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	2150		То же				8,40 (37,8)	0,868	1,30	0,6	3,25	То же			
Биби-Хакме, 1961	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	1020		Нет данных					0,845	Нет данных						
Гечсарах, 1928	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	1676	25,9	71	17,0	105	10,5 (37,8)	0,866	1,55	5,0	1,8	4,6	123	33		
Кярус, 1962	Ранний мел, свита бурган	2230		Нет данных				4,7 (37,8)	0,967	4,56	0,9	13	6,2	151	39	
Дарнус, 1961	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	1770		То же				4,7 (37,8)	0,922	Нет данных				4,6	Нет данных	
	Ранний мел, поздняя юра, свита хади	3580		Нет данных					0,856	2,13	2,0	4,8	Нет данных			
Сасап, 1966	Поздняя юра, свита араб	2438		Нет данных				5,57 (37,8)	0,857	2,06	Нет данных		4,2	16	3	

Центральноиранский ИГБ

Альборц, 1958	Ранний миоцен — олигоцен, свита кум	2680	45,5	88	22,3	218	3,8 (37,8)	0,830	0,14	10,0	0,2	Нет данных			
Сараджех, 1958	Ранний миоцен — олигоцен, свита кум	2648	38,5	105	Нет данных				0,786	Нет данных					

* Вес. %.
** 10⁻⁴ г/млн.

Фракционный состав нефтей месторождений Ирана

Таблица 3.8

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. п. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	выход, об. %	P_4^{20}	выход, об. %	P_4^{20}	выход, об. %	P_4^{20}	выход, об. %	P_4^{20}	выход, об. %	P_4^{20}	выход, об. %	P_4^{20}

НГБ Персидского залива

Ахваз; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	6,5	Нет дан-ных	20,5	Нет дан-ных	19,0	Нет данных						
Нафт-Сафид; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	8,0	То же	21,5	То же	20,5	То же						
Хафт-Кел; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	9,5	»	24,5	»	21,5	»						
Ага-Джари; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	8,7	0,675	20,1	0,763	27,0	0,835	11,4	0,871	10,3	0,895	22,5	0,979
Пазанун; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	8,5	Нет дан-ных	20,0	Нет дан-ных	19,5	Нет данных						
Кирус; ранний мел, свита бурган	3,6	0,680	8,5	0,766	13,8	0,838	7,6	0,883	11,8	0,912	54,6	1,039
Дариус; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	10,8	0,664	19,8	0,762	16,9	0,825	10,0	0,875	11,9	0,904	29,2	0,999
Сасан; поздняя юра, свита араб	8,5	0,670	20,3	0,766	19,9	0,830	10,2	0,881	11,6	0,914	27,2	0,999
Гечсаран; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	5,8	0,682	18,9	0,767	18,3	0,831	10,4	0,889	11,1	0,902	34,2	0,999

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Ирана (об. %)

Таблица 3.9

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. п. — 200° С			200—350° С			
	Метано-вые	Нафтено-вые	Аромати-ческие	Выход	Метано-вые	Нафтено-вые	Аромати-ческие
НГБ Персидского залива							
Ага-Джари; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	65	23	12	24,8	54	21	25
Кирус; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	60	20	11	17,1	45	30	25
Гечсаран; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	59	20	11	23,8	51	24	25
Дариус; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	63	26	11	21,7	56	20	24
Сасан; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	72	13	15	25,2	53	18	20

Таблица 3.10

Характеристика газов месторождений Ирана

Месторо-ждение, год открытия	Возраст и наиме-нование продук-тивного горизонта	Условия на-хождения	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °С	Состав газа, об. %										
						CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + высшие	N ₂	CO ₂	H ₂ S
НГБ Персидского залива																
Ахваз, 1958	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	P	2500	Нет дан-ных		85,0	Нет данных									
Ага-Джари, 1938	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	P	1980	28,2	77	80,0	8,8	4,3	0,5	1,3	0,3	0,4	0,5	0,8	2,9	0,2
Пазанун, 1961	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	P	1743	Нет дан-ных		84,91	6,21	2,91	1,73		1,92		0,12		Нет данных	
Биби-Хануме, 1961	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	P	1020	То же		79,47	11,75	6,48	0,61	1,55	0,37	0,39	0,37	—	0,01	—
Гечсаран, 1928	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	P	1070	25,9	71	83,07	8,25	3,91	0,52	1,20	0,23	0,38	0,36	—	1,52	0,50
Центральноиранский НГБ																
Сараджех, 1958	Олигоцен — нижний миоцен, свита кум	C	1620—2050	38,5	89	86,83*	0,25*	3,18*	0,47*	0,81*	0,10*	0,13*	—	1,92*	0,22*	—

* Вес. %.

открытых в 1974 г. (Саих-Нихайда, Карн-Алам, Северная Габ), продуктивны песчаники серии хауши пермского возраста. Глубины залегания нефти и газа в отложениях мела 900—1200 м, карна 1250—1550 м.

Плотность нефти крупнейшего месторождения Фахуд 0,863; содержание серы — 0,97%.

Нефти кермских отложений имеют плотность 0,825—0,953. Содержание серы в среднем 0,97%.

САУДОВСКАЯ АРАВИЯ

Нефтегазовые бассейны: Персидского залива, Красноморский.
Количество месторождений: нефтяных — 20, газовых — 1, газонефтяных — 3.

НГБ Персидского залива

Открыто 20 нефтяных и 3 газонефтяных месторождения (см. рис. 3.2). Основные залежи приурочены к известнякам свит араб и дубейла верхнеюрского возраста. Нефть содержится также в известняках свиты друма средней юры и в известняках нижнего мела. Глубины залегания продуктивных горизонтов в отложениях юры 1000—2750 м, мела — 800—2000 м.

Нефти Саудовской Аравии в основном средние и тяжелые (плотность в среднем составляет 0,855—860), сернистые и высокосернистые (до 3,03% на месторождении Сафанья) (табл. 3.11).

Выход фракций, выкипающих до 200° С, составляет 20—25% (табл. 3.12). В групповом углеводородном составе преобладают метановые углеводороды (табл. 3.13).

Красноморский НГБ

В 1968 г. открыто газоконденсатное месторождение Барга. Продуктивны отложения формации бад (миоцен) на глубине 1900—2000 м.

СИРИЯ

Нефтегазовый бассейн: Персидского залива.

Количество месторождений: нефтяных — 7, газовых — 1.

Большая часть месторождений находится на северо-востоке страны и приурочена к Месопотамскому краевому прогибу (см. рис. 3.3). Продуктивны рифогенные известняки верхнего мела и в меньшей степени карбонатные породы верхнего триаса, нижней юры и миоцена на глубинах 550—3500 м.

Сирийские нефти в большинстве случаев тяжелые, отличаются высокой сернистостью (табл. 3.14).

Фракционный состав нефти из верхнемеловых отложений Суэдия (фракция, °С):

п. к.—100	100—200	200—300	300—400
5,0	10,5	10,7	17,8
400—500	остаток		
10,0	46,0		

Физико-химические характеристики нефтей месторождений Саудовской Аравии

Месторождение, год открытия	Доброт, наименование и индекс продуктивного газификата	Глубина подземли, м	Темп. МПа	t, град. °C	v (37,8°C), сПа	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти				
							серы *	ванадий **	никель ***		
Саффия ***, 1951	Ранний мел, свита бахрейн, свита зубейр	1500	15,0	71	2,63	0,889	3,03	5,1	57	20	
		2000	22,0	78	7,96	0,885	2,63	4,3	64	14	
		2400	20,0	83	9,81	0,876	2,73	5,6	12	1	
Матифа, 1957	Поздняя юра, свита араб, А	2750	35,0	88	Ист. дан- ных	0,887	-	-	-	-	
		2100	23,5	80	7,69	0,865	2,38	3,7	Ист. данных	Ист. данных	
Харсатия, 1956	Поздняя юра, свита араб А В С D	2125	Ист. данных	80	8,70	0,870	2,49	4,4	18	3	
		2140	То же	Ист. данных	8,25	0,868	2,69	2,0	Ист. данных	Ист. данных	
		2200	То же	8,74	0,870	2,54	3,7	То же	То же	То же	
		2472	То же	20,98	0,839	1,25	1,9	24	3	3	
		2300	Средняя юра, свита круан	30,0	75	8,58	0,870	2,24	4,3	Ист. данных	Ист. данных
		2100	Поздняя юра, свита араб С	27,0	82	10,4	0,881	2,55	5,5	8	5
Фуджи, 1949 Берри, 1964 Катиф, 1945 Хурейс, 1957 Тхавар, 1948 Блок Айн-Дар Блок Шейхум **** Блок Утанин Абисин, 1940 Абу-Сафа, 1963	Поздняя юра, свита араб D	1550	15,5	72	7,00	0,865	1,73	3,9	3,8	Ист. данных	
		2000-2050	22,5	78	6,17	0,857	1,00	3,8	То же	То же	
		1700-1800	Ист. данных	6,07	0,855	1,85	2,6	4,8	17	2	
		2027	То же	13,30	0,800	1,94	4,8	4,3	49	7	
Абисин, 1940 Абу-Сафа, 1963	Поздняя юра, свита араб Поздняя юра, свита араб	17,8	17,8	74	13,13	0,881	2,70	4,3	32	12	
		22,0	22,0	78	12,18	0,870	2,61	4,8	32	12	

* Дес. %.

** 10-5 ч/млн.

*** Итрафитов 2%.

**** Итрафитов 5,0%.

Фракционный состав нефтей месторождений Саудовской Аравии

Таблица 3.12

Месторождение; возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	н. к. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}
Сафавия; ранний мел, свита бахрейи	7,5	0,653	13,7	0,748	24,0	0,823	8,7	0,878	9,8	0,909	30,3	1,021
Машифа; ранний мел, свита ратави	6,0	0,657	15,8	0,744	20,2	0,819	9,8	0,885	10,9	0,911	34,7	1,088
Хурсания; поздняя юра, свита араб А	7,7	0,672	17,5	0,754	17,8	0,821	10,3	0,870	10,5	0,906	34,3	0,989
В	8,0	0,669	17,8	0,757	17,3	0,823	10,9	0,876	10,6	0,906	34,3	0,992
С	7,9	0,665	16,9	0,756	18,6	0,822	10,9	0,874	9,9	0,908	34,8	0,993
Д	8,2	0,666	17,6	0,755	17,7	0,822	10,4	0,874	10,7	0,911	33,4	1,007
Фадили; средняя юра, свита друмп	7,4	0,666	21,3	0,756	21,4	0,818	14,3	0,869	11,6	0,899	22,2	0,959
Берри; поздняя юра, свита араб	5,5	0,653	19,4	0,753	19,6	0,818	13,3	0,876	10,1	0,905	31,7	1,006
Катиф; поздняя юра, свита араб С	6,5	0,664	16,8	0,754	18,2	0,822	10,8	0,870	10,6	0,907	36,3	1,010
Хурейс; поздняя юра, свита араб Д	6,8	0,663	19,3	0,752	18,2	0,822	12,0	0,874	7,6	0,897	35,4	0,983
Гхавар; поздняя юра, свита араб Д												
Блок Айв-Дар	9,2	0,666	19,3	0,754	14,9	0,820	10,9	0,870	10,6	0,902	29,2	0,984
Блок Шедгум	8,6	0,664	19,4	0,753	20,3	0,819	10,7	0,871	11,0	0,905	29,0	0,986
Блок Утманья	9,1	0,662	18,3	0,754	17,5	0,822	10,7	0,867	9,9	0,898	31,9	0,987
Абканк; поздняя юра, свита араб С	7,3	0,680	23,0	0,756	21,0	0,822	12,5	0,876	12,6	0,910	14,4	0,981
Абу-Сафа; поздняя юра, свита араб	6,8	0,663	17,5	0,757	17,8	0,825	11,5	0,892	10,1	0,916	35,1	1,015

Таблица 3.13

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Саудовской Аравии (об. %)

Месторождение; возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	н. к. — 200° С			200—300° С			
	Метапеновые	Нафтеновые	Ароматические	Выход	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
Сафавия; ранний мел, свита бахрейи	78	18	4	22,3	56	23	21
свита зубейр	79	17	4	22,5	60	21	19
Машифа; ранний мел, свита ратави	86	8	6	25,7	57	17	26
Хурсания; поздняя юра, свита араб А	75	18	7	23,4	58	19	23
В	73	19	8	23,3	55	23	22
С	71	23	6	23,2	58	19	23
Д	75	17	8	23,4	59	17	24
Фадили; средняя юра, свита друмп	78	8	14	29,3	62	13	25
Берри; поздняя юра, свита араб	80	6	14	25,6	60	15	25
Катиф; поздняя юра, свита араб С	75	17	8	22,6	59	18	23
Хурейс; верхняя юра, свита араб Д	82	7	11	23,7	59	16	25
Гхавар; верхняя юра, свита араб Д							
Блок Айв-Дар	78	12	10	25,4	60	18	22
Блок Шедгум	79	12	9	25,9	59	19	22
Блок Утманья	74	18	8	23,0	58	20	22
Абканк; верхняя юра, свита араб С	78	14	8	21,1	50	20	21
Абу Сафа, верхняя юра, свита араб	77	11	12	23,8	56	16	28

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Саудии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного слоя горизонта	Глубина залегающих, м	P _{гидр.} , МПа	t _{гидр.} , °C	ρ ₂₀ ^{гидр.}	Содержание в нефти				
						Сера *	Лаврфу- тин *	Асфаль- тены *	В **	Н **
Деррич, 1965	Поздний мел, свита массивный изве- стняк	2540	31,6	80	0,940	Нет данных				
Караток, 1956	Поздний мел, свита массивный из- вестняк	2000	22,0	78	0,930	4,54	1,22	13,0	50	30
Хамза, 1956	Поздний мел, свита массивный изве- стняк	1935—1998	22,0	78	0,929	Нет данных				
Румедал, 1962	Поздний триас, свита курачипе	3020—3200	37,5	92	0,893	То же				
Суэдия, 1959	Поздний мел, свита ширашин	1700	18,0	75	0,905	3,9	2,0	7,0	20	12
	Ранняя юра, свита бутмах	2850	35,5	88	0,849	0,93	Нет данных			
	Поздний триас, свита курачипе	3200	38,5	94	0,867	0,93	4,7	3,5	Нет данных	
Хурбет, 1903	Поздний триас, свита курачипе	2975—3035	37,8	92	0,936	Нет данных				
Джаблеса, 1968	Ранний миоцен, свита джерлбе	590—630	Нет данных		0,934	4,8	2,75	7,4	97	70
	Поздний триас, свита курачипе	3500	То же		0,722	0,62	Нет дан- ных		Нет данных	

* Вес. %
** 10-г/млн.

ТУРЦИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Персидского залива, Аданский, Северо-Эгейский (рис. 3.6).

Количество месторождений: нефтяных — 21, газовых — 3.

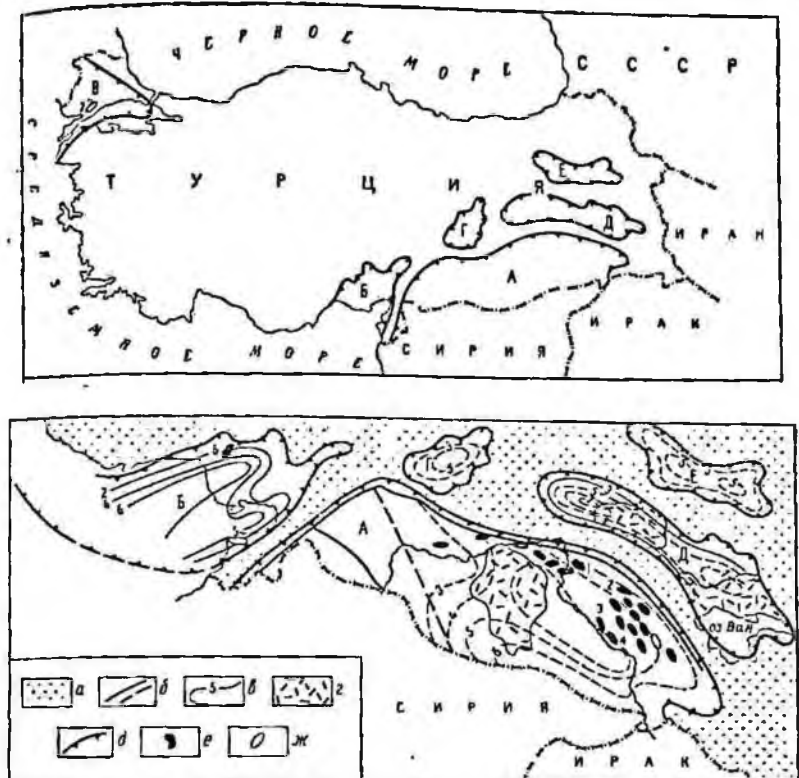


Рис. 3.6. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Турции

На врезке — схема расположения НГБ и ВНГБ: А — НГБ Персидского залива, Б — Аданский НГБ, В — Северо-Эгейский НГБ, Г — Малатийский ВНГБ, Д — Ванский ВНГБ, Е — Эрзерумский ВНГБ.

а — альпийская складчатая область; б — основные разрывные нарушения; в — изопихты осадочного чехла в км; г — кайнозойские эффузии на поверхности; д — границы НГБ и ВНГБ; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые (1 — Калкой, 2 — Сельмо, 3 — Бати-Раман, 4 — Раман-Дог, 5 — Арсуз, 6 — Булгур-Дог, 7 — Мюрефте)

НГБ Персидского залива

В пределы НГБ Персидского залива входит юго-восточная часть Турции, где выявлено 20 нефтяных и 1 газовое месторождение. Продуктивны рифогенные известняки мелового возраста на глубине 1100—3300 м.

Нефть наиболее крупного месторождения Сельмо — сернистая (1,09%), плотностью 0,856.

Содержание фракций, выкипающих до 200° С, составляет 20,0%. Эта фракция практически нацело (99,3%) состоит из алканов. Нефти остальных месторождений разнообразны по плотности — от 0,845 (Каякой) до 0,970 (Бати-Рамав).

Нефть месторождения Раман-Даг (продуктивна верхнемеловая свита рамав, на глубине 1600 м) очень тяжелая (0,972), отличается высокой серпистостью — 4,08%. Ее фракционный состав (фракций, °С):

п. к.—150	150—200	200—300	остаток
6	18	27	48

(выход, об. %)

Адаанский НГБ

В бассейне открыто два месторождения: нефтяное Булгур-Даг и газовое Арсуз. Залежи выявлены в нижнемеловых рифовых известняках на глубине 1400—1700 м. Плотность нефти месторождения Булгур-Даг 0,830.

Северо-Эгейский НГБ

На территории Турции располагается восточная часть бассейна. В 1970 г. открыто одно газовое месторождение Мюрефте. Залежь приурочена к песчанкам эоценового возраста.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

к разделу «Ближний и Средний Восток»:

- Adasani M. The North Kuwait oil fields. Proc. VI Arab. Petr. Congr., Bagdad, 1967, p. 67—74.
- Al-Shahristani H., Al-Atyia M. J. Vertical migration of oil in Iraqi oil fields: evidence based on vanadium and nickel concentrations. Geochim. et cosmochim. acta, 1972, 36, No. 9, p. 929—938.
- Al-Shahristani H., Al-Atyia M. J. Trace elements in Iraqi oils and their relation to the origin and migration of these oils. Eighth Arab. Petr. Congr., Algiers, 1972, P. 98 (B-3), p. 1—4.
- Baker N. E., Henson F. R. S. Geological conditions of oil occurrence in Middle East fields. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1952, vol. 36, No. 10, p. 1885—1901.
- Dunnington H. V. Generation, migration, accumulation and dissipation of oil in North Iraq (in L. G. Weeks edit., Habitat of oil). Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1958, p. 1194—1251.
- Dunnington H. V. Stratigraphical Distribution of oil fields in the Iraq — Iran — Arabian Basin. Inst. of Petrol., 1967, vol. 53, No. 520, p. 129—161.
- Joly D., Vasse L., Bordenave M. L. Application de méthodes d'analyse physique à la recherche de parenté entre différents pétroles du Moyen-Orient. Adv. Org. Geochem., 1973, Paris, 1974, p. 531—546.
- Milton D. J., Davies C. C. S. Exploration and development of the Raudhatain field. Inst. of Petrol., 1965, vol. 51, No. 493, p. 17—28.

4. Южная Азия

К началу 1975 г. на южноазиатском субконтиненте открыто 24 нефтяных, 29 газовых и 11 нефтегазовых и газонефтяных месторождений. Наибольшее их количество открыто в Индии и Пакистане, которые занимают соответственно первое и второе место по добыче нефти и газа.

Наиболее полные сведения имеются по месторождениям Индии и Афганистана. По Пакистану приводится лишь физико-химическая характеристика нефтей и состав газов.

АФГАНИСТАН

Нефтегазоносные бассейны: Каракумский, Афгано-Таджикский. Количество месторождений: нефтяных — 2, газовых — 4, нефтегазовых — 1.

Все месторождения нефти и газа выявлены в афганской части Каракумского НГБ (рис. 4.1).

Основные продуктивные горизонты — карбонатные отложения келловей-оксфордского возраста (газ) и терригенные породы готерива (нефть и газ), залегающие на глубинах 1800—3500 м (келловей — оксфорд) и 1200—1700 м (готерив). Притоки нефти и газа из отложений апта, альба, сеномана и сенона не имеют промышленного значения.

Нефти плотностью 0,822—0,927, сернистые и высокосернистые (табл. 4.1, 4.2).

Групповой углеводородный состав (в %) дистиллатной части нефти месторождения Ангот (в числителе — нефть готерива, в знаменателе — альба): метановые — $\frac{21,88}{66,4}$; нафтеновые — $\frac{47,20}{11,3}$; ароматические — $\frac{30,99}{22,3}$.

Газы юрских залежей характеризуются высоким содержанием сероводорода (табл. 4.3).

БАНГЛАДЕШ

Нефтегазоносный бассейн: Бенгальский (рис. 4.2).

Количество месторождений: газовых — 9.

Продуктивны терригенные мпoceneвые отложения на глубинах 400—3000 м. Месторождение Титас по запасам относится к категории крупных, остальные средние.

Содержание метана в газах 95—99%, количество неуглеводородных компонентов не превышает 1,4% (табл. 4.4).

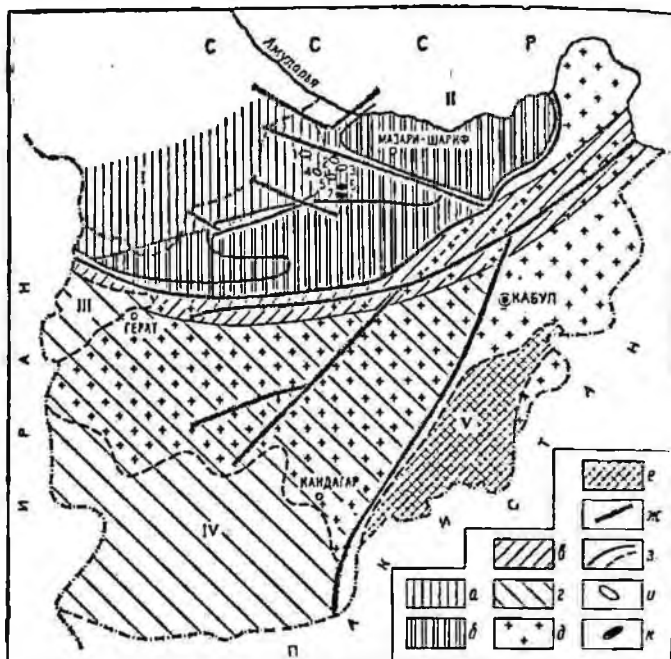


Рис. 4.1. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Афганистана
 а — Каракумская платформенная платформа; б — активизированная часть памирской платформы; в — область герцинской складчатости; г — активизированная эпипамирская платформа; д — альпийская складчатая область; е — наложенный флишевый прогиб; ж — иррегулярные нарушения; з — границы НГБ и ВНГБ, установленные и предполагаемые; I — Каракумского НГБ, II — Афгано-Таджикского НГБ, III — Турбульского ВНГБ, IV — Гильмешского ВНГБ, V — Куддара-Ургунского ВНГБ; месторождения: ч — газовые, к — нефтяные (1 — Джумишское, 2 — Етым-Тар, 3 — Ходжа-Гусерявг, 4 — Джар-Кулун, 5 — Ходжа-Булан, 6 — Ангот, 7 — Ан-Дарья)

ИНДИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Камбейский и Ассамский (рис. 4.3).

Количество месторождений: нефтяных — 14, газовых — 3, газонефтяных — 10.

Камбейский НГБ

Выявлено 9 нефтяных, 7 газонефтяных и 2 газовых месторождения. Месторождения мелкие и средние. К категории крупных принадлежит только одно нефтяное месторождение — Бомбейское, открытое в 1975 г. в акватории Камбейского бассейна.

Таблица 4.1

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Афганистана

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Род. лит.	t _{пл.} , °C	n _D ²⁰ , °C	ρ ₂₀ ⁴	Содержание в нефти, вес. %						
							Сера	Нарфин	Смолы синтетические	Асфальтены	Канон	Болы	
Джар-Кулук, 1974	Келлопей — оксфорд, XV	2478—2863	29,3—30,7	98—108	28,0—43,6	0,886—0,927	1,64—0,81	3,29—8,62	9,75—12,41	1,33—2,81	2,04—3,20	0,02—0,03	0,004
Ангот, 1960	XIV	622—871	8,9	41	27,8	0,926	4,16—1,76	3,4	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	
													Ангот, 1967
Ак-Дарья, 1974	XIV	837—898	13,2	Нет данных	0,822—0,843	0,65—0,93	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	
													Ангот, 1967

Таблица 4.2

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	Тяжелое вещество, °C	n _D ²⁰ , °C	100—150° C	150—200° C	200—250° C	250—300° C	300—350° C	Остаток выстир 350° C
Джар-Кулук; готерив	125	—	1,0	5,9	17,1	6,0	8,0	62,0
	118	—	0,5	4,5	0,8	6,2	26	63,0
Хорджа-Булав; готерив	128	—	9,7	16,3	18,0	9,4	5,9	40,7
	80	0,8	2,2	8,0	9,0	12,0	14,0	44,0
Ангот; альб	82	—	2,2	5,0	11,0	14,0	07,3	
Ак-Дарья; нижний альб								

Характеристика газов месторождений Афганистана

Месторождение, год открытия	Возраст в индекс продуктивного горизонта	Условная высота пласта	Глубина зале- га	P _{пл.} МПа	t _{пл.} °C	Состав газа, об. %						N ₂ + релане	CO ₂	H ₂ S		
						CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ + высшие	CO					
Тым-Тог, 1980	Сенол, VII	C	304—515	3,3—4,4	19	95,00—97,80	0,64	0,87—1,60	—	—	0,00—2,50	—	—	—	—	
		C	367—394	Нет данных	Нет данных	96,80	0,64	0,10	0,13	—	2,53	—	—	—	—	
	Готерин, XIV	C	1580—1600	24,6	72	91,90—92,90	0,32—0,40	0,01—0,11	Нет данных	—	3,07—6,58	1,01—2,12	0,02—0,07	—	—	
		C	1447—1592	24,6	72	91,00—94,00	0,40	0,60—0,82	—	—	7,82	0,30—0,70	1,11—1,11	—	—	
	Беловей—ок-сферд, XV	C	1798—1978	19,6	Нет данных	88,50—92,30	0,22—0,30	0,71—0,26	—	—	2,20—7,70	0,50—0,80	—	—	—	
		C	2191—2325	20,5	То же	93,00	0,22	0,60—1,06	—	—	2,70—2,85	0,50—0,50	—	—	—	
	Ходжа-Булан, 1966 Дюар-Кудун, 1971	Сенол, VII	C	2298—2305	Нет данных	Нет данных	89,55	0,22	0,02	Нет данных	—	3,43	0,77	—	—	—
			C	1210—1296	18,8—20,9	62,7—63,6	98,56	0,67	0,11	—	—	0,60	—	—	—	—
		Готерин, XIV	C	1340—1829	24,5—25,0	82—84	93,0—98,0	0,64	0,40—1,00	—	—	5,77—8,00	0,24—2,40	—	—	—
			C	2004—2305	26,7—31,8	83—103	85,00—89,80	0,64	1,00—2,20	—	—	0,50—2,55	0,70—4,50	—	—	—
Ходжа-Булан, 1966 Дюар-Кудун, 1971		C	1230—1346	18,0—16,5	70	92,30—94,20	0,64	1,00—2,20	—	—	2,55	0,70—4,50	—	—	—	
		C	904	Нет данных	50	91,15	1,45	0,23	0,03	—	0,31	0,08	—	—	—	
Готерин		C	2084—2320	20,3—30,7	98—108	81,80—84,22	1,17—1,50	0,18—0,33	0,10—0,45	0,05—0,15	3,80—6,52	0,50—1,15	—	—	—	
		C	2103—2350	Нет данных	Нет данных	88,13—89,70	1,05—1,00	0,12—0,18	0,03—0,00	0,02—0,03	8,20—10,82	0,97	—	—	—	
Ксановей—оксфорд XV		C	2312—2348	То же	То же	80,79—86,71	0,80—1,08	0,13—0,12	0,08—0,12	0,00—0,02	6,02—7,08	2,90—1,82	—	—	—	
		C	2432—2546	Нет данных	100—103	90,00—96,78	1,08—1,13	0,12—0,09	0,12—0,09	0,02—0,02	1,31—1,31	1,82	—	—	—	
Альб, XI	P	2585—2600	То же	105	97,2	1,3	0,1	—	—	1,4	0,53	—	—	—		
	P	800—880	Нет данных	Нет данных	78,06	3,40	3,04	2,78	0,71	0,15	11,80	—	—	—		

Ал-Дарья,
1974

Таблица 4.4
Характеристика свободных газов месторождений Бангладеш

Место- рождение, год открытия	Возраст и наимено- вание продуктив- ного гори- зонта	Глубина залега- ния, м	Состав газа, об. %							
			СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	С ₄ H ₁₀ + вышние	СО ₂	N ₂
Чатток, 1959	Средний миоцен, свита бо- кабил	1100	98,55	0,74	—	—	—	—	0,04	0,67
		1200	99,29	0,23	—	—	—	—	0,04	0,44
Силхет, 1955	Средний миоцен, свита бо- кабил	1200—	95,4	2,67	0,3	0,19	0,05	0,39	0,48	0,37
		1300								
Кайлас- Тила, 1962	Средний миоцен, свита бо- кабил	2300—	95,7	2,6	0,9		0,4		0,2	0,2
		3000								
Разд- пур, 1961	Средний миоцен, свита верхний бхубан	1350	98,2	1,2	0,2		0,1		—	0,3
		2800	99,19	0,08	0,01		0,1		0,31	0,31
Хабя- гадж, 1963	Средний миоцен, свита бо- кабил	1400	97,8	1,5	—		—		—	0,7
Титас, 1963	Средний миоцен, свита бо- кабил	2500—	96,9	1,8	0,5		0,5		—	0,3
		3000								
Джалди, 1967	Средний миоцен, свита бо- кабил	400—900	94,90	2,83	0,41	0,41	0,01	—	1,26	0,16

Продуктивны миоценовые, олиоценовые и зоценовые отложе-
ния на глубинах от 450 до 2200 м.

Нефти Камбейского бассейна преимущественно легкие и средние
(плотность 0,79—0,86). Тяжелые и очень тяжелые нефти с плот-
ностью 0,86—0,95 имеются только на двух месторождениях — Ко-
самба и Калол. Сера в нефтях Камбейского бассейна обычно отсут-
ствует или содержится в незначительном количестве (табл. 4.5).

Ассамский ПГБ

Выявлено 5 нефтяных, 3 газонефтяных и 1 газовое (газоконден-
сатное) месторождение. Все они по запасам относятся к категории
средних и мелких. Месторождения многопластовые.

Продуктивны мюценювые и олигоценювые отложения на глубине от 50 до 3800 м.

Нефти Ассамского бассейна по плотности преимущественно средние (0,83—0,86) и тяжелые (0,86—0,92). В отдельных горизонтах месторождений Рудрасагар и Нахоркатъя нефти очень тяжелые

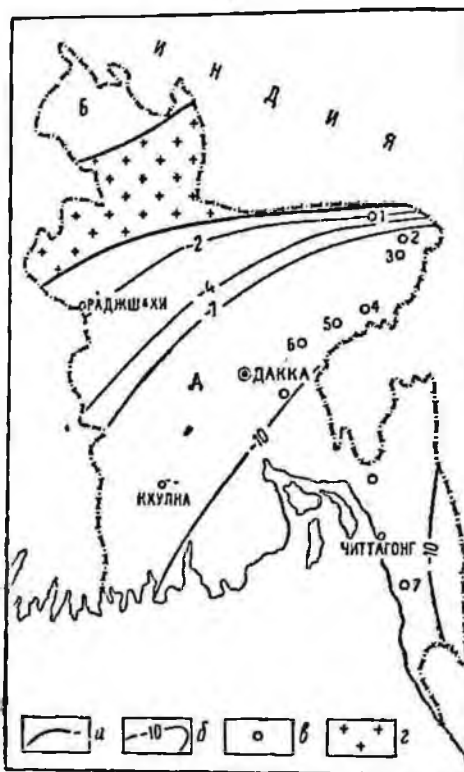


Рис. 4.2. Схема размещения месторождений газа Бангладеш

а — границы НГБ и ВНГБ; А — Белгальского НГБ, Б — Гангского ВНГБ; б — изогипсы фундамента; в км; г — газовые месторождения: 1 — Чаттан, 2 — Силхет, 3 — Кайлас-Тила, 4 — Разидпур, 5 — Хабигалян, 6 — Тигас, 7 — Джалпа; 2 — области неглубокого залегания геосинклинально-складчатых комплексов

(0,92—0,96). Содержание серы не превышает 0,32% (табл. 4.5—4.7).

Большинство свободных и растворенных в нефти газов Камбейского бассейна жирные, с содержанием гомологов метана от 10 до 55% (табл. 4.8).

К группе сухих газов относится свободные газы месторождения Олпад, которые на 99% состоят из метана.

ПАКИСТАН

Нефтегазоносные бассейны: Пенджабский, Нижнеиндский, Среднеиндский (рис. 4.4).

Количество месторождений: нефтяных — 8, газовых — 12.

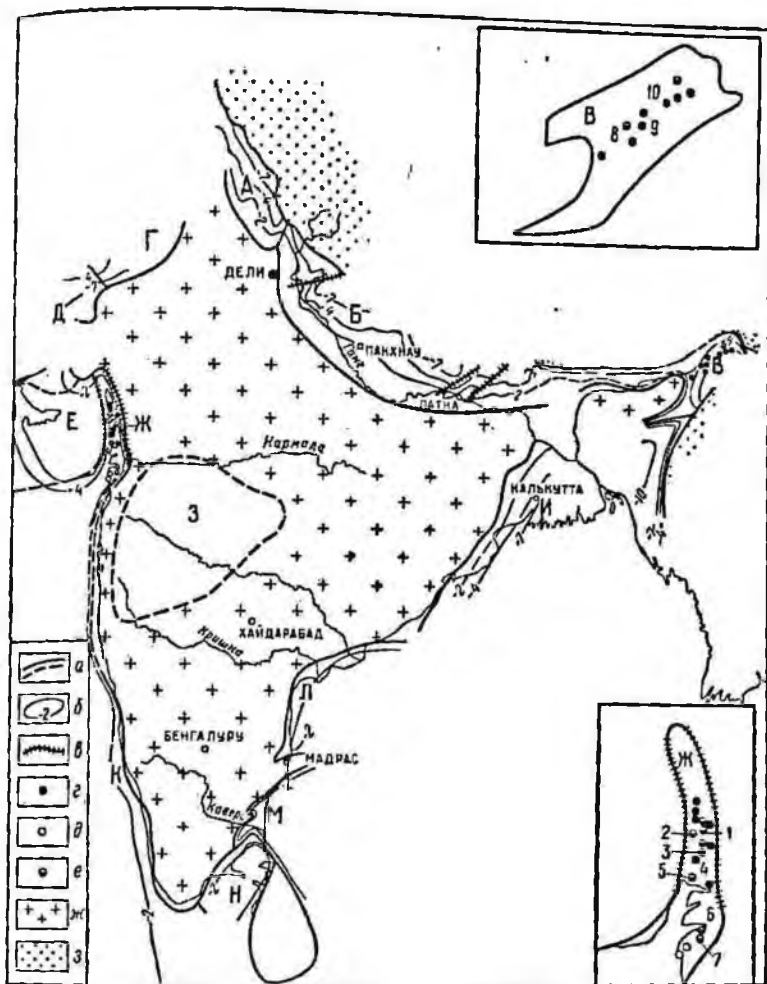


Рис. 4.3. Схема размещения месторождений нефти и газа Индии

а — границы НГБ и ВНГБ, установленные и предполагаемые: А — Пенджабского НГБ, Б — Гангского ВНГБ, В — Ассамского НГБ, Г — Среднеиндского НГБ, Д — Инженпандено НГБ, Е — Кач-Катияварского ВНГБ, Ж — Камбейского НГБ, З — Деканского ВНГБ, И — Бенгальского НГБ, К — Малабарского ВНГБ, Л — Годаварийского ВНГБ, М — Корампидельского ВНГБ, Н — Полу-Манарского ВНГБ; б — изогипсы фундамента в км; з — основные разрывные нарушения; месторождения: з — нефтяные, д — газовые, е — нефтегазовые (см. врезки: 1 — Калол, 2 — Санад, 3 — Навагам, 4 — Долка, 5 — Камбей, 6 — Анкешвар, 7 — Косамба, 8 — Рудрасагар, 9 — Лаква, 10 — Нахоркатья); ж — области выходов на поверхность или неглубокого залегания байкальских геосинклинально-складчатых комплексов; з — области выходов на поверхность или неглубокого залегания альпийских геосинклинально-складчатых комплексов

Физико-химические характеристики нефтей месторождений Индия

Таблица 4.5

Месторождение, год открытия	Возраст и тип продуктивного горючего	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °C	P _{вас} , МПа	G, м³/т	μ * (°C), сПа	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти **																			
									Сера	Парафины	Смоли сминна- гелевые	Асфальтены	NI															
Каннол, 1961	Подвижный воден, III IV V VI-VIII	1345 1310-1430 1355 1340-1450 1405	14,1 14,3 14,1	82 83 82,5	14,1 14,1	63 Нет данных 43	Нет данных Нет Нет	0,876 0,820 0,862	— — —	13 13,3 —	Нет данных 2,4 Нет данных	— — —	— — —	— — —	— — —													
																X XII	1465 1560	19,7 23,9	91 93	Нет Доп- ных 19,0 17,2	182 120	То же *	0,835 0,848	0,03	15	0,8 Нет данных	— —	— —
Наин- Там, 1964	Подвижный воден K IX + K X Ранний воден	1360 1302-1373 1000-1907	18,0 28,0	102 135	18,0 16,0	158 116,9	0,25 0,25	0,850 0,850	— 24,2	3,8 5,8	0,5 6,3	Нет дан- ных То же																

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл.} МПа	t _{пл.} °С	P _{исс.} МПа	С, мг/г	μ ° (°С), сПз	P _к ²⁰	Содержание в нефти **					
									Сера	Парафины	Смола сильнее- гелевые	Асфальтены	V	NI
Косамба, 1961	Средний и поздний эоцен S ₄	687—692 693—703	7,4	61 Нет данных	Нет данных		28,9	0,855 0,875	— —	6,7	Нет данных Нет данных			

Ассамский НГБ

Рудра- сагар, 1960	Олигоцен	3075—3083	Нет дан- ных	76	Нет дан- ных	87	11,52	0,922	0,26	2,1	27,77	0,28	0,30	2,10
		3094—3110	То же	77,0	То же	110— 135	9,22	0,904	0,26	3,8	27,41	0,34	0,20	2,80
		3095—3100	»	74,0	»	92	14,74	0,921	0,30	3,2	28,99	0,44	0,15	2,70
		3095—3110	»	77,5	»	83— 105	10,95	0,905	0,32	3,4	26,62	0,31	0,31	3,00
		3110—3114	»	79,5	»	97— 119	8,95	0,904	0,28	3,7	28,05	0,45	0,26	2,70
		3124—3126	»	81	»	582	4,83	0,878	0,21	9,7	26,73	0,42	0,50	2,80
		3155—3157	»	87	»	221	3,52	0,859	0,18	11,2	23,55	0,14	0,25	2,40

Лавла, 1964	Средний миоцен TS ₂	2450	24,5	77	Нет дан- ных	30	Нет дан- ных	0,014	Нет данных					
		2467—2475	Нет дан- ных	77	То же	128	6,29	0,862	0,2	13,3	24,00	0,74	0,40	3,00
	TS ₃ TS ₅	2477—2483	77	»	»	258	20,57	0,906	0,27	10,2	24,0	0,61	0,28	2,40
		2640—2644 2640	84 29,5	»	»	99 19,1— 20,0	10,34 Нет дан- ных	0,862 0,850	0,26	9,7	20,58	1,62	0,44	3,50
	TS ₆	2942—2947 2975	12,1 29,7	87	Нет дан- ных	209	0,45 Нет дан- ных	0,860 0,860	0,26 0,23	13,2 11	24,0	1,8	0,34	2,00
		3192—3202	Нет дан- ных	91	То же	211	12,54	0,853	0,26	18,4	29,1	1,9	0,32	2,80
	Олигоцен BS ₂	3225	32,2	92	»	211	Нет дан- ных	0,910	Нет данных					
		3600—3800 3832—3839	38,4 110	112 110	Нет дан- ных	38,4 397,8	То же	0,864 0,857	0,16	12,5	28,5	0,34	0,32	1,90
		3836—3838	Нет дан- ных	113,5	То же	5,68	0,848	0,13	8,5	24,29	0,15	0,31	3,50	
	Нахор- наты, 1953	Олигоцен	2677—2679	32,0	73,9	31,0	Нет дан- ных	0,880	0,19	23	6,4	0,3	Нет дан- ных	

* Для месторождений Камбейского НГБ вязкость дана при t = 40°С.
 ** Сера, парафины, смолы сильнеегелевые, асфальтены — в вес. %; V, NI — в 10⁻⁴ ч/млн.

Таблица 1.6
Фракционный состав нефтей месторождений Индия (вс. %)

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	н. к.— 100° С	100— 200° С	200— 300° С	300— 400° С	400— 450° С	Остаток
Камбейский НГБ						
Салапа; поздний эоцен, III—IV	—	40,5	26,7	4,2	9,6	10,0
IX + X	—	21,1	31,3	8,4	19,2	20,0
Навагам; ранний эоцен	—	7,68	16,67	13,25	28,50	33,90
	—	9,82	19,42	11,34	26,12	33,30
Камбей; олигоцен	—	—	32,2	4,7	23,1	40,0
OS-II	4,5	15,1	16,4	7,7	21,3	35,0
OS-III	—	63,1	24,8	—	Нет дав- ных	—
средний — поздний эоцен, EP-III	4,68	10,84	15,83	20,06	12,37	36,2
EP-IV	—	2,9	33,2	7,9	26,0	30,0
Ашлесвар; средний— поздний эоцен,	—	27,1	36,7	10,3	15,9	10,0
S ₆₊₇	12,1	29,3	24,3	—	26,3	8,0
S ₃₊₄	—	40,4	25,3	10,3	16,0	8,0
	10,1	28,8	25,1	10,0	18,0	8,0
S ₂	—	27,9	39,9	10,1	17,1	5,0
	11,7	28,3	25,1	9,9	15,0	10,0
S ₁	—	24,2	47,6	9,0	14,2	5,0
нижний эоцен, S ₀	—	4,0	37,7	13,5	Нет данных	—
Косамба; средний — поздний эоцен, S ₄	—	4,5	92,7	—	Нет данных	—
	—	3,7	27,0	12,6	31,7	25,0

Ассамский НГБ

Гудрасагар; олигоцен	1,4	12,4	34,8	Нет данных		
	2,4	15,1	29,8	То же		
	—	6,9	36,0	»		
	1,8	15,8	29,8	»		
	2,4	15,8	35,6	»		
	5,8	18,4	28,6	»		
	6,1	22,0	24,1	»		
Лаква; средний мио- цен, TS ₂	9,2	20,0	21,3	Нет данных		
	2,7	11,4	21,5	То же		
	0,3	18,7	19,0	»		
	7,4	16,8	17,2	»		
	6,5	19,6	18,3	»		
	10,4	22,5	21,2	»		
олигоцен, BS ₂	8,8	18,6	24,8	»		
Шахоркаты; олигоцен	—	19,5	53,0	Нет данных		

Характеристика свободных и растворенных газов месторождений Мичиги

Месторождение, год открытия	Возраст и типове продуктивного горизонта	Условия залегания	Глубина залегания, м	Состав газа, об. %										
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	1+n-C ₅ H ₁₂	CO ₂				
Камбейский НГБ														
Калол, 1961	Поздний эоцен, III IV V X	С	1310—1430	84,2	2,4	0,2	0,8	—	—	1,0				
			1320—1455	81,6	2,6	0,4	1,3	—	—	0,7				
			1340—1450	79,3	4,2	0,6	2,5	—	—	0,6				
			1400—1520	62,2	6,9	1,5	3,4	—	—	0,8				
Санаши, 1962	Поздний эоцен, III + IV IX + X	С Р	1151—1168	80,3	2,1	0,6	0,8	0,1	—	0,4				
			1180—1198	80,8	2,4	0,9	1,4	—	—	0,6				
Камбей, 1958	Олигоцен, OS-II OS-III	ГП ГШ	1694—1710	73,5	4,2	1,0	1,7	0,1	—	1,6				
			1544—1548	74,0	3,4	0,7	1,3	Нет данных	—	1,5				
Ашкештаг, 1960	Средний — поздний эоцен, S ₁ S ₂ S ₃ S ₃₊₄	С Р Р Р	1110—1139	81,4	6,5	0,5	0,5	—	—	0,5				
			1207—1209	63,9	13,8	4,5	1,3	—	—	0,1				
			1198—1210	41,8	22,3	19,1	5,8	7,5	2,7	0,8				
			1208—1213	50,1	20,1	15,7	5,3	5,5	2,2	1,1				
		Р	1194—1209	66,7	16,1	2,5	2,4	0,5	—	0,5				
Косамба *, 1961	Поздний эоцен, S ₄	Р	687—693	74,3	7,9	1,0	Нет данных	—	—	0,2				

* Содержание N₂ — 15,5 об. %.

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Пакистана

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	и (20° С), СПЗ	ρ ₂₀ ²⁰	Содержание в нефти				
					Серп*	Асфальтены*	Конс*	V**	N**
Попракабский ИГБ									
Мойал, 1968	Средний эоцен, известняк Чоргали	3780	Нет данных	0,810	0,19	Нет данных			
Тут, 1968	Юра	4440	2,78	0,838	0,17	То же			
Душман, 1935	Ранний эоцен, известняк сакесар	2300—2400	1,94—2,04	0,810—0,850	0,1—0,4	0,05	0,3	0,35	0,42
	Палеоцен, известняк хай-рибад	2500—2600	Нет данных	0,780	0,06	Нет данных			
Хаур, 1915	Млоцен, свита мэри	300—400	То же	0,870	0,51	Нет данных			
Кот-Саранг, 1968	Палеоцен, известняк хай-рибад	4020	»	0,880	Нет данных	Нет данных			
Карсал, 1957	Ранний эоцен, известняк сакесар	3400	»	0,910	0,92	Нет данных		4,1	3,6
Банкасар, 1946	Ранний эоцен, известняк сакесар	2100—2450	»	0,860—0,897	1,04	5,0	6,04	13,0	9,2
Джойя-Мейр, 1944	Ранний эоцен, известняк сакесар, кембрий	2130	»	0,983	2,2	Нет данных			
		2600	»	0,983	2,2	Нет данных		32,0	19,0

* Вес. %
 ** 10⁻² г/млн.

Таблица 4.10

Характеристика свободных газов месторождений Пакистана

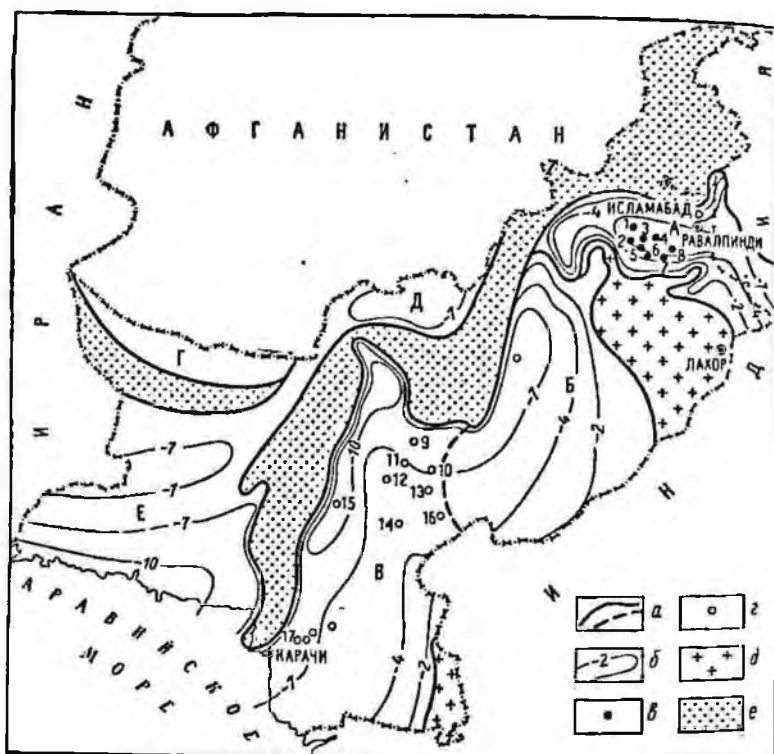
Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Состав газа, об. %					
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ + + высшие	CO ₂	N ₂
Нижкветдский ИГБ								
Зип, 1954	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк сун	890	48,10	0,40	0,14	0,15	44,70	8,50
		1100	47,00	Нет данных			42,65	Нет данных
Сун, 1952	Ранний эоцен, верхний известняк сун	1150—1450	88,52	0,89	0,26	0,37	7,35	2,40
Уч, 1956	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк сун	1200	27,3	0,7	0,3	0,3	46,2	25,2
Джейкобабад, 1958	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк сун	1000	25,0	0,5	0,1	0,5	35,9	38,0
Кандхот, 1959	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк сун	1300	79,2	1,1	0,2	0,4	2,5	16,6
Хайрпур, 1957	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк сун	620	12,2	0,2	0,1	—	70,6	16,9
Мазарапи, 1959	Ранний эоцен — поздний палеоцен, известняк лаки-душган	1870	87,0	2,5	0,1	1,2	0,3	8,0
Марп, 1957	Средний эоцен, известняк хаббрахи	680—790	60,2	0,2	—	—	14,1	19,5
Сари-Ситг, 1966	Поздний палеоцен, известняк верхнего раликота	1230—1350	79,80	2,18	0,81	0,14	1,99	15,08

Примечание. Содержание N₂ не превышает 0,05%.

Групповой углеводородный состав фракции нефтей
н. к. — 200° С месторождений Индии (об. %)

Таблица 4.7

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	Метановые	Нафтеновые	Ароматиче- ские
Рудрасатар; олигоцен	15,3	72,7	12,0
	17,2	72,1	10,7
	19,9	68,5	11,6
	25,6	62,8	11,6
	33,0	55,4	11,6
	43,3	45,3	11,4
Лквк; средний миоцен TS ₂	52,0	27,7	20,3
	36,4	46,5	17,1
TS ₃	69,7	10,0	20,3
	73,1	7,3	19,6
олигоцен, BS ₂	59,7	24,3	16,0
	57,7	27,9	14,4



Пенджабский НГБ

Выявлено 8 мелких нефтяных месторождений. Продуктивны миоценовые, эоценовые, палеоценовые (карбонатные), юрские и кембрийские (терригенные) отложения на глубинах 300—4400 м.

Плотность большей части нефтей не превышает 0,910; содержание серы 0,06—1,04% (табл. 4.9). Нефти месторождения Джойя-Мейр очень тяжелые (0,983) и высокосернистые (2,2).

Пишневидский НГБ

Среди 12 открытых газовых месторождений 2 крупных — Суи и Мари. Продуктивны большей частью карбонатные миоценовые, эоценовые, палеоценовые и терригенные палеоценовые и меловые отложения на глубине 600—1900 м.

Газы с низким содержанием гомологов метана (не больше 3,13%). Содержание неуглеводородных газов достигает 87,5% (табл. 4.10).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

к разделу «Южная Азия»

Геология и нефтегазопосность севера Афганистана. М., «Недра», 1970. 287 с. Авт.: В. И. Браташ, С. В. Егупов, В. В. Печников, А. И. Шеломенцев.

Очерк геологии Пакистана. М., «Недра», 1971. 167 с. Авт.: А. И. Воскресенский, К. Н. Кравченко, Э. Б. Мовшович, Б. А. Соколов.

Тимонин Л. С. Нефтегазопосность Индии и Западного Пакистана. — «Труды ВНИГНИ», 1964, вып. 42, с. 166—176.

Solman I. A. Gas in East Pakistan. Oil and Gas Symposium. Petroleum institute of Pakistan, 1964, p. 1—9.

Natural Gas in Pakistan. Produced by Spotlit Advertising for the Burmah Group of Companies and Printing House, 1962, p. 1—74.

Рис. 4.4. Схема размещения месторождений нефти и газа Пакистана

а — границы НГБ и ВНГБ, установленные и предполагаемые: А — Пенджабского НГБ, Б — Среднеиндийского НГБ, В — Нижнеиндийского НГБ, Г — Гальмешдского ВНГБ, Д — Кунар-Ургувского ВНГБ, Е — Манравского ВНГБ; б — изогипсы фундамента в км; месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые (1 — Мейал, 2 — Тух, 3 — Дулиан, 4 — Хаур, 5 — Кот-Саранг, 6 — Карсал, 7 — Балкасар, 8 — Джойя-Мейр, 9 — Зип, 10 — Суи, 11 — Уч, 12 — Джейкобабад, 13 — Кавихот, 14 — Хайрпур, 15 — Мазарани, 16 — Мари, 17 — Сарз-Синг); в — области выходов на поверхность или неглубокого залегания байкальских геосинклинально-складчатых комплексов; г — области выходов на поверхность или неглубокого залегания альпийских геосинклинально-складчатых комплексов

5. Центральная Азия и Дальний Восток

Подавляющее большинство месторождений выявлено в Китае и Японии. В Монголии открыто два нефтяных месторождения, которые полностью выработаны.

Несмотря на довольно длительную историю нефтегазодобывающей промышленности стран региона, сведения в литературе о составе нефтей и газов весьма скудные. Наиболее полно они представлены по Японии, главным образом по составу газов.

КИТАЙ

Нефтегазоносные бассейны: Джунгарский, Таримский, Преданьшаньский, Сычуаньский, Сунляо, Ордосский, Северо-Китайский¹ (рис. 5.1).

Количество месторождений: нефтяных — 144, газовых — 23.

Джунгарский НГБ

Открыто 6 нефтяных и 1 газовое месторождения, в том числе одно крупное нефтяное — Карамай.

Основные продуктивные горизонты — нижне-среднеюрские песчанки (угленосная свита) и верхнетриасовые (свита карамай), залегающие на глубинах 200—300 до 1500 м. Нефти средние и тяжелые, малосернистые, парафиновые (табл. 5.1, 5.2).

Таримский НГБ

Выявлено 3 нефтяных и 2 газовых месторождения. Продуктивные олигоцен-миоценовые (аргушская и чультагская свиты), а также средне-верхнеюрские (свиты чакмак и верхняя зеленая) отложения на глубинах от 200—300 до 1000—1500 м. Нефти малосернистые, парафиновые с невысоким содержанием бензиновых фракций (табл. 5.1—5.3).

¹ По остальным НГБ Китая (см. рис. 5.1) сведений о составе нефтей и газов у составителей нет.

Преданьшаньский ПГБ

Обнаружено 8 нефтяных месторождений. Основной продуктивный горизонт — олигоцен-миоценовые отложения (свита байяньхэ) а глубине 500—1200 м. Нефти малосернистые, высокопарафиновые, молистые (табл. 5.1, 5.2). Групповой углеводородный состав нефти месторождения Лаоцзюньмяо (в % на нефть) — метановые — 6,0, фтеновые — 25, ароматические — 15.

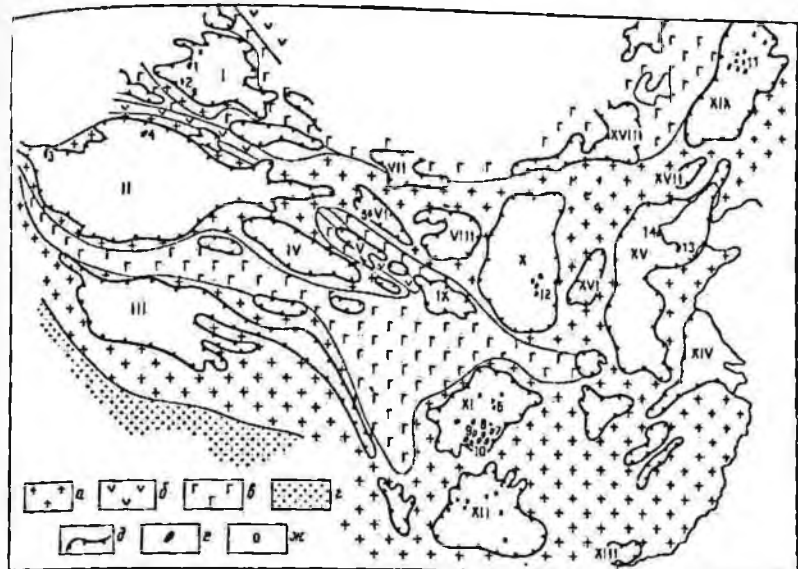


Рис. 5.1. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Китая

Складчатые области, активизированные в различные этапы последующего развития: а — байкальские и добайкальские, б — каледонские, в — герциниды, г — кайнозойские; д — границы ПГБ и ВПГБ: I — Джунгарского ПГБ, II — Таримского ПГБ, III — Тибетского ПГБ, IV — Цайдамского ПГБ, V — Хара-Нурского ПГБ, VI — Преданьшаньского ПГБ, VII — Гашунского ПГБ, VIII — Чжаошуйско-Алашаньского ПГБ, IX — ПГБ Мпэля, X — Ордосского ПГБ, XI — Сычуаньского ПГБ, XII — Гуанси-Гуйчжоуского ПГБ, XIII — Кантонского ПГБ, XIV — Восточно-Китайского ПГБ, XV — Северо-Китайского ПГБ, XVI — Циньшуйского ПГБ, XVII — Фусиньского ПГБ, XVIII — Аргоган-Нурского ПГБ, XIX — ПГБ Суяляо; месторождения: с — нефтяные, ж — газовые (1 — Карамай, 2 — Тунцзян, 3 — Карато, 4 — Канское, 5 — Лаоцзюньмяо, 6 — Луиньюсы, 7 — Шиюгоу, 8 — Лунцзян, 9 — Хуангуашань, 10 — Дяньцзингуань, 11 — Дацзян, 12 — Яньчянь, 13 — Шенли, 14 — Даган)

Сычуаньский ПГБ

Открыто 8 нефтяных и 15 газовых месторождений, в том числе крупнейшее нефтяное Шиюгоу, крупное — Луиньюсы и два крупных газовых — Хуангуашань и Дяньцзингуань. Основным газоносным горизонтом являются отложения среднего триаса (свита цзялиньцзян) на глубине 2000—3000 м. Нефтяные залежи сосредоточены главным образом в верхнеюрских отложениях (свиты шасмяо, ляньгошань) на глубине 1000—1500 м. Нефти средние и тяжелые (0,82—0,87), малосернистые, высокопарафиновые (табл. 5.1). Газы метановые, содержание N_2 достигает 8,5% (табл. 5.4).

Фракционно-химическая характеристика нефти месторождений Китая

Таблица 3.1

Месторождение, год открытия	Плотность и химический состав нефти	Густота при 20°C, г/см ³	Р ₄ , %	Т _д , °C	Р ₄ , %	Б, мг/л	S, %	I ₄ , %	Составление в нефти, ат. %				
									Сера	Нитрофуры	Синтез элементной	Азот	Угле
Дунгуэньский НГБ													
Илуньшань, 1956	Вискоза отработанная, углеводородная фракция	100-800	4,0	15	4,8	80	14,9 (50)	0,800					
Тунцзинь, 1957	Плодородный трясина, сырая нефть	1200	14,0	27	8,0	50	2,2 (50)	0,850	0,1	3,22	18,27	—	3,82
	Плодородный трясина, сырая нефть	800-1000						0,835	0,10	0,0	1,05	—	0,04
Таримский НГБ													
Карато, 1952	Мноцен, протрушина сырая	160-340					44,8 (20)	0,80	0,15	6,2	4,38	2,5	3,00
Кимистон	Олигоцен — миоцен, чухаотунская сырая						3,04 (20)	0,838	0,22	2,4-3,0	0,43-0,74	0,00-0,07	0,03
Преддальневосточный НГБ													
Ляодзяньмяе, 1958	Олигоцен — миоцен, сырая нефть	750	7,44	20	7,0-8,0	80	0,3 (50)	0,808	0,18	0,0	10,00	1,82	6,0
Сычуаньский НГБ													
Луяньшань, 1956	Плодородная нефть, сырая нефть	1100-1200	8,0-11,0					0,82-0,87	0,20	13,1			Нет данных
НГБ Суинле													
Дацин, 1950	Ранний мел, сырая нефть	680-1800					17,2 (50)	0,80	0,10-0,12	8-13			Нет данных
Ордосский НГБ													
Яньчан, 1957	Плодородный трясина, сырая нефть	100-700					78,1 (15,0)	0,830		10,83			Нет данных
Северо-Китайский НГБ													
Шенли, 1957	Мел — палеоген	1700-2000						10,02-0,840	0,2-1,0	4-7			Нет данных

Таблица 3.2

Фракционный состав нефтей месторождений Китая

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	н. к. — 100°C		100-200°C		200-300°C		300-400°C		400-500°C		Остаток	
	Выход, об. %	R ₄ , %	Выход, об. %	R ₄ , %	Выход, об. %	R ₄ , %	Выход, об. %	R ₄ , %	Выход, об. %	R ₄ , %	Выход, об. %	R ₄ , %
Дунгуэньский НГБ												
Карамай; верхний триас	3,6	Нет данных	11,2	Нет данных	13,8	Нет данных	15,4	0,880	19,2	0,908	36,8	0,961
Таримский НГБ												
Карато; миоцен	0,7	Нет данных	10,1	Нет данных	12,7 (200-325)	Нет данных	18,2	Нет данных	24,4	Нет данных	33,9	Нет данных
Преддальневосточный НГБ												
Ляодзяньмяе; олигоцен — миоцен	6,4	Нет данных	12,1	Нет данных	15,1	0,816	19,4	0,857	8,5 (400-460)	0,881	38,5	0,975
НГБ Суинле												
Дацин; нижний мел	5,8	0,730	4,7	0,770	3,2 (200-250)	0,793	16,4 (250-350)	0,821	39,2 (350-575)	0,864	29,1 (>575)	0,940
Ордосский НГБ												
Яньчан; верхний триас	5,0	Нет данных	20	Нет данных	30	Нет данных	—	Нет данных	—	Нет данных	45 (>335)	Нет данных
Северо-Китайский НГБ												
Шенли; мел — палеоген	—	Нет данных	6,0 (н. к. — 200)	Нет данных	10,0	Нет данных	—	Нет данных	—	Нет данных	84 (>335)	Нет данных

Примечание. В скобках указаны фракции в °C.

Групповой углеводородный состав узких фракций нефти Канского месторождения Китая (об. %)

Таблица 5.3

Фракция, °С	Выход	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
н. к. — 150	13,2	51	7	42
150—200	17,9	63	13	24
200—250	19,6	59	18	23
250—325	11,5	23	46	31
325—375	20,5	42	33	25
375—425	10,0	78	2	20

Характеристика свободных газов Сычуаньского НГБ Китая

Таблица 5.4

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл, МПа	Состав газа, об. %					
				СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀ + высшие	N ₂	СО ₂
Шингоу, 1939	Средний триас, свита дяялишцзян	1120	9,2—10,0	89,7	6,13	—	—	3,65	0,52
Лунчяв, 1944	Средний триас, свита дяялишцзян	800—1200	8,0—12,0	77,16	7,92	—	1,25	8,57	0,55
Луншуйсы, 1956	Поздняя юра, свита чуцип	1200—1400	12,0—14,0	90,5	5,1	1,6	0,9	1,0	0,1

Сунляо НГБ

Выявлено 29 нефтяных месторождений, приуроченных в основном к нижнемеловым отложениям (свита чентоу). Наиболее крупные месторождения объединяются под общим названием Дацин. Глубина залегания продуктивных пластов 600—1500 м. Нефти малосернистые, высокопарафиновые (табл. 5.1, 5.2). Групповой углеводород-

ный состав (в об. %): фракции н. к. — 100° С: ароматические — 3, нефтяные — 43, метановые — 54; фракции 100—200° С: ароматические — 8, нефтяные — 35, метановые — 57.

Ордосский ПГБ

Обнаружено 6 нефтяных и 1 газовое месторождение. Продуктивны верхнетриасовые (свита яньчан) и меловые отложения на глубине до 1000 м. Нефти малосернистые, высокопарафиновые (табл. 5.1, 5.2).

Северо-Китайский ПГБ

Открыто 4 нефтяных месторождения в нижнепермских, пермтриасовых, меловых и кайнозойских отложениях на глубине до 2500 м. Нефти средние и тяжелые, малосернистые и сернистые (табл. 5.1, 5.2).

ТАЙВАНЬ

Нефтегазоносный бассейн: Западно-Тайваньский (рис. 5.2).

Количество месторождений: нефтяных — 1, газонефтяных и нефтегазовых — 10, газовых — 2.

Большинство месторождений мелкие, лишь Чиншун и Тихчешан относятся к категории средних. Продуктивны отложения среднего — верхнего миоцена на севере бассейна и верхнего миоцена и плиоцена на юге. Глубины залегания нефти и газа изменяются от 300 до 4500 м. Нефти на небольших глубинах тяжелые (до 0,9402); вниз по разрезу наблюдается закономерное снижение их плотности. Газы преимущественно сухие (CH_4 —95—97%) с небольшим количеством гомологов метана (0,06—0,36%). Содержание азота меняется от 1,54 до 3,1%, углекислого газа — от 0,91 до 1,04%.

Газ месторождения Чиншун (открыто в 1913 г.) в отложениях плиоцена на глубине 520 м, имеет следующий состав (%): CH_4 96,98, C_2 + высшие 0,36; N_2 1,76, CO_2 0,91, He 0,004.

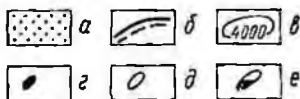
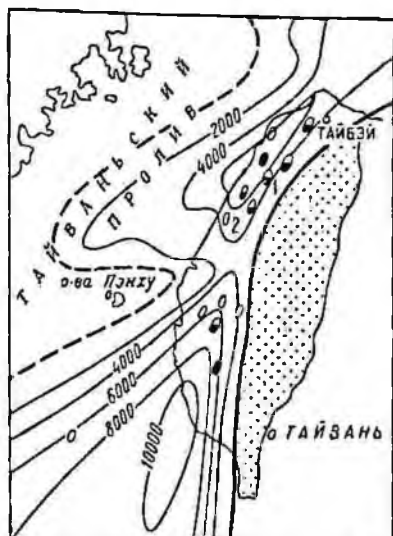


Рис. 5.2. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Тайваня

а — выходы на поверхность альпийских геосинклинально-синаклинальных комплексов; б — границы Западно-Тайваньского ПГБ; в — изостационарные и предполагаемые; г — изостационарные и предполагаемые; д — месторождения; е — нефтяные, ж — газовые, з — нефтегазовые (1 — Чиншун, 2 — Тихчешан)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Монголии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{нат} , МПа	t _{нат} , °C	G, м ³ /т	μ (50° C), сПз	ρ ₃₀	Содержание в нефти, вес. %			
								Сера	Парафин	Смоли- стины- тенивые	Асфаль- тени
Дзулбаин, 1950	Готерив — баррел, дзул- баянская свита	300—500	Нет данных	Нет данных	22,2	0,874	0,23	19,3	Нет данных	5,20	
	Валавжин — готерив, ца- ганцабская свита	580—850	Нет данных	29—40	26,7	0,882	0,23	21,5	10,5	1,31	
Цаганэльс, 1963	Готерив — баррел, дзул- баянская свита	4100—4365	43,0	49	Нет данных	0,886	0,14	40,0	12,2	Нет данных	
	Валавжин — готерив, ца- ганцабская свита	4225—4450	Нет данных	Нет данных	220,1	0,877	0,15	37,0	Нет данных	3,7	

Таблица 5.6

Фракционный состав нефтей месторождений Монголии (об. %)

Месторождение; наименование продуктивного горизонта	и. к. — 100° C					200—270° C		270—300° C		300—360° C	
	100—200° C	200—270° C	270—300° C	300—360° C	360—400° C	200—270° C	270—300° C	300—360° C	360—400° C	400—450° C	
Дзулбаин; дзулбаянская сви- та	11	20	26	42	—	—	—	—	—	—	
Цаганэльс; дзулбаянская свита	4	41	16	36	—	—	—	—	—	—	
Цаганцабская свита	4,6	41,6	16	33	—	—	—	—	—	—	
Цаганцабская свита	8	18	23	36	—	—	—	—	—	—	

МОНГОЛИЯ

Нефтегазоносный бассейн: Восточно-Гобийский (рис. 5.3).

Количество месторождений: нефтяных — 2.

Оба месторождения мелкие и полностью выработаны. Продуктивные горизонты — песчаники и алевролиты даунбаинской

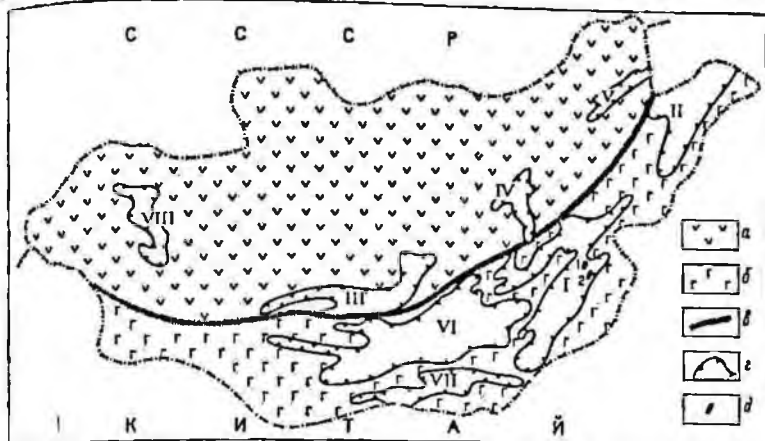


Рис. 5.3. Схема размещения нефтяных месторождений Монголии

а — области наледооной складчатости; б — области герцинической складчатости; в — крупные разрывные нарушения; г — границы НГБ и ВНГБ; I — Восточно-Гобийского НГБ, II — Тампакско-Хайларского ВНГБ, III — Долиноозерного ВНГБ, IV — Нылтгийского ВНГБ, V — Чойбалсанского ВНГБ, VI — Среднегобийского ВНГБ, VII — Южно-Гобийского ВНГБ, VIII — ВНГБ Больших озер; ж — нефтяные месторождения: 1 — Даунбаинь, 2 — Цаганальс

(готерив — баррем) и цаганцабской свит (валаанжин — готерив) на глубине 300—1500 м.

Нефти тяжелые (0,874—0,882), высокопарафиновые, смолистые с высоким содержанием бензиновых фракций (табл. 5.5, 5.6).

ЯПОНИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Татарско-Япономорский, Восточно-Японский.

Количество месторождений: нефтяных — 80, нефтегазовых — 55, газовых — 100.

Татарско-Япономорский НГБ

Здесь выявлено подавляющее большинство нефтяных и газовых месторождений Японии. Месторождения приурочены к прогибу Уэцу (НГО Уэцу) и прилегающей части акватории Японского моря (рис. 5.4). Все месторождения относятся к категории мелких. Продуктивные горизонты представлены в основном терригенными отложениями (пески, песчаники); известны залежи в вулканогенных и прокластических образованиях. Возраст продуктивных отложений — средний миоцен — плиоцен, глубина залегания — от 50 до 2500 м. Нефти месторождений Татарско-Япономорского НГБ

Рис. 5.4. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Японии

Выходы на поверхность терригенных-эвапоритовых комплексов: а — терригенит, б — мезолитских, в — эллинических, г — граница НГБ; А — Татарско-Япономорского, Б — Восточно-Японского; д — неопакиты осадочного чехла в м. Кесторожжениты; е — нефтяные, ж — амурские, з — нефтяные (1 — Сарукава, 2 — Тцушизамки, 3 — Ябаса, 4 — Пинай, 5 — Амаруме, 6 — Минами-Ага, 7 — Митцуке, 8 — Кубики, 9 — Катамачи, 10 — Нишигу, 11 — Минами-Ага, 12 — Урава, 13 — Хитачи-Синъо, 14 — Митцуке, 15 — Нисинама, 16 — Фушивара, 17 — Куроки, 18 — Секисара, 19 — Кивасаки, 20 — Нисинама, 21 — Кубики, 22 — Катамачи, 23 — Нишигу, 24 — Барато, 25 — Мобара, 26 — Кото, 27 — (Ходомоки)

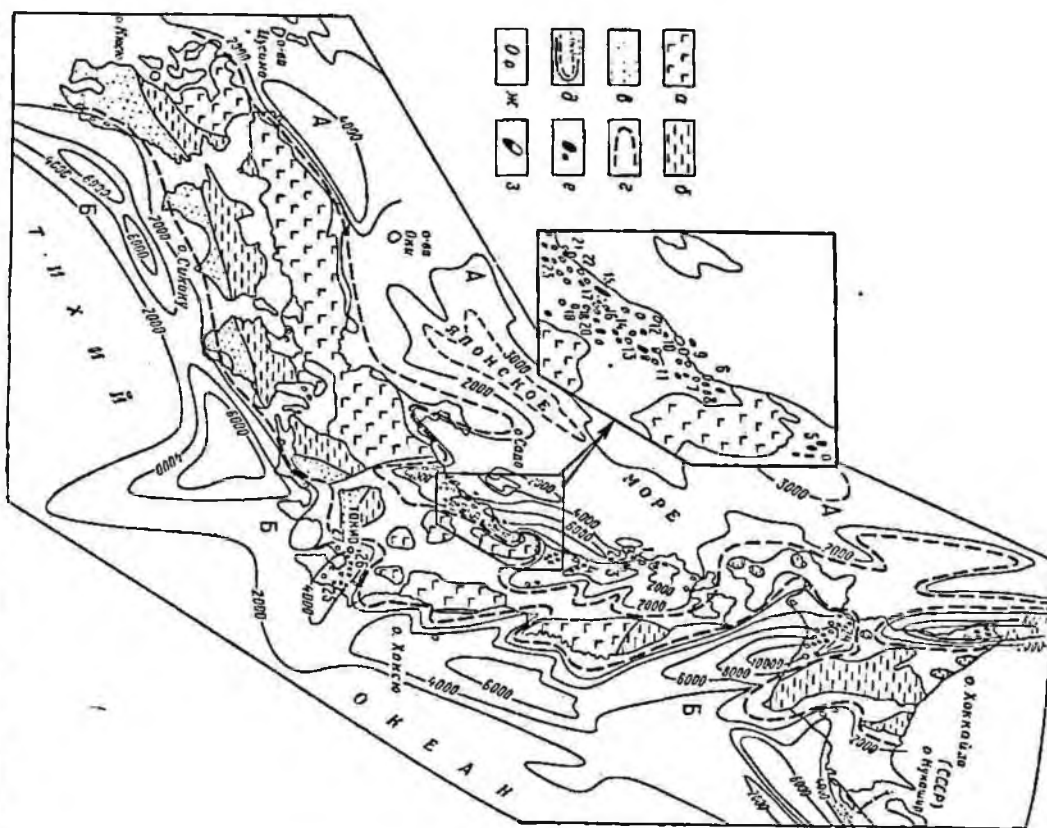


Таблица 5.7

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Японии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	t _{пл.} °С	ρ_{4}^{20}	Содержание серы, вес. %
-----------------------------	--	----------------------	---------------------	-----------------	-------------------------

Татарско-Япономорский НГБ

Сарукава, 1958	Ранний плиоцен, свита китаура	600—1280	Нет данных	0,863	0,37
	Поздний миоцен, свита фунакава		То же	0,858	0,33
Тцушизамки, 1959	Ранний плиоцен, свита тандокудан	550	»	0,876	0,35
	Поздний — средний миоцен, свита китаура-оинагава	1870—2500	»	0,849	0,34
Пинай, 1923	Ранний плиоцен, свита тандокудан;	225—1500	»	0,938	0,85
	поздний миоцен, свита фунакава		»		
Амаруме, 1959	Поздний миоцен, свита фунакава	880	»	0,816—0,858	0,27—0,32
	Поздний миоцен, свита сийя	2005—2155	102—107	0,830—0,845	0,16—0,20
Митцуке, 1958	Поздний миоцен, свита сийя	1100—1700	Нет данных	0,730—0,875	0,16
	Поздний — средний миоцен, свиты сийя, терадомари, нанатаки	520—2100	То же	0,927	0,08
Кубики, 1954	Поздний — средний миоцен, свиты сийя, терадомари, нанатаки		»	0,871	0,15
	Поздний — средний миоцен, свиты сийя, терадомари, нанатаки	975—1250	60—65	0,878—0,932	0,14—0,20
Катамачи, 1958	Поздний миоцен, свита терадомари	1470	Нет данных	0,870—0,945	0,15.
	Средний миоцен, свита нанатаки				

Восточно-Японский НГБ

Барато, 1957	Ранний плиоцен, свита тобецу	600	Нет данных	0,882	0,24
--------------	------------------------------	-----	------------	-------	------

Примечание. Содержание V и N₁ (г/10⁻⁶ ч/млн.): Сарукава, нижний плиоцен — 3,0 и 11,7, верхний миоцен — 9,0—13,5 и 5,1—18,0; Ябаса — 0,4,3 и 29,7; Амаруме — 3,6 и 1,0.

Характеристика газов месторождений Татарско-Япономорского ПГБ Японии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условие нахождения	Глубина залегания, м	Рпл, МПа	Состав газа, об. %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	
Татарско-Япономорский ПГБ															
Ябасо, 1933	Плиоцен, свита сасаока	С	2500	Нет данных	75,4	13,6	7,5						2,8	0,7	—
Накайю, 1961	Плиоцен, свита хайдзюми	С	840	То же	99,01	0,05	0,01	0,01	—	—	—	—	—	0,85	Нет данных
	Мноцен, свита сийя	ГК	1780	»	90,0	6,0	2,1				1,4			0,15	
Сипдзи, 1962	Плиоцен, свита нисляма	Р	900—1200	»	99,1	0,14	0,01								Нет данных
	Мноцен, свита сийя	Р	1780—1780	»	84,69	7,09	3,69	0,82	2,03	0,45	0,30				
	Мноцен, свита терадомари	Р	2950	»	87,25	7,79	2,58	0,47	0,67	0,21	0,14	0,02	0,74	Нет данных	
Хиракида, 1968	Мноцен, свита сийя	С	860	»	91,68	4,48	0,19	0,16	0,02	0,42	0,03	0,36	2,39	То же	
	Мноцен, свита паватани	С	1772	»	86,87	7,44	2,97	0,41	0,56	0,11	0,07	—	0,30		
Хигаси-Низигата, 1959	Плиоцен, свита нисляма	С	1100	»	88,84	0,10	0,06	0,03	0,01	—	—	—	0,88	0,01	
	Мноцен, свита сийя	С	2690	»	82,62	8,38	4,5	0,9	1,0	0,57	0,46	0,41	0,48	0,07	
Минами-Ага, 1964	Мноцен, свита сийя	ГШ	2230	»	82,05	6,33	5,51	1,48	2,24	0,86	0,62	0,37	0,32	0,16	
Хигаси-Синьо, 1959	Мноцен, свита паватани	С	1215—1265	13,2	95,75	0,79	0,02	—	—	—	—	—	0,07	3,37	
	Мноцен, свита паватани	С	1691—1710	27,0	88,53	6,23	2,37	—	—	—	0,73	—	—	0,99	
Митдзюке, 1957	Мноцен, свита паватани	С	Нет данных	Нет данных	89,01	7,07	2,60	—	—	1,32	—	—	—	—	
Нисляма, 1888	Мноцен, свита сийя	С	1782	Нет данных	40,0	—	—	0,2	—	—	—	—	0,2	48,6	
	Мноцен, свита сийя	С	2300—2345	36,8	90,42	6,3	2,08	0,39	0,47	0,19	0,12	0,02	Нет данных		
Фужикава, 1964	Мноцен, свита сийя	С	1370—1400	15,7	98,12	1,23	0,21	0,12	0,07	0,06	0,02	—	—	То же	
	Ранний плиоцен	С	1725—1761	25,1	89,22	6,79	2,23	0,46	0,59	0,28	0,15	0,18	0,11		0,03
Секихара, 1960	Мноцен, свита сийя	С	1127—1130	11,8	99,2	0,7	—	—	—	—	—	—	0,1	—	
	Плиоцен, свита нисляма	С	1011—1094	10,0	99,26	0,30	0,14	0,05	—	—	0,02	—	—	0,23	
Катагай, 1960	Плиоцен, свита нисляма	С	1165—1200	11,8	98,5	1,4	—	—	—	—	—	—	0,1	—	
	Плиоцен, свита нисляма	С	1165—1200	11,8	98,5	1,4	—	—	—	—	—	—	0,1	—	
Ниси-Нагаока, 1959	Плиоцен, свита нисляма	С	1165—1200	11,8	98,5	1,4	—	—	—	—	—	—	0,1	—	
Кубики, 1958	Мноцен, свита сийя	С	1500	Нет данных	96,3	2,9	0,1	—	—	0,4	—	—	0,3	—	
	Мноцен, свита сийя	С	1500	Нет данных	96,3	2,9	0,1	—	—	0,4	—	—	0,3	—	

Таблица 5.8
Фракционный состав нефтей месторождений Японии (об. %)

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	н. к. —200° С			Остаток
	200—300° С	300—400° С		
Татарско-Япономорский НГБ				
Сарукава; ранний пллюцен	39,5	12,0	4,5	44,0
поздний млюцен	42,0	12,0	4,5	41,5
Тцушизакки; ранний пллюцен	26,0	16,5	8,0	49,5
Ябасе; поздний — средний млюцен	37,0	16,0	7,0	40,0
Иппай; ранний пллюцен — поздний млюцен	0,5	18,0	11,0	70,5
Амарумо; поздний млюцен	46,5	16,0	6,5	31,0
Митсуке; поздний млюцен	48,0	16,0	6,0	29,0
Кубики; поздний млюцен	0,5	26,0	16,0	57,5
средний млюцен	43,4	20,4	9,3	28,9
Нипцу; средний млюцен	—	12,0	12,0	74,0

Восточно-Японский НГБ

Барато; ранний пллюцен — поздний млюцен	38,5	29,0	8,5	23,5
---	------	------	-----	------

Таблица 5.10

Характеристика водорастворенных газов Японии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	t _{пл.} °С	Состав газа, об. %					
				CO ₂	C ₂ H ₆	CO	N ₂	Ar	O ₂
Татарско-Япономорский НГБ									
Углино	Плейстоцен, свита уоупума	261	Нет данных	91,93	—	4,63	2,91	0,53	—
		525	То же	94,34	—	4,57	1,06	0,03	—
		702	»	96,49	—	3,08	0,42	0,01	—
		836	»	94,83	—	2,7	1,91	0,56	—
	Плюцен, свита хайдауме	1530	»	97,0	—	2,5	0,47	—	0,03
		1800	»	97,65	0,02	1,96	0,35	0,02	—
Восточно-Японский НГБ									
Мобара, 1912	Плюцен, свита умегаса	450	9	99,28	0,01	0,37	0,28	0,01	0,05
		272—487	5,4—9,7	99,35	0,01	0,40	0,24	—	—
Кото, 1951	свита казуса	497—1926	9,8—38	97,67	0,02	1,87	0,40	—	0,04
		623—711	12,5—14	98,24	0,02	1,21	0,45	0,02	0,06
Ходогоя	Плюцен, свита кото	946—1565	19—30,2	98,09	1,45	0,04	0,04	0,01	0,37
		359—600	7,1—12	64,9	0,47	2,45	32,1	0,05	0,03

равнообразны по плотности, общей чертой их являются низкая сорпционность (табл. 5.7, 5.8). Для газов характерно увеличение содержания гомологов метана с увеличением стратиграфического и гипсометрического уровней залежей (табл. 5.9).

Восточно-Японский НГБ

Нефтяные и газовые месторождения располагаются в небольших по размерам межгорных впадинах, выделяемых в качестве нефтегазовоспых областей. Так, в НГО Канто открыто 20 месторождений водорастворенного газа. Залежи приурочены к пескам и слабоцементированным песчаникам плиоцена и плейстоцена. Сохранность залежей обеспечивается непроницаемыми аргиллитами. Глубины залегания скоплений меняются от 250 до 2200 м. Газы этих залежей почти нацело состоят из метана. Исключение составляет газ месторождения Ходогойя, где отмечено высокое содержание азота (табл. 5.10).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

к разделу «Центральная Азия и Дальний Восток»

- Геологическое строение МНР. М., Гостоптехиздат, 1959. 348 с.
Автор.: В. Г. Васильев, В. С. Волхонин, Г. Л. Гришин и др.
- Геология и минеральные ресурсы Японии. М., Изд-во иностр. лит., 1961. 267 с.
- Чжан Ган. О месторождениях нефти в провинции Сычуань. — «Разведка нефти», 1958, № 18, с. 14—26.
- Чжан Гэн, Чжен Цин-да, П. П. Забаринский. Нефтяные и газовые месторождения Китайской Народной Республики. М., Гостоптехиздат, 1958. 271 с.
- Stanfield John. Mainland China gearing up to boost oil exports. The oil and gas Aug. 11, 1975, p. 21—24.
- Ikebe Y., Ishiwada Y., Kawai K. Petroleum geology of Japan. Miner. Res. Devel., Ser. UN, 1967, No. 26/1, p. 225—234.
- Kawai K. Natural gas geology of the southern Kanto region, Japan. Miner. Res. Devel., Ser. UN, 1967, No. 26/1, p. 235—249.
- Kawai K., Totani S. Some relationships between crude oil properties and geology in the Kubiki (Katamachi) gas and oil field, Japan. Jap. Assoc. Petrol. Technol., 1970, vol. 35, No. 1, p. 19—25.
- Kawai K., Totani S. Relationships between crude oil properties and geology in some oil and gas fields in the Niigata basin, Japan. Chem. Geol., 1971, vol. 8, No. 3, p. 219—246.
- Meyerhoff A. A. Developments in Mainland China, 1949—1968. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 54/8, 1970, p. 1567—1580.
- Nishijima S. Geological consideration on the characteristics of natural gas. Jap. Assoc. Petrol. Technol., 1969, vol. 34, No. 1, p. 14—25.

Сведения о характеристике нефтей и газов региона весьма неполные и касаются главным образом Индонезии, Малайзии и Брунея. По Филиппинам приводятся данные об основных нефтегазопроявлениях.

БИРМА

Нефтегазоносный бассейн: Иравадийско-Андаманский.

Количество месторождений: нефтяных — 10, газовых — 3, газо-нефтяных и нефтегазовых — 4.

Продуктивные горизонты — миоценовые и олигоценовые песчаники на глубине 200—2500 м.

Нефти месторождений Бирмы легкие и средние (0,816—0,850), высокопарафиновые (8—10%), смолистые (7,5—8%).

Основными эксплуатируемыми нефтяными месторождениями являются Ланива-Чаук и Енангъяунг (рис. 6.2).

Месторождение Ланива-Чаук (открыто в 1901 г.) приурочено к песчаникам свиты падаунг (олигоцен) на глубине 360—1500 м и содержит более 30 продуктивных горизонтов. Плотность нефти 0,817; содержание смол 7,53%; начало кипения 50° С. Выход фракций

$$\left(\begin{array}{c} \text{фракция, } ^\circ\text{C} \\ \text{выход, об. \%} \end{array} \right):$$

п. к. — 150	150—300	300
30,8	35,6	33,6

С глубиной отмечается рост плотности нефти и уменьшение содержания легких фракций.

Месторождение Енангъяунг (открыто в 1887 г.) содержит более 50 продуктивных пластов песчаников в отложениях миоцена (свиты кьяункок и пъяубве) и олигоцена (свиты окминтаунг и падаунг)

на глубинах от 200 до 1650 м. Пластовое давление на глубине 1525 м составляет 13,5—14,0 МПа. Плотность нефти 0,830; содержание смол 7,5%, начало кипения 55° С. Фракционный состав

$$\left(\begin{array}{c} \text{фракция, } ^\circ\text{C} \\ \text{выход, об. \%} \end{array} \right):$$

п. к. — 150	150—300	300
20,0	40,0	40,0

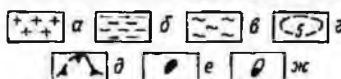
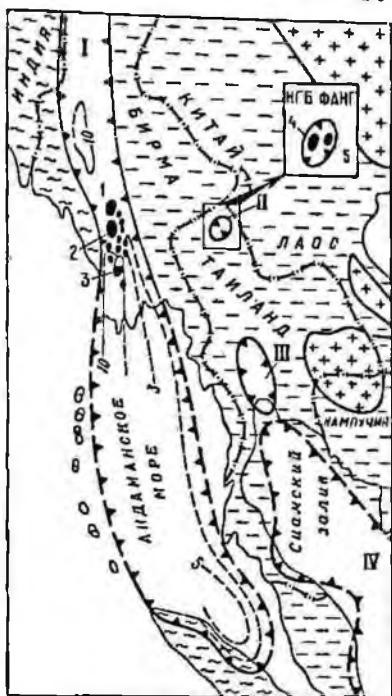
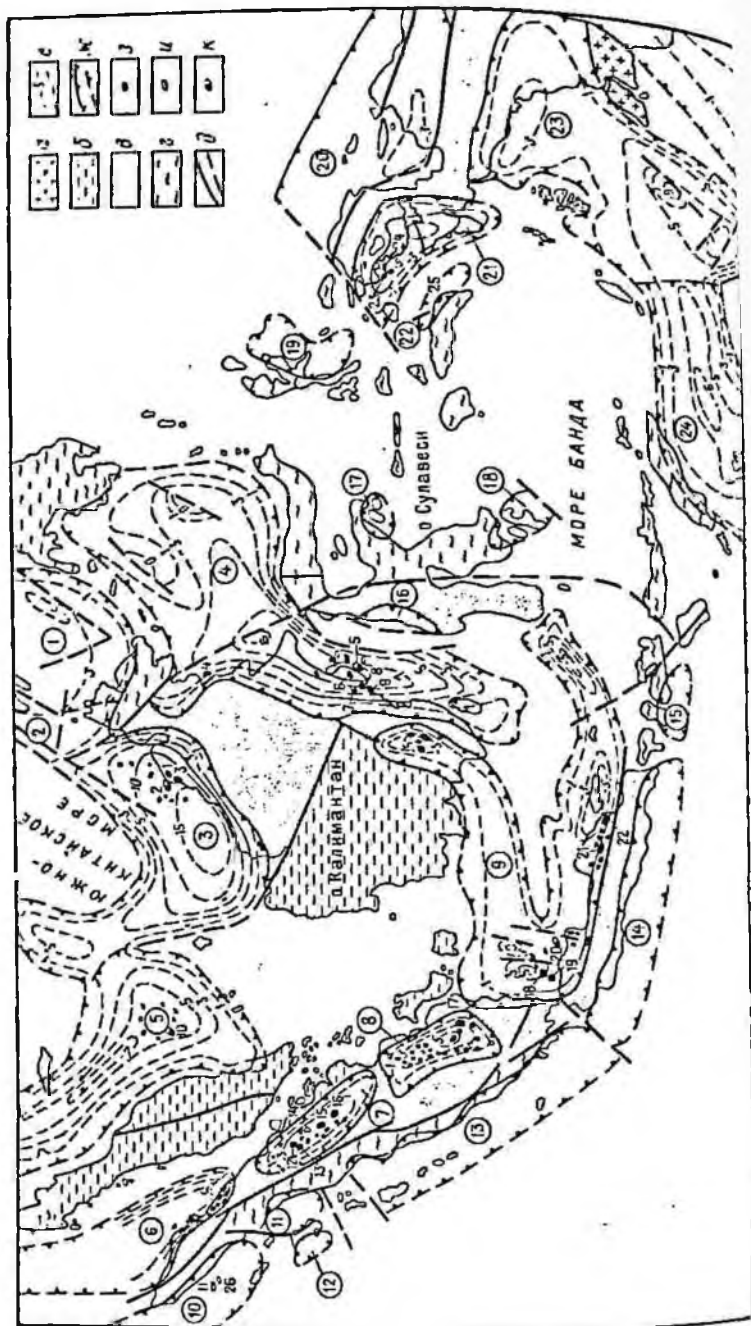


Рис. 6.2. Карта размещения нефтяных и газовых месторождений Бирмы и Таиланда

Области выходов на поверхность или неглубокого залегания геосинклинально-силадчатых комплексов: а — байкальского и добайкальского, б — палеозойского и мезозойского, в — кайнозойского и современного; г — изогипсы фундамента в км; д — границы НГБ и ВНГБ на суше и на море (гункитр) (бассейны: I — Иравадийско-Андаманский НГБ, II — Фанг НГБ, III — Менамский ВНГБ, IV — Сямский НГБ); месторождения: е — нефтяные, ж — нефтегазовые и газофитимы (I — Ланива-Чаук, з — Енангъяунг, и — Пьяла, на врезке: 4 — Фанг, 5 — Мап-Сун)



Месторождение Пьяя (открыто в 1918 г.) содержит газовую залежь на глубине 770 м. Содержание CH_4 88,1, CO_2 0,3%.

БРУПЕЙ

Нефтегазоносный бассейн: Саравакский.

Количество месторождений: нефтяных — 4, газовых — 1, нефтегазовых — 1.

Продуктивны пески и песчаники плиоцена (свита серия и лианг) и верхнего миоцена (свита мири) на глубине 90—2700 м.

Крупнейшие месторождения — Серия и Юго-Западная Ампа (рис. 6.3). Остальные относятся к категории средних и мелких.

Месторождение Серия открыто в 1928 г. Нефтеносны песчаники свит серия и лианг (24 продуктивных горизонта) на глубине 250—2700 м. Плотность нефти 0,84—0,94, вязкость 35 сПа (при 28° С). Нефть малосернистая (0,1%), высокопарафиновая (7,5%).

Фракционный состав ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \% ; } \rho_4^{20}}$):

н. к.—100	100—200	200—300	300—400
7,9; 0,668	29,2; 0,789	34,3; 0,856	11,7; 0,883
400—500	остаток		
9,4; 0,904	7,5; 0,990		

ИНДОНЕЗИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Иравадийско-Андаманский, Центральносуматрийский, Южно-Суматрийский, Никобарский, Северо-Яванский, Восточно-Калимантанский, Серамский, Вогелкоп, Ирианский (рис. 6.3).

Количество месторождений: нефтяных — 218, газовых — 26, газонефтяных и нефтегазовых — 29.

Иравадийско-Андаманский НГБ

Открыто 25 нефтяных, 6 газовых и газоконденсатных и 2 нефтегазовых месторождения.

Нефтегазоносны песчаники плиоцена (свита нижний и средний палембанг) и миоцена (горизонт телиса). Основной продуктивный горизонт кеутапанг (свита нижний палембанг) залегает на глубине 1000—2000 м.

Нефти легкие, реже средние (0,783—0,852), малосернистые.

Рис. 6.3. Карта рампацки нефтяных и газовых месторождений в Брунее, Индонезии и Малайзии. Области выделены на основании геологических исследований. 1 — Саравакский, 2 — Саравакский, 3 — Саравакский, 4 — Саравакский, 5 — Саравакский, 6 — Саравакский, 7 — Саравакский, 8 — Саравакский, 9 — Саравакский, 10 — Саравакский, 11 — Саравакский, 12 — Саравакский, 13 — Саравакский, 14 — Саравакский, 15 — Саравакский, 16 — Саравакский, 17 — Саравакский, 18 — Саравакский, 19 — Саравакский, 20 — Саравакский, 21 — Саравакский, 22 — Саравакский, 23 — Саравакский, 24 — Саравакский, 25 — Саравакский, 26 — Саравакский, 27 — Саравакский, 28 — Саравакский, 29 — Саравакский, 30 — Саравакский, 31 — Саравакский, 32 — Саравакский, 33 — Саравакский, 34 — Саравакский, 35 — Саравакский, 36 — Саравакский, 37 — Саравакский, 38 — Саравакский, 39 — Саравакский, 40 — Саравакский, 41 — Саравакский, 42 — Саравакский, 43 — Саравакский, 44 — Саравакский, 45 — Саравакский, 46 — Саравакский, 47 — Саравакский, 48 — Саравакский, 49 — Саравакский, 50 — Саравакский, 51 — Саравакский, 52 — Саравакский, 53 — Саравакский, 54 — Саравакский, 55 — Саравакский, 56 — Саравакский, 57 — Саравакский, 58 — Саравакский, 59 — Саравакский, 60 — Саравакский, 61 — Саравакский, 62 — Саравакский, 63 — Саравакский, 64 — Саравакский, 65 — Саравакский, 66 — Саравакский, 67 — Саравакский, 68 — Саравакский, 69 — Саравакский, 70 — Саравакский, 71 — Саравакский, 72 — Саравакский, 73 — Саравакский, 74 — Саравакский, 75 — Саравакский, 76 — Саравакский, 77 — Саравакский, 78 — Саравакский, 79 — Саравакский, 80 — Саравакский, 81 — Саравакский, 82 — Саравакский, 83 — Саравакский, 84 — Саравакский, 85 — Саравакский, 86 — Саравакский, 87 — Саравакский, 88 — Саравакский, 89 — Саравакский, 90 — Саравакский, 91 — Саравакский, 92 — Саравакский, 93 — Саравакский, 94 — Саравакский, 95 — Саравакский, 96 — Саравакский, 97 — Саравакский, 98 — Саравакский, 99 — Саравакский, 100 — Саравакский.

Центральносуматринский НГБ

Выявлено 38 нефтяных, 1 газовое и 1 нефтегазовое месторождение. Наиболее крупные — Минас и Лирик.

Нефтегазоносны песчаники нижнего плиоцена и миоцена на глубине 500—2000 м.

Нефти средние и тяжелые, малосернистые (табл. 6.1—6.3).

Южно-Суматринский НГБ

Обнаружено 69 нефтяных, 4 нефтегазовых и 5 газоконденсатных месторождений.

Продуктивны песчаники и известняки миоцена и плиоцена на глубине 50—2000 м.

Месторождение Абаб открыто в 1951 г. Нефтеносны песчаники свиты нижний палембанг на глубине 1825 м. Плотность нефти 0,812—0,855, вязкость 30 сПз (при 10°С). Фракционный состав нефти ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.—200}}{55}$; $\frac{200—300}{15}$; $\frac{300—500}{9}$; $\frac{\text{остаток}}{21}$.

Никобарский НГБ

Выявлено 2 газовых месторождения в отложениях миоцена на глубине 1200—2000 м (Меулабах и Кеудапас).

Северо-Яванский НГБ

Открыто 54 нефтяных, 2 газовых и 13 нефтегазовых месторождений. Наиболее крупные — Арджуна, Сигта, Китту.

Основные продуктивные горизонты — плиоцен-миоценовые песчаники свит нижний и средний калибенг (на востоке бассейна) и миоценовой свиты бонджонгманяк (на западе).

Нефти характеризуются разной плотностью и низким содержанием серы (табл. 6.1). Фракционный состав нефти месторождения Кавенганг ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.—200}}{22}$; $\frac{200—300}{35}$; $\frac{300—500}{18}$; $\frac{\text{остаток}}{25}$.

Фракционный состав нефти месторождения Кути-Крука ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.—200}}{17}$; $\frac{200—500}{50,5}$; $\frac{\text{остаток}}{32,5}$.

Востошно-Калимантанский НГБ

Известно 19 нефтяных, 9 нефтегазовых и газонефтяных и 9 газовых месторождений.

Продуктивны главным образом песчаные отложения верхнего миоцена — плиоцена.

Месторождение Аттака открыто в 1969 г. на глубине 914—3410 м. Плотность нефти 0,849, содержание серы 0,05%, вязкость 34,6 сПз (при 38°С).

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Индонезии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина заглаживания, м	μ (°С), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти	
					сера *	вокс *
						V **
Центральносуมาตราиский НГБ						
Бекасал, 1955	Млоцен, горизонт телеса	763	115 (37,8)	0,872	0,17	2,6
Пематанг, 1955	Млоцен	930—1900	Нет данных	0,860	0,10	Нет данных
Дури, 1940	Ранний — средний млоцен, горизонты батураджа и нижний телеса	1533	661 (37,8)	0,938	0,18	3,7
Минас, 1944	Ранний — средний млоцен, горизонты батураджа и нижний телеса	732	92 (37,8)	0,861	0,1	4,5
Лирит, 1938	Млоцен, горизонт телеса	549	Нет данных	0,855	0,08	Нет данных
Северо-Иванский НГБ						
Сигта, 1939	Млоцен, свита бондрокта- шик	1114—1167	22 (50)	0,857	0,07	Нет данных
Китту, 1970	Млоцен, свита калибонг	943—997	1,0 (50)	0,954	0,18	То же
Арджуна, 1970	Млоцен	671—1400	4,3 (37,8)	0,842	0,10	»
Кавенган, 1926	Млоцен, свита корек и ниж- ний калибонг	525—810	40 (25)	0,812	—	»
Кутти-Крука, 1926	Млоцен, свита калибонг	291—480	Нет данных	0,920	—	»

* Вес. %
** 10⁻³ г/млн.

Фракционный состав нефтей месторождений Индонезии

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. н. — 100°С		100—200°С		200—300°С		300—375°С		375—435°С		Остаток	
	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}
Центральносуматрийский НГБ	4,2	0,710	12,1	0,759	21,7	0,819	10,3	0,858	8,5	0,887	40,2	0,924
Бекасан; миоцен, горизонт теласа	—	—	12,4	0,763	16,1	0,822	10,2	0,849	5,6	0,861	55,7	0,922
Пематанг; миоцен	—	—	4,5	0,787	13,2	0,864	9,2	0,910	10,0	0,929	63,1	0,968
Дури; ранний — средний миоцен, горизонты батураджа и нижний теласа	4,6	0,664	14,0	0,750	18,4	0,811	10,3	0,838	14,9	0,863	37,8	0,952
Минас; ранний — средний миоцен, горизонты батураджа и нижний теласа												

Таблица 6.3

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Индонезии (об. %)

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. н. — 200°С			200—350°С			
	Метанолы	Нафтеновые	Ароматические	Выход	Метиловые	Нафтеновые	Ароматические
Бекасан; миоцен, горизонт теласа	60	32	8	26,1	61	22	17
Пематанг; миоцен	51	41	8	21,4	59	29	12
Дури; ранний — средний миоцен, горизонты батураджа и нижний теласа	46	73	11	18,0	48	49	33
Минас; ранний — средний миоцен, горизонты батураджа и нижний теласа	60	32	8	28,7	60	22	18

Месторождение Баликпапан (открыто в 1903 г.) выявлено на глубине 225 м. Плотность нефти 0,863, вязкость 30 сПа (при 38° С). Фракционный состав ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{в. к.}-200}{20}$; $\frac{200-300}{38}$; $\frac{300-500}{6}$.

^{36,0} Месторождение Памузиан (открыто в 1906 г.) содержит до 15 нефтеносных горизонтов в плиоценовой свите таракан на глубине от 50 до 1130 м. В верхних горизонтах нефть тяжелая (0,945), вязкостью 90 сПа (при 10° С), в нижних — легкая, парафиновая.

На месторождении Бадак (открыто в 1971 г.) продуктивные горизонты выявлены на глубине 2000—3000 м. Плотность нефти 0,830, содержание серы 0,05%.

Месторождение Самбоджа (открыто в 1970 г.) содержит нефть на глубине 65—720 м (5 горизонтов). Плотность нефти 0,851—0,941. В трех верхних горизонтах нефть парафиновая.

Месторождение Ангапа открыто в 1902 г. на глубине 116—975 м. Плотность нефти уменьшается с глубиной от 0,930 до 0,860. Групповой углеводородный состав нефти ($\frac{\text{фракция в. к.}-200^\circ\text{C, об. \%}}{\text{фракция 200}-350^\circ\text{C, об. \%}}$): метановые $\frac{70}{88}$; нафтеновые $\frac{12}{1}$; ароматические $\frac{18}{41}$.

Серамский НГБ

Открыто одно нефтяное месторождение Була (1887 г.). Продуктивны песчаники плиоцена на глубине 700—800 м и подстилающие их песчано-глинистые отложения триаса. Плотность нефти 0,896, вязкость 17,5 сПа (при 38° С), содержание серы 2,54%.

НГБ Вогелкоп

Выявлено 12 нефтяных месторождений. Продуктивны рифогенные известняки свиты класафет (верхний миоцен) на глубине 90—1200 м.

Месторождение Джая открыто в 1972 г. на глубине 975—1000 м. Нефть легкая (0,810), малосернистая (0,44%), вязкость ее 2,4 сПа (при 50° С).

Месторождение Касим (открыто в 1972 г.) выявлено на глубине 1055—1181 м. Плотность нефти 0,898, содержание серы 1,06%, вязкость 13,75 сПа (при 50° С).

Прианский НГБ

В шельфовой части бассейна открыто 1 газовое месторождение на глубине 2000 м в отложениях неогена.

МАЛАЙЗИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Саравакский, Спамский. Количество месторождений: нефтяных — 13, газовых — 6, нефтегазовых — 2.

Саравакский НГБ

Открыто 9 нефтяных и 2 газовых месторождения. Основные продуктивные горизонты — песчаники плиоцена (свита серия) и верхнего миоцена (свита мирр) на глубинах от 90 до 3000 м (в среднем, 2000 м).

Наиболее крупное месторождение — Мирр, открыто в 1910 г. (рис. 6.3). Нефтеосны песчаники свиты мирр на глубине 90—1881 м (18 пластов). Плотность нефти 0,895—0,900, вязкость 34 сПз (при 15°С), содержание серы 0,15%. Фракционный состав нефти (фракция, °С): $\frac{\text{п. к.} - 200}{\text{выход, об. \%}}$: $\frac{18,5}{7,5}$; $\frac{200-300}{24,0}$; $\frac{300-500}{50,0}$; остаток. Групповой углеводородный состав (фракция п. к.—200°С, фракция 200—300°С, об. %): метановые $\frac{43}{50}$, нафтеповые $\frac{27}{25}$, ароматические $\frac{30}{25}$.

Смамский НГБ

Выявлено 4 нефтяных, 4 газовых и 2 нефтегазовых месторождения. Продуктивны песчаники неогена на глубине 1700—3600 м.

Нефтегазовое месторождение Сантонг (открыто в 1972 г.) содержит малосернистую нефть плотностью 0,825—0,845 на глубине 2371—2797 м.

ТАИЛАНД

Нефтегазоносный бассейн: Фанг.

Количество месторождений: нефтяных — 2.

Продуктивные горизонты — песчаники свиты чайпракорн (плиоцен).

Месторождение Фанг открыто в 1958 г. на глубине 200 м. Плотность нефти 0,959, содержание серы 0,28%.

Месторождение Ман-Сун (открыто в 1963 г.) содержит нефть плотностью 0,870 на глубине 650 м.

Оба месторождения мелкие, начальные извлекаемые запасы составляют 0,03 и 0,2 млн. т.

ФИЛИППИНЫ

Нефтегазоносные бассейны: Кагаян, Себу-Лейте, Пампанга.

Количество месторождений: нефтяных — 6, газовых — 4.

Продуктивными горизонтами являются песчаники и известняки миоцена на глубинах от 200 до 1500 м. Месторождения мелкие, их разработка производилась в отдельные годы. В настоящее время они не эксплуатируются.

Во многих бассейнах широко распространены нефтепроявления, характеристика которых приводится в табл. 6.4.

На севере о-ва Себу на структуре Даанбантаян (рис. 6.4) в скважине с глубины 623—633 м (известняки барилы) и 1170 м (известняки майнгит) получен приток газа. Состав газа (в %): CH_4 —

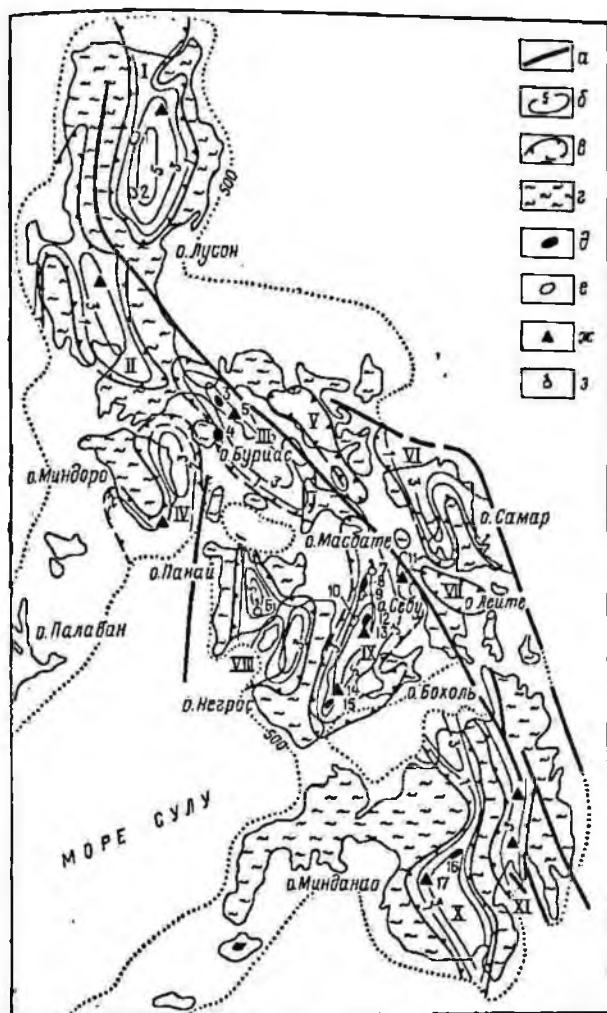


Рис. 6.4. Схема размещения месторождений и нефтегазовыявленияй Филиппин

а — крупные разрывные нарушения; б — неопакиты кайнозойского осадочного чехла в км; в — границы НГБ и ВНГБ: I — НГБ Кегаян, II — ВНГБ Лампага, III — Бондокского ВГБ, IV — Табласского ВНГБ, V — ВНГБ Юго-Восточного Лусона, VI — Самарского ВНГБ, VII — Восточно-Лейтского ВНГБ, VIII — ВНГБ Илоило, IX — НГБ Себу-Лейте, X — НГБ Котабато, XI — ВНГБ Агусан-Давао; ж — поднятия современных геосинклиналей; месторождения: ж — нефтяные, е — газовые; з — проявления современных геосинклиналей; месторождения и нефтегазовыявления: 1 — Тумаумия; 2 — Ипил; 3 — Бондок; 4 — Бу-рлас; 5 — Бохай; 6 — Джаниуай; 7 — Даанбаитаян; 8 — Майя; 9 — Барцили; 10 — Бого; 11 — Виллаба; 12 — Толедо; 13 — Толедо; 14 — Алегрия; 15 — Алегрия; 16 — Котабато; 17 — Цидатауи

Характеристика нефтепроявлений и месторождений Фиджиини

Месторожде- ние и название нефтепроявле- ния	Возраст и направление отложения	Глубина залегания, мил, м	ρ_d^{20}	Сред. вес. %	Испра- вления, вес. %	Фракционный состав						Оста- ток		
						н. в. - 150° С		150-300° С		300-400° С			Испр. ост., об. %	Испр. ост., об. %
						ис- ход., об. %	ρ_d^{20}	ис- ход., об. %	ρ_d^{20}	ис- ход., об. %	ρ_d^{20}			
П-ов Боцдок Бохай 1	Поздний мио- цен, сланцы бакау	37	0,826	Нет данных	8,1	37,0	0,756	47,1	0,832	13,9	Нет данных	2,0		
Бохай 2	-	90	0,832	Нет данных	-	30,4	0,769	50,9	0,833	45,1	0,900	3,6		
О-л Лейте Виллаба	Ранний мио- цен, песчаный тогпокот	На поверх- ности	0,859	Нет данных	8,14	5,4	Нет данных	33,7	Нет данных	55,3	Нет данных	5,6		
О-в Субу Толеро	Ранний мио- цен, мелубог	240	0,855	Нет данных	-	6,2	0,762	42,32	0,832	38,3	0,901	13,17		
Алегрия	Ранний мио- цен, мелубог	330	-	Нет данных	-	17,5	Нет данных	30,5	Нет данных	35,0	Нет данных	17,0		
О-в Миндано Пидатаун	На контакте позднего мио- цена с эффу- зивами	На поверх- ности	0,930	1,56	Нет данных	-	-	45,0	Нет данных	49,5	Нет данных	5,5		

97,53; C_2H_6 — 1,06; C_3H_8 — 0,15; $i-C_4H_{10}$ — 0,06; $n-C_4H_{10}$ — 0,98;
 $i-C_5H_{12}$ — 0,16; $n-C_5H_{12}$ — 0,04; C_6H_{14} — 0,02.

На о-ве Панай из скважины Джаншуй из песчаников олигоцена
получен приток газа (в %): CH_4 — 89,4; H_2 — 5,2; CO_2 — 0,6;
 N_2 — 4,3.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

к разделу «Юго-Восточная Азия»

- Ван-Нес К., Ван-Вестен Х. Состав масляных фракций нефти
и их анализ. М., Изд-во геол. лит., 1954. 471 с.
- Велпекерс И. Бассейн Южной Суматры. — В кн.: Распространение
нефти. М., Гостоптехиздат, 1961, с. 524—532.
- Кучакин А. В. Общие черты геологического строения и нефтяные
месторождения Бирмы. — «Труды ВНИГНИ», 1953, вып. 3, 226 с.
- Шяуб Х., Джексон А. Нефтегазоносный бассейн Северо-Западного
Малакканджа. — В кн.: Распространение нефти. М., Гостоптехиздат, 1961,
с. 433—504.
- Irving C. M. Geological History and Petroleum Possibilities of the Philip-
pines. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1952, vol. 36, No. 3, p. 634—645.
- Tainsh H. R. Tertiary Geology and Principal Oil Fields of Birma. Bull.
Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1950, vol. 34, No. 55, p. 823—855.
- Weeda J. Oil basin of East Java. In: Habitat of Oil. Amer. Assoc. Petrol.
Geol., 1958, p. 1337—1346.
- Weeda J. Oil of coast Borneo. In: Habitat of Oil. Amer. Assoc. Petrol.
Geol., 1958, p. 1337—1346.

7. Австралия и Океания

Промышленная нефтегазоносность установлена в Австралии, Папуа Новой Гвинее и в Новой Зеландии. Здесь открыто 16 нефтяных, 67 газовых и 28 газонефтяных и нефтегазовых месторождений. Большинство месторождений — мелкие и средние, 11 месторождений — крупные и крупнейшие.

В разделе приводятся сведения по всем нефтегазодобывающим странам региона, причем наиболее полно охарактеризованы газовые месторождения.

АВСТРАЛИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Боуэн-Сурат, Карнарвон, Гипсленд, Внутренний Восточно-Австралийский, Кэннинг, Перт, Амадес, Броуз, Бонапарт-Галф, Кларенс-Мортон-Экс (рис. 7.1).

Количество месторождений: нефтяных — 21, газовых — 72, газонефтяных и нефтегазовых — 24.

НГБ Боуэн-Сурат

Выявлено 4 нефтяных, 28 газовых и 7 нефтегазовых месторождений (рис. 7.2). Из них более 20 месторождений сосредоточено в пределах сводового поднятия Рома.

Продуктивны песчаники юры, триаса, перми и слабо метаморфизованные песчано-глинистые отложения девона (газонефтяное месторождение Прингл-Даунс) на глубинах от 500 до 3050 м. Нефти легкие и средние, малосернистые с высоким содержанием легких фракций (табл. 7.1—7.3).

В составе газов некоторых месторождений содержание CO_2 достигает 23,61% (месторождение Уэстгроув) (табл. 7.4).

НГБ Карнарвон

Открыто 2 мелких нефтяных, 3 газовых и 1 среднее нефтегазовое месторождения. Нефти легкие и средние, малосернистые (табл. 7.1—7.3). Газ месторождения Барроу содержит 10,1% неуглеводородных компонентов (табл. 7.4).

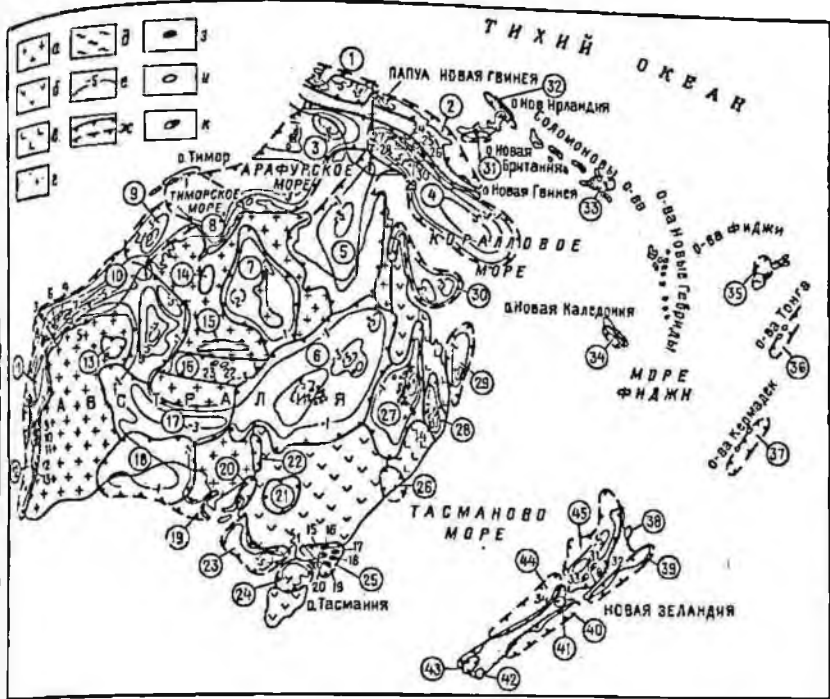


Рис. 7.1. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Австралии и Океании

Области выходов на поверхность или неглубокого залегания геосинклинально-складчатых комплексов: а — байнальского и добайнальского, б — каледонского, в — герцинского, г — казойского, д — современного, е — изогипсы фундамента в км; ж — границы НГБ и ВНГБ на суше и на море (цифры в кружках): 1 — Ирианского НГБ, 2 — Северо-Гвинейского НГБ, 3 — Арафурского НГБ, 4 — НГБ Папуа, 5 — ВНГБ Карпентария, 6 — Внутреннего Восточно-Австралийского НГБ, 7 — ВНГБ Джорджия, 8 — НГБ Бонапарт-Галф, 9 — НГБ Бруа, 10 — НГБ Кенянг, 11 — НГБ Карнарвон, 12 — НГБ Перт, 13 — ВНГБ Фортескью, 14 — ВНГБ Виктория, 15 — ВНГБ Нелли, 16 — НГБ Амадес, 17 — ВНГБ Оффисер, 18 — ВНГБ Юнла, 19 — ВНГБ Дакруа, 20 — ВНГБ Сент-Винсент, 21 — ВНГБ Марри, 22 — ВНГБ Пирри-Торрелло, 23 — ВНГБ Огуэй, 24 — ВНГБ Басо, 25 — НГБ Гяпсленд, 26 — ВНГБ Сидней, 27 — НГБ Боуэн-Суат, 28 — НГБ Кларенс-Мортон-Эск, 29 — ВНГБ Марбаро, 30 — ВНГБ Лора, 31 — Новобританского НГБ, 32 — Новозеландского НГБ, 33 — ВНГБ Малаита-Гуодалканал, 34 — Новокаледонского НГБ, 35 — Блэй-Уотер ВНГБ, 36 — ВНГБ Тонга, 37 — ВНГБ Кермадек, 38 — ВНГБ Гроймаус, 39 — Восточно-Прибрежного НГБ, 40 — ВНГБ Кеатерберга, 41 — НГБ Мурчисон, 42 — ВНГБ Байя, 43 — ВНГБ Файрфанс, 44 — Западно-Прибрежного НГБ, 45 — Таранаки НГБ; месторождения: (месторождения бассейнов Внутреннего Восточно-Австралийского и Боуэн-Суат см. на рис. 7.2): з — нефтяные, и — газовые, к — нефтяногазовые и газонефтяные (1 — Суэй-Лорд, 2 — Смот-Риф, 3 — Ронниа, 4 — Порт-Рейниа, 5 — Леонард, 6 — Гуджи, 7 — Шидней, 8 — Барроу, 9 — Ярларлио, 10 — Довгара, 11 — Мондара, 12 — Ульстер, 13 — Джин-Джин, 14 — Хогарт, 15 — Барракута, 16 — Лейкс-Энтрайс, 17 — Марлин, 18 — Халлбут, 19 — Кинфилл, 20 — Снаппар, 21 — Голден-Бич, 22 — Палм-Валли, 23 — Маржа, 24 — Йежи, 25 — Бвата, 26 — Пури, 27 — Варикова, 28 — Куру, 29 — Юраму, 30 — Паско, 31 — Мотурра, 32 — Капуни, 33 — Мауи, 34 — Блануотер)

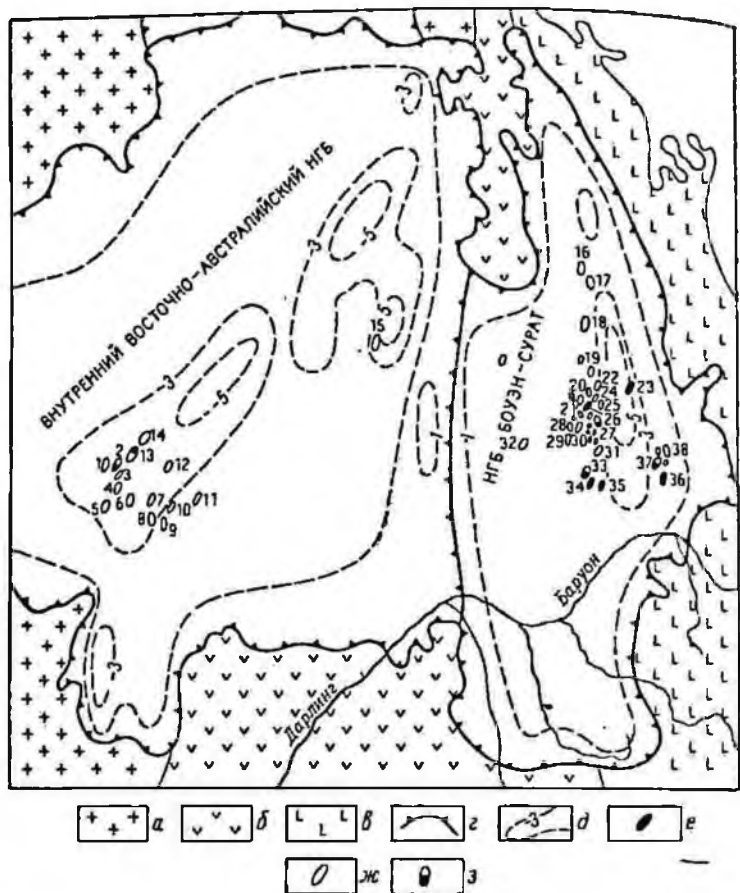


Рис. 7.2. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений западной части Внутреннего Восточно-Австралийского бассейна и НГБ Боуэн-Сураг

Область выходов на поверхность или неглубокого залегания геосинклиналино-складчатых комплексов: а — байнальского и добайнальского, б — каледонского, в — герцидского; в — границы нефтегазовых бассейнов; в — выходы фундамента в км; месторождения: * — нефтяные, ж — газовые, з — нефтегазовые и газонефтяные (НГБ Внутренний Восточно-Австралийский: 1 — Брогла, 2 — Гирравара, 3 — Мерямелла, 4 — Гиджелла, 5 — Даралайнга, 6 — Муумба, 7 — Делла, 8 — Стржелески, 9 — Тулахи, 10 — Барке, 11 — Роуенф, 12 — Паскалли, 13 — Мадранджа, 14 — Кувати, 15 — Гилмор; НГБ Боуэн-Сураг: 16 — Артурус, 17 — Ролстон, 18 — Уэстроуз, 19 — Плазент-Хилс, 20 — Расли, 21 — Хоспитал-Хилл, 22 — Пайн-Ридж, 23 — Конлон, 24 — Ричмонд, 25 — Шикалджикан, 26 — Грфтов-Рейндж, 27 — Вольюмбила, 28 — Тэрравонга, 29 — Кингвора, 30 — Привил-Даус, 31 — Нурпиду, 32 — Бони-Крик, 33 — Майнор, 34 — Бокслайд, 35 — Альтов, 36 — Муни, 37 — Кэбвин, 38 — Беннет)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Австралии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Р.пл., МПа (пл.) °С (37,8° С)	ρ ₂₀ г/см ³	Содержание в нефти				
					серы *	асфаль- тоны *	волок *		
НГБ Боуэн-Сураг									
Конлок, 1964	Ранняя юра, свита эвор- тин	1438—1444	41,4	63	0,879	0,03	0,15	0,2	1
Ргачоки, 1963	Ранняя юра, свита пресп- шс	1000—1281	43,0	74	0,813	<0,1	<0,05	Нет данных	Нет данных
Альгон, 1964	Ранняя юра, свита эвор- тин, горизонт Боквелл	1808—1854	43,1	70	0,778	0,02	0,07	0,2	Нет данных
Муши, 1961	Ранняя юра, свита пресп- шс	1880—1892	47,5	68	0,781	0,02	0,42	0,3	2
Кэбвин, 1961	Пермь, серия кланта	2977—3051	49,9	95	0,792	0,05	0,41	0,2	1
НГБ Карнарвон									
Барроу, 1964	Ранний мел, свиты вин- дейла и мьюдеронг	670	Нет данных	65	0,889	0,02	0,05	0,2	Нет данных
НГБ Перт									
Ярдаришо, 1964	Ранний триас — поздия пермь, свиты вагина и кокати	2245—2300	23,0	90	0,827	0,4	<0,05	Нет данных	Нет данных
НГБ Гупсленд									
Лейкс-Энтракс, 1924	Олигоцен — эоцен, свита лейкс-энтракс	320	4,2	29	0,959	0,44	Нет данных	3,9	Нет данных
Халибут, 1967	Эоцен — палеоцен, серия летроуб-волли	2560	23,9	104	0,817	0,16	0,21	0,8	То же
Кипфш, 1967	Эоцен, серия летроуб-вал- ли	2500—2670	24,2	102	0,800	0,12	Нет данных	0,2	*

* Вес. %.

** 10-6 г/мл.

Фракционный состав нефтей месторождений Австралии

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—425° С		Остаток	
	вы-ход, об. %	ρ_4^{30}	вы-ход, об. %	ρ_4^{30}	вы-ход, об. %	ρ_4^{30}	вы-ход, об. %	ρ_4^{30}	вы-ход, об. %	ρ_4^{30}	вы-ход, об. %	ρ_4^{30}
НГБ Боуэн-Сурат												
Ковлон; рашля юра, свита пресиние	—	0,670	12,8	0,779	46,0	0,870	17,7	0,910	11,7	0,920	11,2	0,925
Альстон; рашля юра, свита эвергил, горнаонт боксвойл	19,0	—	29,8	0,762	20,1	0,809	12,0	0,831	7,5	0,839	11,6	0,905
Муш; рашля юра, свита пресиние	7,4	0,687	33,6	0,760	24,3	0,822	13,0	0,845	10,1	0,857	11,6	0,902
Кэбвин; порья, сория кнапа	15,8	0,670	34,8	0,769	19,3	0,821	10,7	0,842	9,1	0,857	10,2	0,911
НГБ Карнарвон												
Барроу; ранний мел, свиты анлдейла и мью-дерог	3,2	0,715	16,9	0,762	32,8	0,839	20,2	0,863	13,0	0,871	13,9	0,927
НГБ Гилслонд												
Лейкс-Эйтрас; омигоец — зоец, свита лейкс-эйтрас	—	—	—	—	21,9	0,905	24,9	0,930	21,0	0,965	32,2	1,00
Халибут; зоец — палеоец, сория лэтроуб-валлн	9,7	0,678	23,9	0,768	22,6	0,831	13,6	0,862	7,7	0,872	22,5	0,932
Кингфин; олец, сория лэтроуб-валлн	15,0	0,674	27,2	0,768	23,2	0,828	12,4	0,861	11,2	0,880	11,0	0,923

Групповой углеводородный состав фракций нефтей
месторожденной Австралии (об. %)

Таблица 7.3

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 200 °С			200—350 °С			
	Мета- новые	Наф- тоно- вые	Аро- мати- че- ские	Вы- ход	Мета- новые	Наф- тоно- вые	Аро- мати- че- ские
НГБ Боуэн-Сурат							
Ковлонг; ранняя юра, свита пресин- шис	1	6	93	56,3	14	68	18
Алстон; ранняя юра, горизонт бок- свейл	67	26	7	28,4	70	15	15
Муни; ранняя юра, свита пресиншис	70	27	3	30,6	71	19	10
Кобевин; пермь, серия кванга	45	35	20	24,8	61	22	17
НГБ Карнарвон							
Барроу; ранний мел, свиты вилдей- лла и мьюдерокг	45	35	20	43,0	46	27	27
НГБ Гипсленд							
Халлбут; эоцен — палеоцен, серия латроуб-валли	57	36	7	29,5	51	25	24
Кашфилл; эоцен, серия латроуб- валли	60	33	7	29,4	55	24	21

НГБ Гипсленд

Обнаружено 9 нефтяных, 4 газовых и 5 газонефтяных месторождений. Основной продуктивный горизонт — серия латроуб-валли (эоцен — палеоцен), залегающий на глубинах 1000—3100 м. Нефти главным образом легкие, малосернистые (табл. 7.1—7.3).

Газ месторождения Марлин содержит 17,36% углекислоты (табл. 7.4).

Внутренний Восточно-Австралийский НГБ

Открыто 1 нефтяное, 19 газовых и 5 газонефтяных месторождений, из которых месторождения Гиджелпа и Муумба относятся к категории крупнейших (рис. 7.2). Основной продуктивной толщей являются песчаники серии гиджелпа (нижняя пермь) на глубинах 1800—3000 м. Характерной чертой газовых месторождений является высокое содержание CO_2 (табл. 7.4).

НГБ Кэппинг

Выявлено 3 нефтяных, 5 газовых и 3 нефтегазовых месторождения. Наиболее крупные из них — Норт-Рэнкин и Рэнкин. Продуктивны верхнетриасовые, юрские и нижнемеловые отложения на глубинах 2000—4000 м (табл. 7.4).

Характеристика газод

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условие на- хождения	Глубина залегания, м	Рпл. МПа	t _{пл.} °С
Арктурус, 1964	Пермь; свита мантуан	С	520	6,0	Нет данных
Ролстов, 1964	свита пиваду	С	830	8,5	49
	Пермь; свита мантуан	С	620	5,2	Нет данных
Уастраув, 1962 Плэзент-Хилс, 1968	свита катарьяна	С	980	Нет данных	75
	Пермь, свита каджрик	С	840	8,5	37
	Ранняя юра, свита пресип- пис	С	640	9,6	65
Рэсли, 1964	Средний триас, свита шо- уграундс	С	623	9,6	65
	Ранняя юра, свита эвер- гип	С	1110—1130	10,7	58
Хоспитал- Хилл, 1899 Пайн-Ридж, 1965	Ранняя юра, свита хоспи- тал-хилл	С	1108—1114	Нет данных	
	Ранняя юра, свита эвер- гип	С	665—714	То же	
	Средний триас, свита му- лайембер	С	1019—1138	10,3	58
Ричмонд, 1963	Ранняя юра, свита пресип- пис	С	1201—1204	13,1	74
Пиквэджипп, 1960	Ранняя юра, свита пресип- пис	Р		13,1	74
		С	1222	12,6	63
	Поздний триас, свита шоу- граундс	С	1290	13,0	68
Грифтон- Рейндж, 1969 Вольюмбила, 1967	Ранняя юра, свита эвер- гип	С	1050	9,2	62
	Поздняя пермь, свита тай- новон	С	1429—1902	16,0	75
Тэрравоинга, 1965	Ранняя юра — верхний триас, свита шоугра- ундс и пресиппис	С	1320—1410	14,0	63
Кинкора, 1970	Ранняя юра — триас, сви- та эвергип, горизонт «промытых гранитов»	С	1161	12,0	61
Прингл-Даунс, 1971	Ранняя юра, свита эвер- гип	С	1240	12,6	70
	Девон, свита тимбюри- хилс	С	1222	12,7	59
Нуришду, 1972	Поздняя пермь, серия ки- анга	С	1942—2288	23,8	71
Бош-Крик, 1963	Ранняя юра, свита пресип- пис	С	994	13,7	76
Мэйджор, 1965 Бокслайд, 1970	Триас, свита шоуграундс	Р	1660—1664	17,3	74
	Триас, свита шоуграундс	С	1613—2070	19,2	65

Состав газа, вес. %

Сп.	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + + высшие	N ₂	O ₂	CO ₂
Сурат										
96,2	0,4	—	—	—	—	—	—	—	3,2	0,2
92,50	3,30	0,77	0,20	0,20	0,09	0,07	0,24	—	1,80	0,83
94,0	1,38	0,02	Нет данных		—	—	—	—	4,20	0,32
85,90	4,10	1,34	0,36	0,46	0,21	0,19	0,22	—	4,50	2,72
67,40	5,40	1,50	0,26	0,30	0,09	0,09	0,05	—	1,30	23,61
90,80	2,30	0,20	0,26	0,03	0,07	0,01	0,20	—	5,0	1,13
93,40	0,18	0,15	0,23	0,02	0,06	—	0,06	—	4,60	1,30
95,20	0,76	0,10	0,37	—	0,13	—	0,32	—	2,11	1,01
84,60	4,90	2,00	0,63	0,21	0,31	0,03	0,28	—	6,6	0,46
94,90	2,00	0,17	0,19	0,04	0,05	0,01	0,13	—	1,70	0,61
94,50	2,40	0,01	0,37	0,01	0,17	—	0,35	—	1,85	0,34
85,30	5,30	2,80	0,96	0,63	0,49	0,24	1,75	—	2,0	0,53
57,60	12,20	11,60	6,00	3,10	2,60	0,47	3,70	—	2,50	0,23
93,50	0,40	0,02	0,10	0,01	Нет данных		0,21	—	5,00	0,40
97,20	0,41	0,02	0,06	0,01	0,01	0,01	0,34	—	1,72	0,22
88,20	3,40	0,71	0,29	0,13	0,13	0,02	0,62	—	4,20	2,30
84,30	6,70	3,50	0,50	1,04	0,26	0,40	1,75	—	1,36	0,19
73,10	6,0	4,10	1,22	1,40	0,50	0,50	2,70	—	4,30	6,18
88,81	5,07	1,86	0,42	0,41	0,08	0,02	1,95	—	1,42 0,06	0,10
16,70	10,60	24,20	13,70	14,30	6,10	4,80	8,40	—	0,80	0,40
34,5	11,7	16,8	9,5	9,9	5,4	3,4	6,9	—	1,7	0,2
71,30	9,40	10,30	3,33	2,42	0,64	0,50	0,26	—	1,19 0,01	0,38
84,40	5,40	1,83	1,02	0,25	0,64	0,08	0,38	—	5,0	1,0
80,50	7,40	4,30	1,40	1,20	0,40	0,32	0,59	—	2,30 1,20	0,39
75,90	8,00	4,70	1,29	1,25	0,47	0,48	3,10	—	4,66	0,15

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия на- хождения	Глубина залегания, м	Рпл. МПа	t _{пл.} °С
Альтон, 1964	Ранняя юра, свита эвергин, горизонт боксвейш	Р	1808—1854	13,1	70
Мунп, 1961	Ранняя юра, свита пресишс	Р	1800—1892	17,50	68
Кобевил, 1961	Пермь, серия кванга	Р	2977—3051	19,9	95
Беннет, 1965	Ранняя юра, свита пресишс	Р	1714	15,0	64,0
Барроу, 1964	Юра, свита дьюкью	С	2200	18,2	103
Барракута, 1965	Эоцен, серия лэтроуб-валли	ГК	1270	10,8	65
Лейкс-Эвтранс, 1924	Олигоцен, свита лейкс-эвтранс	Р	320	4,2	29
Марлип, 1965	Эоцен, серия лэтроуб-валли	С	1510	15,2	73
	Палеоцен, серия лэтроуб-валли	С	2460	22,9	89
Снашпэр, 1968	Эоцен, серия лэтроуб-валли	С	3098—3108	Нет данных	
Голден-Бич, 1967	Эоцен, серия лэтроуб-валли	ГК	628	То же	
Внутренний Восточный					
Брогла, 1972	Пермь, серия гиджелпа	С	2716	27,5	113
Тирривара, 1970	Пермь, свита патчавара	С	2655	26,0	153
Меримелла, 1970	Пермь, серия гиджелпа	С	2739	Нет данных	
Гиджелпа, 1963	Пермь, серия гиджелпа	С	2030—2289	21,5	105
Даралайпиги, 1967	Пермь, серия гиджелпа	С	2641	25,0	127
Муумба, 1964	Пермь, свиты тулах и патчавара	С	2320	23,0	171
Делла, 1970	Пермь, серия гиджелпа	С	2150	20,6	123
Стржелески, 1970	Пермь, свита тулах	С	1831	18,0	160
Тулах, 1969	Пермь, свита патчавара	С	1982	19,0	134
Барке, 1972	Пермь, свита тулах	С	2370	Нет данных	
	свита патчавара	С	2615	24,2	139
Розенф, 1969	Пермь, свита патчавара	С	1978	20,5	138
Паскадли, 1970	Пермь, свита патчавара	С	2589	26,6	129
Мидраваджи, 1970	Пермь, свита тулах	С	2962	Нет данных	
	свита патчавара	С	3141	То же	

Состав газа, вес. %

СЛ.	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + + вышше	N ₂	O ₂	CO ₂
57,30	22,70	22,50	7,60	4,90	1,09	0,84	0,64	0,30		0,50
55,50	0,53	0,17	0,28	0,15	0,55	0,22	1,66	0,94	—	—
70,3	9,5	8,1	2,4	3,0	0,9	1,0	—	4,5		0,3
56,1	3,5	0,1	7,6	7,0	2,8	2,4	2,5	8,3		0,5
варрон										
79,3	6,6	2,5	0,4	—	0,2	0,2	—	5,3	2,5	2,3
след										
86,30	6,15	2,43	1,00	0,45	0,61	0,02	0,24	1,30	1,0	0,50
94,21	—	—	—	—	—	—	—	3,20	0,40	2,19
86,20	6,48	3,63	0,52	0,71	0,15	0,12	0,18	0,56	0,09	1,38
72,70	4,79	2,18	0,24	0,33	0,09	0,08	0,18	1,62	0,43	17,36
84,30	6,50	3,20	0,80	1,10	0,40	0,40	1,50	0,80	—	1,0
93,30	—	—	—	—	—	—	—	6,40	0,20	0,01
Австралийский НГБ										
72,3	6,97	1,51	0,28	0,39	0,12	0,14	1,79	0,73	0,02	15,74
33,0	12,40	10,0	2,30	3,40	1,40	1,40	15,65	1,45	—	19,0
58,60	9,0	5,60	0,75	1,85	0,47	0,60	1,67	1,80	—	18,60
74,8	4,2	1,4	0,3	0,6	0,3	0,5	1,2	3,0	0,7	13,0
72,50	10,60	4,50	0,85	1,78	0,57	0,57	1,04	1,10	—	6,49
77,20	3,05	0,50	0,07	0,07	0,02	0,02	0,11	0,56	—	18,40
81,30	2,05	0,59	0,08	0,13	0,04	0,08	0,56	1,77	—	13,4
76,05	7,65	2,75	0,38	0,74	0,21	0,23	1,83	3,69	—	6,47
62,20	10,8	3,85	0,40	1,20	0,28	0,38	0,58	0,92	—	12,39
76,10	5,55	1,42	0,18	0,37	0,13	0,17	0,25	0,53	0,02	14,28
75,80	4,28	0,84	0,15	0,14	0,04	0,04	0,18	0,57	0,02	17,93
73,70	6,80	3,0	0,45	0,80	0,20	0,20	0,65	3,40	—	10,80
73,50	3,38	0,80	0,07	0,18	Нет данных			1,46	—	20,60
59,08	9,06	3,98	1,27	1,46	0,46	0,27	0,04	4,63	—	19,15
49,95	9,35	2,69	0,40	0,64	0,17	0,18	2,87	0,28	—	33,47

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия на- хождения	Глубина залегания, м	Рпл, МПа	t _{пл} , °C
Купати, 1971	Поздняя пермь, серия гид- желла	С	3171	Нет данных 42,4	140
Глшюр, 1964	Ранний девон, свита этон- вейл	С	4200		138
НГБ					
Норт-Рэйши, 1971	Поздний триас, свита мапгару; юра; мел, сви- та тулонга	ГК	3550	33,0	115
Ранки, 1971	Поздний триас, свита мак- гару; мел, свита тулон- га	Р	3131	31,0	93
Лежавдр, 1968	Ранний мел, горизонт пес- чашков	Р	2070	19,5	78
Гудви, 1971	Поздний триас, свита мак- гару	ГК	3107	30,7	109
Эйнджол, 1971	Поздняя юра, серия бар- роу	ГК	3440—3450	Нет данных То же	109
		ГК	2635—2640 2990		
НГБ					
Ярдаришо, 1964	Ранний триас — ранняя пермь, свиты вагина и кокати	С	2245—2300	23,0	90
Донгара, 1966	Ранний триас, свита яр- даршо	С	1575	Нет данных	
	Поздняя пермь, свита пр- виш-ривер	С	1655	То же	
Мондарра, 1968	Ранний триас, свита яр- даршо	С	2605	Нет данных	117
Ульеринг, 1971	Юра, свита коклишелл- галли	С	3170	34,4	102
Джин-Джин, 1965	Ранняя — средняя юра, свита коклишелл-галли	С	4500	41,5	118
НГБ					
Палм-Валли, 1965	Ордовик, свиты стэйруэй и пакута	С	1557—2170	19,6	84
Марши, 1964	Ордовик; свита стэйруэй свита пакута	Р	900	11,9	69
		Р	1200	11,9	69
НГБ					
Скотт-Риф, 1971	Поздний триас — ранняя юра	С	4230—4320	46,1	119

Состав газа, вес. %

Сп.	C ₂ H ₄	C ₃ H ₆	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + + вышшие	N ₂	O ₂	CO ₂
58,50	14,50	6,99	0,77	0,76	0,16	0,13	0,10	1,27	—	16,72
69,60	2,50	0,32	0,05	0,03	0,02	—	0,07	5,60	—	2,81
Кзылшар										
68,70	5,60	1,80	0,20	0,34	0,09	0,10	0,13	2,30	0,70	Нет данных
84,80	7,0	2,50	0,45	0,56	0,20	0,16	0,45	1,20	2,80	То же
85,70	9,20	3,20	0,50	0,40	—	—	—	1,0	—	—
86,10	7,50	2,90	0,44	0,77	0,21	0,20	—	0,21	1,50	0,09
85,02	6,61	2,93	0,42	0,84	0,23	0,25	0,57	1,83	1,30	—
83,90	7,70	3,60	0,66	1,10	0,40	0,40	0,50	0,38	1,20	0,13
85,30	8,10	3,40	0,58	0,96	0,25	0,25	0,27	0,03	0,81	0,05
Перт										
86,8	2,3	0,7	0,1	0,1	—	—	—	—	—	—
96,5	2,4	0,7	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—
96,3	2,6	0,8	0,1	0,2	—	—	—	—	—	—
82,44	2,77	0,59	0,07	0,11	0,07	—	0,90	0,29	—	2,70
83,16	3,65	1,09	0,20	0,30	0,09	0,10	0,04	0,32	0,07	0,98
88,8	6,3	2,2	0,6	0,6	0,2	0,1	Нет данных	—	—	0,8
Амадрес										
88,55	7,40	1,12	0,10	0,20	0,06	0,04	—	2,12	0,22	0,19
85,90	22,60	6,70	0,69	1,57	0,46	0,37	—	1,71	—	—
72,60	13,0	4,30	0,40	1,02	0,23	0,30	0,25	7,90	—	—
Броуа										
76,9	6,9	1,6	0,4	0,4	0,1	0,1	3,5	0,6	0,1	9,4

НГБ Перт

Открыто 1 нефтяное, 4 газовых и 1 нефтегазовое месторождение. Продуктивны мезозойские и пермские отложения на глубине 1500—4500 м. Газы содержат небольшое количество гомологов метана (табл. 7.4).

НГБ Амадиес

Выявлено одно газонефтяное (Мэрини) и одно газовое (Палм-Валл) месторождения. Продуктивны ордовикские отложения. Газы содержат значительное количество гомологов метана (табл. 7.4).

НГБ Броуз

В 1971 г. обнаружено 1 мелкое газовое месторождение Скотт-Риф (табл. 7.4), в 1973 г. — 1 нефтяное, в 1975 г. — еще 1 газовое.

НГБ Бонапарт-Галф

Открыто 1 нефтегазовое и 5 газовых месторождений, которые не эксплуатируются. Продуктивные горизонты залегают на глубине более 3000 м (месторождение Суэй-Лоро расположено на о. Тимор).

НГБ Кларенс-Мортон-Эск

В 1975 г. открыто мелкое газовое месторождение Хогарт. Продуктивны песчаники юры.

НОВАЯ ЗЕЛАНДИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Таранаки, Мурчисон.

Количество месторождений: газовых — 5, газонефтяных и нефтегазовых — 4.

НГБ Таранаки

Открыто 4 газовых и 4 газонефтяных и нефтегазовых месторождения (см. рис. 7.1).

Основной продуктивный горизонт — песчаники свиты Капуи (эоцен). Незначительные залежи нефти и газа установлены в песчаниках мпоцена. Глубина залегания нефтегазоносных толщ 2000—4000 м.

Нефть месторождения Мотуроа малосернистая, парафиновая, плотностью 0,820. В составе газов отмечается высокое (до 49,2%) содержание углекислоты (табл. 7.5).

НГБ Мурчисон

В 1970 г. выявлено мелкое газовое месторождение Блэкуотер. Продуктивны песчаники свиты манглес (мпоцен), залегающие на глубине 500 м.

Характеристика газа меторожденной Новой Земланди

Месторождение, год открытия	Условия наложения	Глубина залегания, м	P _{пл.} , МПа	t _{пл.} , °C	Состав газа, об. %												
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₆ H ₁₄	n-C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	N ₂	O ₂	CO ₂	
Калупин, 1959	Воцен, свита каплуни	3085—4120	45,5	147	41,40	6,15	3,0	0,51	0,49	0,11	0,07	0,04	0,46	0,30	47,5		
Маун, 1970	Воцен, свита каплуни	3085—3680	Нет данных	Нет данных	81,0	6,5	2,5	1,0	Нет данных						3,0	нет данных	6,0
Мотуров, 1866	Мношен, свиты оваяру и маяжатеонца	733	16,3					Нет данных						8,8	1,2	49,2	

Таблица 7.6

Характеристика свободных газов меторожденных Науа Новой Гвинеи

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл.} , МПа	t _{пл.} , °C	Состав газа, вес. %														
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₆ H ₁₄	i-C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆ + высшие	N ₂	O ₂	CO ₂		
Икж, 1960	Равный мел	1249	13,5	93	80,6	1,0	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,5
Бвага, 1960	Средний миоцен, свита кури	1448	Нет данных	Нет данных	90,0	8,2	1,9	0,6	0,4	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Пури, 1958	Средний миоцен, свита пури	2155	22,1	92	82,4	6,8	2,5	0,7	0,6	0,6	0,1	—	—	—	—	—	—	—	6,4
Ванкова, 1958	Равный мел	1650	16,7	Нет данных	82,0	6,6	0,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1
Куру, 1958	Юва	3000	Нет данных	Нет данных	79,8	11,7	4,0	0,7	0,6	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	0,3
	Равный—средний миоцен	292	Нет до ис	Нет до ис	73,0	2,6	0,8	0,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7,0
	Равный мел	> 350	7,8	73	60,4	2,1	1,2	0,2	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,5
Юрамут, 1967	Средний миоцен	1659	30,8	105	82,30	2,20	1,07	0,34	0,12	0,35	0,29	—	—	—	—	—	—	—	0,63
Цаска, 1960	Средний миоцен	2400	Нет данных	Нет данных	76,50	7,00	6,70	2,60	1,66	0,83	0,18	—	—	—	—	—	—	—	3,28
		2095			57,0	3,60	2,70	1,74	1,47	1,77	0,75	—	—	—	—	—	—	—	4,40

ПАПУА НОВАЯ ГВИНЕЯ

Нефтегазоносный бассейн: Папуа.

Количество месторождений: газовых — 8, газонефтяных — 1. Месторождения Барикева и Куру (см. рис. 7.1) относятся к категории средних, остальные — мелкие.

Продуктивные отложения — песчаники и известняки неогена, нижнего мела и юры (на суше) и рифогенные известняки миоцена (на шельфе).

Залежь нефти месторождения Пури приурочена к известнякам пури среднего миоцена на глубине 2000—3000 м. Нефть сернистая (0,7%), парафиновая, плотностью 0,841.

В составе газов (табл. 7.6) отмечается значительное содержание азота.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

к разделу «Австралия и Океания»

- Brooks J. D., Незр W. R., R ighby D. The Natural conversion of oil to gas in sediments in the Cooper basin. The APEA J., 1974, vol. 11, p. 124—128.
- Oil and gas field of Australia, Papua New Guinea and New Zealand. Ed. Beddoes Leslie R., Jr. Sydney, Tracer Petrol. and Mining Publ., 1973, X, p. 381.
- Powell T. G., Mc Kirdy D. M. The geochemical characterization of Australian crude Oils. The APEA J., 1972, vol. 12, p. 125—131.
- Powell T. G., Mc Kirdy D. M. Relationship between ratio of pristane to phytane, crude oil composition and geological environment in Australia. Nature Phys. Sci., 1973, 243, No. 124, p. 37—39.
- Powell T. G., Mc Kirdy D. M. Crude oil correlations in the Perth and Carnarvon Basins. The APEA J., 1973, vol. 13, No. 1, p. 81—85.
- Shibaoka M., Bennett A. H. R., Gould K. W. Diagenesis of organic matter and occurrence of Hydrocarbons in some Australian sedimentary basins. The APEA J., 1973, vol. 13, No. 1, p. 73—80.

8. Северная и Центральная Америка

К началу 1975 г. в странах этого региона открыто 19 423 нефтяных и газонефтяных и 9026 газовых и нефтегазовых месторождений, подавляющее большинство которых сосредоточено в недрах США.

Добыча нефти и газа производится в четырех странах: Канаде, Кубе, Мексике и США. Единичные скопления углеводородов установлены в Гватемале и Пуэрто-Рико. Наиболее полные сведения по геохимии нефти и газа публикуются по месторождениям США. С 1951 по 1974 г. включительно Горное Бюро МВД США опубликовало 16 выпусков бюллетеней и информационных циркуляров, в которых приводятся анализы свободных и растворенных в нефтях газов (10 479 анализов из почти 9000 нефтяных и газовых месторождений). Сведения по составу нефтей стали публиковаться Горным бюро с 20-х годов нашего столетия. К началу 1975 г. имеются анализы более чем по 5000 нефтяных месторождений. В вышеуказанных публикациях Горного Бюро приводились также сведения по месторождениям Канады и Мексики.

В связи с огромным количеством аналитических данных по месторождениям США в справочник включены лишь сведения по наиболее крупным месторождениям и залежам. При отборе сведений авторы руководствовались стремлением охарактеризовать разновозрастные продуктивные горизонты и, особенно, скопления углеводородов на больших глубинах.

Кроме того, приводятся анализы по недавно открытым месторождениям, сведения по которым не вошли в сводные рапорты, а рассеяны в различных периодических изданиях. Следует отметить, что данные по термодинамическим показателям залежей в сводных бюллетенях отсутствуют и взяты из других источников, а в некоторых случаях получены расчетным путем.

КАНАДА

Нефтегазоносные бассейны: Западно-Канадский, Бофорта, Уиллстонский, Свердруп, Предашпалачский, Мичиганский, Меритайм¹, Макена¹, Игл-Плейн¹, р. Св. Лаврентия¹, Приатлантический¹, Баффино-Лабрадорский¹.

¹ В этих НГБ известны по 1—2 месторождения (Приатлантический — 3 нефтяных и 4 газовых), по которым у составителя не имеется данных.

Запад-Канадский НГБ

Открыто 40 нефтяных и 60 газовых (включая газоконденсатные) месторождений, в том числе крупным и крупнейшим нефтяным — 9, газовым — 6 (рис. 8.1). Продуктивными горизонты являются главным образом карбоновые отложения девона и пермского периода (в основном в верхах), в том числе — глина, юра и мел.

Самые крупные залежи углеводородов в известняках, известняках и сланцах.

Нефть в основном легкая и средняя, малосернистая (табл. 8.1—8.4). Тяжелые и высокосернистые нефти известны на глубинах до 1000 м (Алберта, Лейк-Дистрикт).

Самым крупным образом металла, никель, составляет кембрийско-силурийская залежь месторождения Вайкинг-Хилс, где содержание никеля достигает 26,4% (табл. 8.5).

НГБ Бюфорта

Выявлено 3 нефтяных, 6 газонефтяных и нефтяногазовых и 6 газовых месторождений (рис. 8.2). Основными продуктивными горизонты служат песчаники нижнего мела и палеогена на глубинах 1200—3000 м и девонские рифогенные известняки.

Нефть палеогеновых залежей обычно тяжелая, вязкая. Содержание серы изменяется в широких пределах — от 0,1 до 1,4% (табл. 8.2). В газах присутствует CO_2 в количестве до 4% (табл. 8.5).

Уиллингтонский НГБ

Известно 33 нефтяных и 26 газовых месторождений (см. рис. 8.7). Залежи связаны с карбонатными породами муссисиппия и геррингемскими коллекторами юры и мела. Нефти обычно тяжелые (0,870—0,925), сернистые и высокосернистые (1,9—3,35).

Месторождение Ковилл-Смайли (нижний мел, глубина 817—826 м) содержит нефть плотностью 0,970, вязкостью 736 сПа, с содержанием серы 3,38%, силпкательных смол — 22,1%, асфальтенов — 15,8%, ванадия — $94 \cdot 10^{-4}\%$ и никеля — $32 \cdot 10^{-4}\%$.

Месторождения Фостертон и Доллард (нижний мел — верхняя юра, глубина ~ 650—700 м) содержат нефть плотностью 0,925, вязкостью 35 сПа, с содержанием серы 3,0%.

В газах отмечается значительное содержание азота (см. табл. 8.5).

НГБ Свирдруп

Обнаружено 2 нефтяных, 1 газонефтяное и 6 газовых месторождений (рис. 8.2). Продуктивны девонские, пермо-карбовонные

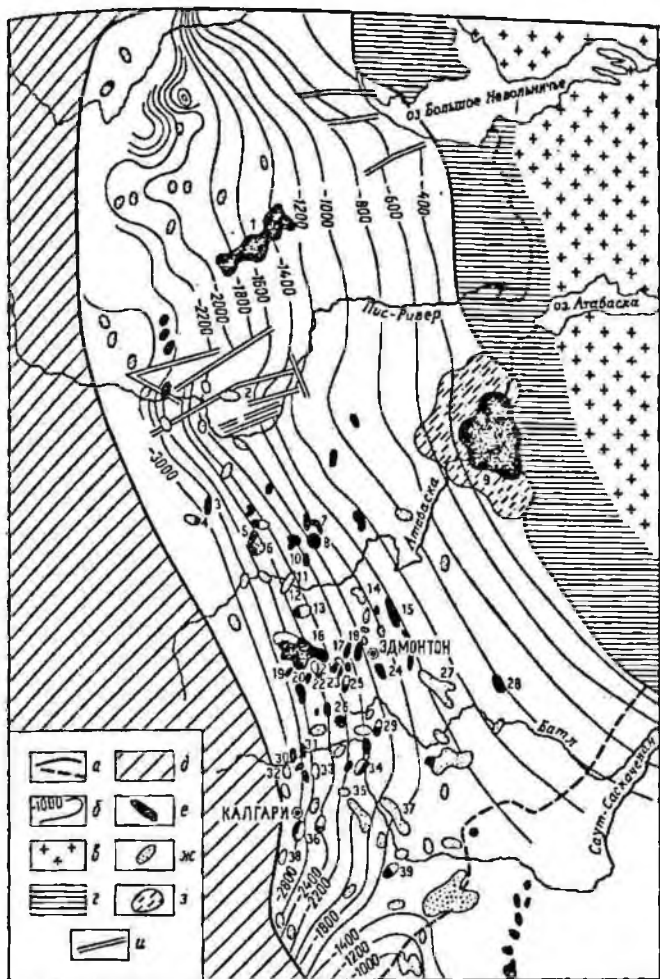


Рис. 8.1. Схема размещения месторождений нефти и газа Западно-Канадского НГБ

а — границы НГБ, установленные и предполагаемые; б — изогипсы фундамента в км; в — выходы докембрийских пород Канадского щита; г — малоэнергичный осадочный чехол; д — геосинклинально-силачатые сооружения; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые (1 — Рейнбоу, 2 — Уорсли, 3 — Анти-Крик, 4 — Симонет, 5 — Кейбоб, 6 — Кейбоб-Саут, 7 — Суон-Хилс, 8 — Суон-Хилс-Саут, 9 — Атабаска, 10 — Виржиния-Хилл, 11 — Карсон-Крик-Норт, 12 — Карсон-Крик, 13 — Падл-Ривер, 14 — Виксельсбор, 15 — Редутер, 16 — Помбита, 17 — Голден-Спайк, 18 — Леджон-Вудбенд, 19 — Ферриер, 20 — Медиски-Ривер, 21 — Миннекинг-Вак-Лейн, 22 — Сильван-Лейн, 23 — Визард-Лейн, 24 — Джо-арам, 25 — Боянн-Гленн, 26 — Гилби, 27 — Эдсон, 28 — Ллойдминстер, 29 — Буффало-Лейн, 30 — Харматган-Элтон, 31 — Харматган-Ист, 32 — Вайлдкет-Хилл, 33 — Карстерс, 34 — Фени-Вил-Валли, 35 — Карбол, 36 — Тервер-Валли, 37 — Кесфорд, 38 — Савана-Крик, 39 — Каунтес), з — битуминозные песчаники; и — разломы

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Канады

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	G, м ³ /т	μ°, сПз	ρ ₄ ^{**}	Сера, вес. %	Ванне, %
Западно-Канадский НГБ							
Рейнбоу, 1965	Средний девон, свита кер-ривер	1789	159	5,5	0,825	0,95	Нет данных
Анти-Крик, 1962	Поздний девон, свита биверхилл-лейк	3410	309	Нет данных	0,806	Нет	Нет данных
Симонет, 1958	Поздний девон, свита ледок	3495	630	То же	0,788	0,41	Нет данных
Кейбоб, 1957	Поздний девон, свита биверхилл-лейк	2919	210	»	0,802—0,797	0,01—0,04	То же
Кейбоб-Саут, 1958	Поздний девон, свита биверхилл-лейк	3185	132	»	0,802—0,797	0,8	»
Суон-Хилс, 1957	Поздний девон, свита биверхилл-лейк	2230—2750	69,5	»	0,820—0,835	0,8—0,18	»
Суон-Хилс-Саут, 1959	Поздний девон, свита биверхилл-лейк	2562—2681	91,4	2,7	0,830	0,8—0,1	1,2
Атабаска **, 1788	Ранний мел, свита мак-марри	80—680	—	465,3	1,027	4,5	16,8
Вирджиния-Хилс, 1957	Поздний девон, свита биверхилл-лейк	2809	96	Нет данных	0,855	0,42	Нет данных
Эксельсиор, 1949	Поздний девон, свита ниску	942	Нет данных	4,5	0,845	0,64	2,7
Редутер **, 1948	Поздний девон, свита ниску, ледок	000—1200	41	5,0	0,853	0,42—	3,3
Пемблза **, 1953	Биверхилл-лейк Поздний мел, свита кардум	1555	102	5,4	0,835	0,03 0,17—0,42	1,22
Голден-Спайк, 1949	Поздний девон, свита ниску	1547—1758	Нет данных	4,1	0,839	0,24	2,2
	Свита ледок	1921—1952	То же	4,7	0,849	0,23	1,8
Ледок-Вудбед **, 1947	Поздний девон, свита ниску и ледок	1555—1920	116	Нет данных	0,840	0,28	1,6
Медисин-Ривер, 1954	Юра, свита эллис	1902—2206	Нет данных		0,845—0,835	1,32	5,21
Сильван-Лейк, 1962	Миссисиппий, свита пекиско	2064—2236	109—143	Нет данных	0,768—0,898	0,78	Нет данных
Виад-Лейк, 1951	Поздний девон, свита ниску и ледок	1745—1755 1887—2088	Нет данных	3,9	0,860	0,24	Нет данных
Джоаркам, 1949	Ранний мел, горизонт викинг	970	То же	5,2	0,835	0,12	То же
Бонни-Глени, 1952	Поздний девон, свита ледок	2068—2127	140	Нет данных	0,811	0,25	»
Ллойдминстер, 1933	Ранний мел, песчаник вайрайт	561	Нет данных	223,7	0,993—0,950	2,4—3,5	9,1
Буффало-Лейк, 1961	Поздний девон, свита ледок	1562—1795	73,5	Нет данных	0,887	2,0	Нет данных
Фени-Биг-Валли, 1950	Ранний мел, горизонт викинг?	767—776	Нет данных	6,8	0,860	1,09	3,9
	Поздний девон, свита ниску	1586—1648	То же	9,9	0,876	1,05	4,1
Тернер-Валли, 1913	Миссисиппий, свита тернер-валли	1830—2745	183	1,6	0,845—0,830	0,2	0,49

* При 37,8° С.

** Содержание сернистых смол (вес. %): Атабаска — 24,2, Редутер — 10,1, Пемблза — 7,8; Ледок-Вудбед — 5,3; содержание асфальтенов (вес. %): Атабаска — 19,4, Редутер — 3,9, Пемблза — 0,1, Ледок-Вудбед — 0,5.

Фракционный состав нефтей месторождений Канады

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. в. -100°C		100-200°C		200-300°C		300-375°C		375-435°C		Остаток	
	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}
Суон-Хилл-Саут; позидий де- вон, свита биверхилл-лейк	11,2	0,681	24,9	0,774	20,9	0,830	12,3	0,867	9,9	0,887	18,7	0,948
Эксельсior; позидий девон, свита ледюк	9,6	0,672	20,2	0,766	19,5	0,832	11,2	0,868	11,1	0,900	28,4	0,964
Рекютер; позидий девон, сви- ты виску, ледюк, бивер- хилл-лейк	8,2	0,704	21,1	0,798	22,5	Нет данных	18,7	0,892	—	—	26,8	Нет данных
Пембина; позидий мел, свита кардум	10,1	Нет данных	19,0	Нет данных	21,95	То же	19,05	Нет данных	—	—	20,2	То же
Голден-Свайк; позидий девон свита виску	11,5	0,655	19,5	0,773	18,4	0,834	10,2	0,867	10,8	0,890	25,9	0,957
Ледюк-Вудбена; позидий де- вон, свита виску и ледюк	10,9	0,674	21,1	0,775	18,7	0,838	11,1	0,863	11,6	0,890	25,9	0,961
Визард-Лейк; позидий девон, свита виску и ледюк	18,9	0,712	17,0	0,798	22,3	Нет данных	—	0,896	—	—	Нет данных	—
Фенн-Биг-Валли; позидий де- вон, свита ледюк	10,9	0,658	22,2	0,773	18,6	0,838	11,0	0,868	10,9	0,894	23,9	0,953
	9,7	0,657	16,6	0,777	16,8	0,836	11,0	0,869	12,0	0,896	30,5	0,980
	7,8	0,664	17,7	0,776	14,5	0,835	11,4	0,866	11,5	0,896	32,9	0,981
Западно-Канадский НГБ												
	4,9	—	0,3	0,783	19,0	0,873	7,9	0,933	10,3	0,952	50,1	1,082
		0,666	13,0	0,762	15,2	0,843	10,3	0,865	11,7	0,922	44,3	1,023
Уиллстонский НГБ												
	4,9	—	0,3	0,783	19,0	0,873	7,9	0,933	10,3	0,952	50,1	1,082
		0,666	13,0	0,762	15,2	0,843	10,3	0,865	11,7	0,922	44,3	1,023

Ковилл-Смилл; ранний мел
Фостертон и Деллер; ран-
ний мел — нефтяной юра

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Канады Таблица 8.2

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	t _{пл} , °C	μ°, сПа	ρ ₄ ²⁰	Сера, вес. %
НГБ Бофорта						
Алго, 1973	Палеоген	1274	47	16,8	0,946	0,1
Кумак, 1973—1974	Палеоген	2308	83	2,2	0,865	0,09
Калши, 1973	Ранний мел	2197	87	0,8	0,788	0,05
Полден, 1975	Палеоген	3593	88	9,5	0,893	0,2
Айвик, 1972	Палеоген	2782	70	1,9	0,860	0,1
Мейогнан, 1971	Палеоген	1206	53	6,0	0,865	0,2
	Девон	2865	102	12,0	0,865	0,3
Агертак, 1972	Палеоген	1235	43	Нет	0,922	1,4
Алпиксон **, 1970	Ранний мел	1738	66	даных	0,910	1,0
Таслу, 1971	Палеоген	3236	98	19,6 7,6	0,881	0,1

* При 37,8° С.
** G=34,5 м³/т.

Таблица 8.4

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Канады (об. %)

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 200°С			200—350°С			
	Метано-вые	Нафто-новые	Ароматические	Выход	Метано-вые	Нафто-новые	Ароматические
Сюн-Хилс-Саут; поздний девон, свита биверхилл-лейк	54	35	11	28,3	51	28	21
Эксельсмор; поздний девон, свита ледюк	56	37	7	26,5	51	29	20
Редутер; поздний девон, свиты висуку, ледюк, биверхилл-лейк	39,93	52,60	7,47	Нет	19,41	62,12	18,47
Пемблта; поздний мел, свита кардуум	63,95	24,55	11,50	То же	49,82	32,18	18,00
Гадден-Спайк; поздний девон, свита висуку	57	35	8	23,9	49	27	24
Визард-Лейк; поздний девон, свиты висуку, ледюк	52	39	9	24,6	48	25	27
Фени-Биг-Валли; поздний девон, свита ледюк	53	40	7	24,7	47	25	28
Фени-Биг-Валли; поздний девон, свита ледюк	49	43	8	22,2	49	30	21
	50	40	10	23,2	49	28	23

Уиллистонский НГБ

Коввилл-Смайлл; ранний мел	43	41	16	Нет	12	59	29
Фостертон и Доллард; ранний мел — поздняя юра	65	25	10	даных 10,2	37	34	29

Характеристика свободных и раст

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл, МПа
			Западно-К
Уорсли, 1957	Девон	2233	34,9
Карсон-Крик-Норт, 1958	Поздний девон, свита биверхилл-лейк	2669	30,2
Карсон-Крик, 1957	Поздний девон, свита биверхилл-лейк	2565—2583	35,3
Падл-Ривер, 1956	Юра	1483	25,1
Ферриер, 1955	Поздний мел, свита кардрум	2169	33,6
	Ранний мел, горизонт вышинг	2475	39,5
Миллехик-Бак-Лейк, 1952	Миссисиппий, свита пекиско	2059	Нет
Бония-Глешн, 1952	Поздний девон, свита ледж	1209—1233	данных 17,3*
		1233—1297	Нет
Гилбл, 1953—1956	Ранний мел, серия менвил	2157	данных
	Юра	2220	То же
	Миссисиппий, серия раидл	2104	"
Эдсон, 1962	Миссисиппий, горизонт элктон	2621—3100	26,4*
Харматтап-Элктоп, 1955	Миссисиппий, серия тернер-валли	2791	Нет
Харматтап-Ист, 1957	Миссисиппий, серия тернер-валли	2623	данных То же
Вайлджет-Хилс, 1958	Миссисиппий, свита тернер-валли	3015	48,6
	Кембро-ордовик, свита дедвад	2567	44,3
Карстэрс, 1958	Миссисиппий, горизонт элктон	2470	30,6
Карбон, 1955	Ранний мел, глауконитовые песчанки	1230	20,0
Кессфорд, 1950	Поздний мел, серия колорадо	1042	15,4
Саванна-Крик, 1955	Миссисиппий	2486	33,2
Каутес, 1951	Ранний мел, свита боу-айленд	913	9,1
	базальные песчанки	951	10,1
			НГБ Бо
Парсонс-Лейк, 1971	Ранний мел, базальные песчанки	3247—3260	29,5*
			Уиллстон
Этэнком, 1951	Ранний мел, свита боу-айленд	671	Нет данных

Состав газа, об. %

СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	С ₆ Н ₁₄ + + высшие	СО ₂	N ₂	Не	H ₂ S
-----------------	-------------------------------	-------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	--	-----------------	----------------	----	------------------

МАДСКИЙ НГБ

85,1	3,9	2,0	0,3	0,6	0,3	0,2	0,3	0,5	6,1	0,52	—
67,0	15,5	7,2	1,0	1,7	0,3	0,3	0,1	1,8	4,5	—	—
71,7	11,1	4,3	0,5	1,2	0,4	0,2	0,2	1,0	7,7	0,07	—
84,5	7,7	2,9	0,4	0,8	0,3	0,2	0,2	1,8	1,1	—	—
84,8	8,0	3,2	0,3	0,7	0,2	0,1	0,1	0,6	1,6	—	—
83,2	9,2	3,6	0,3	1,0	0,3	0,1	0,1	0,8	1,1	—	—
85,4	6,8	2,4	0,5	0,7	0,2	0,2	0,1	2,6	0,1	—	—
74,55	11,10	4,83	0,79	1,58	0,45	0,53	0,58	0,93	2,87	Нет данных	0,34
34,88	11,77	7,95	1,50	4,20	1,50	2,62	33,13	0,94	0,60	—	0,11
77,6	7,8	3,0	1,1	0,9	1,2	0,5	1,7	3,6	2,1	—	—
81,5	8,1	3,0	0,4	0,8	0,3	0,1	0,2	4,3	1,3	—	—
76,5	7,8	3,1	0,5	0,8	0,3	0,2	0,3	4,0	5,3	—	—
88,2	2,8	0,6	—	—	—	—	1,2	5,0	0,1	—	2,1
81,5	7,4	2,6	0,6	0,9	0,3	0,2	0,2	4,9	0,9	—	0,3
81,3	8,7	3,1	0,6	0,8	0,1	0,3	0,2	3,7	1,1	—	—
87,0	3,3	0,8	0,3	0,2	0,1	—	0,1	6,2	1,3	—	0,5
1,7	0,1	—	—	—	—	—	—	0,3	96,4	1,10	—
81,7	7,2	2,2	0,5	0,7	0,2	0,3	0,2	5,5	1,3	—	—
85,1	6,0	3,2	0,9	0,8	0,3	0,2	0,2	0,2	2,8	0,05	—
89,8	2,8	1,0	0,3	0,4	0,2	0,1	0,1	—	4,6	—	—
90,5	0,9	0,1	—	—	—	—	—	0,5	0,6	—	7,1
91,4	2,9	0,9	0,2	0,2	—	0,1	0,2	—	1,1	0,06	—
91,2	3,0	0,9	0,2	0,3	0,1	0,1	0,2	—	3,9	0,06	—

ФОРГА

87,0	4,0	3,0	—	—	—	—	—	4,0	2,0	—	—
------	-----	-----	---	---	---	---	---	-----	-----	---	---

СКИЙ НГБ

91,1	0,1	0,3	—	—	—	—	—	—	8,2	0,3	—
------	-----	-----	---	---	---	---	---	---	-----	-----	---

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Род- МЦа
НГБ			
Кипт-Християн, 1970	Поздний триас, свита хейберг	610	100 * (702м)
Мичиган			
Довор, 1917	Средний ордовик, серия трентон	842	16,9
Предаппалач			
Тальбюри, 1906	Ранний силур, свита гвелф	377	5,4
Гоблес, 1960	Кембрий	860	12,4
Норфолк, 1889	Ранний силур, свита тороид	456	9,2
Вершпол-Вест	Ранний силур, свита гвелф	266	5,7

* Пластовые температуры (°С) Боши-Глен]— 98; Эдсон — 99 (1890 м); Парсонс-

и триасово-юрские песчаники на глубине 600—3300 м. Нефти легкие, малосернистые (месторождения Тор, Ромулюс, Бент-Хорн).

Газовые залежи состоят более чем на 95% из метана.

Предаппалачский и Мичиганский НГБ

В Предаппалачском НГБ установлено 10 нефтяных и 19 газовых, а в Мичиганском 36 нефтяных и 7 газовых месторождений (рис. 8.10). Все они относятся к категории мелких. Продуктивны нижне- и среднепалеозойские отложения на глубине 100—1000 м. Нефти средние и тяжелые (0,860—0,890).

Газы содержат значительное количество гомологов метана и азота.

КУБА

Нефтегазопосные бассейны: Северо-Кубинский, Центральной депрессии (рис. 8.3).

Количество месторождений: нефтяных — 20, газонефтяных — 1.

Северо-Кубинский НГБ

Открыто 15 нефтяных и 1 газонефтяное месторождение. Основные продуктивные горизонты — известняки верхней юры и нижнего мела и туфогенные песчаники, конгломераты и серпентиниты верхнего

Состав газа, об. %

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	$\text{C}_6\text{H}_{14} + \text{высшие}$	CO_2	N_2	H_2O	H_2S
Свердруп											
96,01	0,18	0,51	0,43		0,1	—	1,58	1,22	0,02		Нет данных
ский НГБ											
89,6	4,6	1,4	0,1	0,4	0,2	—	0,1	0,1	3,1	0,14	—
ский НГБ											
84,9	6,5	2,7	0,4	0,7	0,3	0,1	0,1	0,1	3,9	0,1	—
81,9	6,7	3,1	0,4	0,8	0,1	0,2	0,2	0,1	6,2	0,21	—
82,9	5,9	1,7	0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	8,1	0,36	—
73,2	3,2	0,1	—	—	—	—	—	0,6	21,6	1,26	—

Лейн — 121 нпг-Хрвстиан — 38,9 (702 м).

мела, залегающие на глубинах до 3000 м. Нефти тяжелые и очень тяжелые, высокосернистые, высокосмолистые с небольшим выходом бензиновых фракций (табл. 8.6—8.8). В газах, растворенных в нефти (табл. 8.9), отмечается высокое содержание CO_2 (Варадеро — 13,4%).

НГБ Центральной депрессии

Выявлено 5 нефтяных месторождений в верхнемеловых туфо-песчаниках и туфо-конгломератах. Глубина залегания нефтеносных пластов 800—1200 м. Нефти средние и тяжелые, сернистые и высокосернистые, смолистые (табл. 8.6). Содержание гомологов метана в газах не превышает 5% (табл. 8.9).

МЕКСИКА

Нефтегазоносный бассейн: Мексиканского залива.

Количество месторождений: нефтяных и газонефтяных — 275, газовых и нефтегазовых — 145.

В пределах Мексики расположена юго-западная часть нефтегазоносного бассейна Мексиканского залива (рис. 8.4).

Продуктивные горизонты приурочены к песчано-карбонатным коллекторам мелового и палеоген-неогенового возраста, залегающим на глубине 300—4500 м. В бассейне широко развиты соляные купола, что наложило свой отпечаток на состав нефтей. При

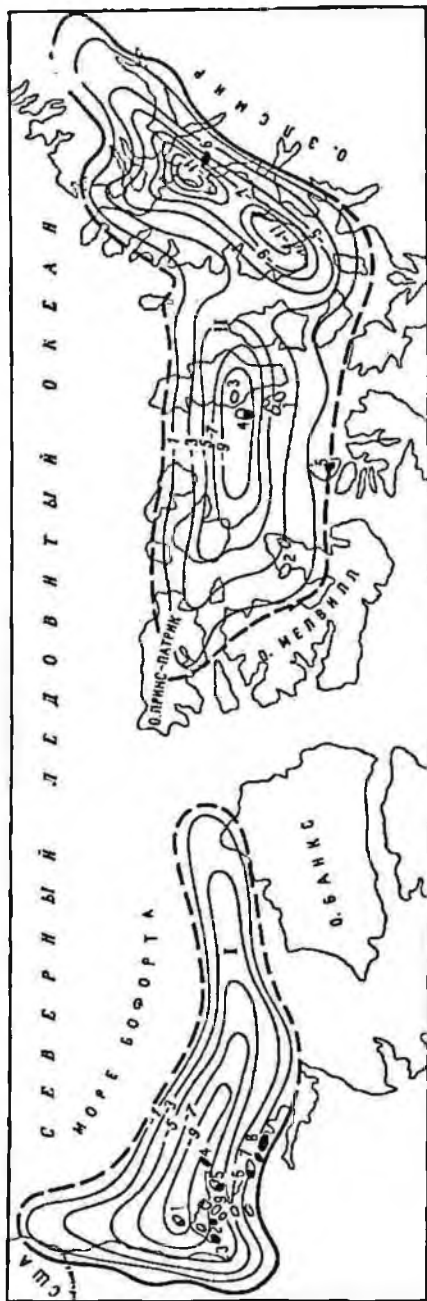


Рис. 8.2. Схема расположения месторождений нефти и газа в бассейнах Канадской Арктики

а — границы НГБ, установленные в пределах; б — границы поверхности флуида в км; месторождения: 1 — газ, 2 — нефть (I — НГБ Бофорта; I — Алго, 2 — Куман, 3 — Касин, 4 — Чалленс, 5 — Аппл, 6 — Мейоган, 7 — Атерган, 8 — Агнисол-Пойнт, 9 — Таллу; II — НГБ Свездрути: 11 — Кван-Христиан, 12 — Дрейф-Пойнт, 13 — Кристофер-Бей, 14 — Тор, 15 — Бейт-Хорн, 16 — Юлиус-Латри); 17 — О-Банкс

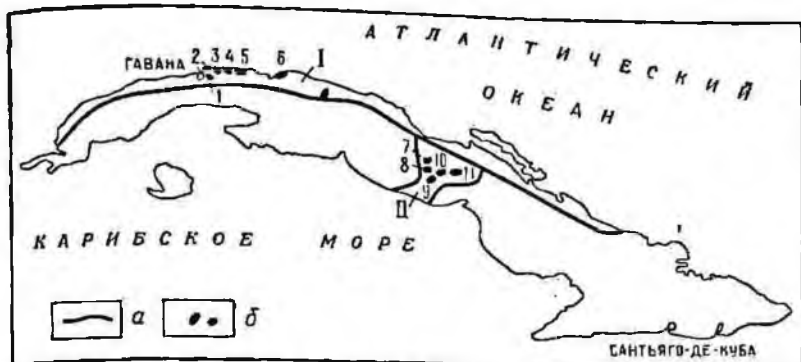


Рис. 8.3. Схема размещения нефтяных месторождений Кубы

а — границы НГБ: I — Северо-Кубинского, II — Центральной депрессии; б — нефтяные месторождения (1 — Вакурано — Круо-Верде, 2 — Санта-Мария, 3 — Гуанабо — Пенья-Альтас, 4 — Виа-Бланка, 5 — Воиа-Харуко, 6 — Камариона — Варадеро, 7 — Харауана, 8 — Реформа, 9 — Каталыва, 10 — Хатабохино, 11 — Кристалес)

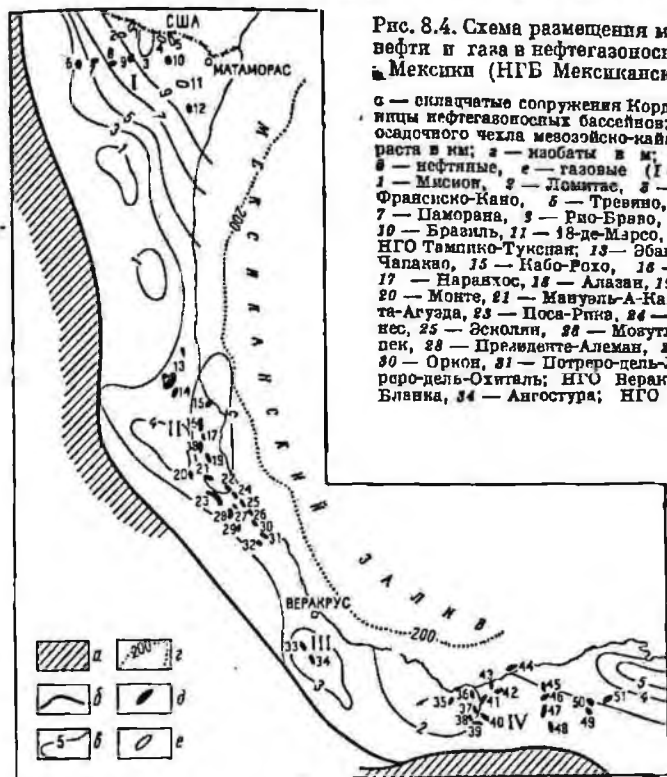


Рис. 8.4. Схема размещения месторождений нефти и газа в нефтегазосных бассейнах Мексики (НГБ Мексиканского залива)

а — шпалчатые сооружения Кордильер; б — границы нефтегазосных бассейнов; в — изохиты осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста в м; г — нефтяные, д — газосные (I — НГО Бурос; 1 — Миссион, 2 — Ломитае, 3 — Рейноса, 4 — Фрайсисно-Каю, 5 — Тревино, 6 — Кулебра, 7 — Паморана, 8 — Рио-Браво, 9 — Монтерей, 10 — Бразиль, 11 — 18-де-Марсо, 12 — Алтамира; НГО Тампико-Тукспан; 13 — Эбано-Пануко, 14 — Чапако, 15 — Кабо-Рохо, 16 — Серро-Асуль, 17 — Нарвакос, 18 — Алазан, 19 — Пасо-Реаль, 20 — Монте, 21 — Мавуль-А-Камачо, 22 — Санта-Агуада, 23 — Паса-Рива, 24 — Иезекиль-Ордонес, 25 — Эсколин, 26 — Мозутла, 27 — Окотепек, 28 — Преленте-Алеман, 29 — Каналила, 30 — Орзон, 31 — Потреро-дель-Льяно, 32 — Потреро-дель-Охиталь; НГО Веракрус; 33 — Кастельяна-Бланка, 34 — Ангостура; НГО Мануспана-Ка-

мечес: 35 — Фрайсита; 36 — Тонала, 37 — Лос-Солдадос, 38 — Арройо-Бланко, 39 — Молокан, 40 — Эль-Шая, 41 — Нуэво-Тепала, 42 — Эль-Буэрро, 43 — Сячико-Прем-сентес, 44 — Санта-Ана, 45 — Куагуана, 46 — Самария, 47 — Кактус, 48 — Ситио-Гранде, 49 — Фортун-Насиваль, 50 — Чилашцила, 51 — Хосе-Коломо)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Кубы

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	μ (°С), сПа	ρ ₄ 20	Содержание в нефти					
					Сера*	Смолы с индикаторе- мале	Асфаль- тены	У**	Н**	
Северо-Кубинский НГБ										
Бакурано, 1864	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, серпентиниты	600—700	305,3 (50)	0,961	2,02	20,1	16,8	Нет данных		
Крус-Верде, 1914	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, серпентиниты	429—456	31,7 (50)	0,903	0,99	6,3	4,8	—	—	
Санта-Мария, 1955	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, серпентиниты	1685—1700	Нет данных	0,921	2,54	Нет данных				
Пеньяс-Альгас, 1956	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, туфо-песчаники	471—589	490,2 (50)	0,977	2,50	25,6	9,8	Нет данных		
Гуанабо, 1968	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, серпентиниты, поздняя юра	870—1050 3156—3178	323,5 (50) 25,2 (20)	0,987 0,881	Нет данных 0,75	20,1 17,8	14,6 4,3	4,3 8,1	— —	
Виа-Блашка, 1968	Поздний мел, кампан — ма- астрихт	1415—1450	548,3 (50)	0,960	2,28	21,4	15,5	Нет данных		
	Поздний мел, ант — альб, го- ризонт С	1624—1697	9,7 (20)	0,841	2,51	9,8	1,4	То же		
	горизонт D	1715—1760	115,3 (50)	0,970	3,41	21,9	13,2	7,6	5,52	

Бока-Харуко, 1969	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, санта виа-блашка	672—734	108,8 (50)	0,960	4,81	22,2	7,1	Нет данных	
	горизонт В	1000—1053	30,8 (50)	0,980	6,97	11,5	10,9	5,72	7,56
	Ранний мел, ант — альб, го- ризонт С ₂	1230—1260	10,6 (50)	0,900	2,21	9,0	2,1	14,28	9,45
Камариока, 1971	Мел, ант — турон	1455—1485	540,4 (50)	0,966	4,57	17,6	13,8	Нет данных	
		1810—1867	15,8 (20)	0,865	0,18	11,6	1,1	8,18	10,08
Варадеро, 1971	Ранний мел, неском	1982—2055	81,3 (50)	0,950	7,0	39,9	6,8	Нет данных	

НГБ Центральной депрессии

Хараука, 1943	Поздний мел, серпентиниты	850—890	4,26 (20)	0,833	0,24	2,2	—	Нет данных	
Реформа, 1971	Поздний мел	1166—1192	219,9 (50)	0,970	4,90	22,1	8,3	То же	
		1359—1370	14,2 (50)	0,901	1,35	8,1	1,6	»	
Каталина, 1956	Поздний мел	2292—2310	6,94 (50)	0,871	1,78	10,7	0,4	»	
Хатибонино, 1954	Поздний мел	296—378	117,3 (50)	0,967	2,00	17,1	31	»	
Норт-Кристалес, 1956	Поздний мел	623—649	23,0 (20)	0,890	0,72	9,1	1,0	»	
		732—739	82,43 (50)	0,945	0,87	8,8	1,8	»	
Саут-Кристалес, 1967	Поздний мел, сантон — ком- пан, горизонт А горизонт В горизонт С горизонт D	802—843	17,0 (20)	0,882	0,73	7,9	2,0	»	
		874—899	20,7 (50)	0,921	0,97	9,5	1,2	»	
		1015—1024	24,0 (50)	0,927	1,01	11,9	0,9	»	
		1248—1289	6,5 (20)	0,853	Нет данных	5,7	2,0	»	

Таблица 8.7

Фракционный состав нефтей месторождений Кубы (об. %)

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	Н. я. — 200 °	200—300 ° С	Остаток
Северо-Кубинский НГБ			
Бакуравао; поздний мел, кампан — маастрихт	7,3	10,7	82
Крус-Верде; поздний мел, кампан — маастрихт	13,3	22,1	64,6
Пеньяс-Альтас; поздний мел, кампан — маастрихт	3,7	14,7	81,6
Гуанабо; поздний мел, кампан — маастрихт	14,2	25,8	60
поздняя юра	14,5	21,8	63,7
Виа-Бланка; поздний мел, кампан — маастрихт	5,2	12,2	82,6
ранний мел, апт — альб; горизонт С	28,6	34,9	36,5
горизонт D	73,6	23,2	3,2
Бока-Харуко; поздний мел, кампан — маастрихт; горизонт В	6,4	15,4	78,2
ранний мел, апт — альб; горизонт С ₂	21,2	18,4	60,4
Камарнона; мел, апт — турон	5,0	12,5	82,5
	20,7	13,2	66,1
НГБ Центральной депрессии			
Харауэка; поздний мел	21,1	44,6	34,3
Реформа; поздний мел	—	19,1	80,9
	3,0	22,2	74,8
Норт-Кристалес; поздний мел	4,2	20,1	75,7
	17,2	22,3	60,5
Саут-Кристалес; поздний мел, савтон — кампан, горизонт D	22,7	27,4	49,9

Групповой углеводородный состав нефтей месторождений Кубы
(об. %)

Таблица 8.8

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	Н. к. — 200° С			200—300° С		
	Метановые	Нфтеновые	Ароматиче- ские	Метановые	Нафтеновые	Ароматиче- ские
Северо-Кубинский НГБ						
Бакурапао; поздний мел, кампан — ма- стрихт	28,5	54,5	17,0	0,4	79,8	19,8
Крус-Верде; поздний мел, кампан — ма- стрихт	33,1	40,5	26,4	16,4	57,5	26,1
Цепьис-Альтес; поздний мел, кампан — мастрихт	40,1	42,5	17,4	1,0	86,0	13,0
Гуанабо; поздний мел, кампан — ма- стрихт	57,4	18,5	24,1	42,9	34,8	22,5
Гуанабо; поздняя юра	38,8	43,0	18,2	25,4	51,3	23,3
Виа-Блашца; поздний мел, кампан — ма- стрихт	30,0	42,0	28,0	11,2	64,8	24,0
Виа-Блашка; ранний мел, апт — альб, го- ризонт С	47,5	29,2	23,3	42,2	40,5	17,3
горизонт D	59,4	24,2	16,4	43,5	40,4	16,1
Бока-Харуко; поздний мел, кампан — ма- стрихт, горизонт В	22,0	64,2	13,8	3,6	76,0	20,4
Бока-Харуко; ранний мел, апт — альб, горизонт С	50,7	34,3	15,0	21,0	58,5	20,5
Камарлока; мел, апт — турон	41,4 46,9	42,6 39,9	16,0 13,2	3,5 23,2	70,8 64,5	25,7 12,3
НГБ Центральной депрессии						
Харауэка; поздний мел	43,0	53,6	3,4	23,1	69,2	2,7
Реформа; поздний мел	— 61,6	— 27,7	— 10,7	3,1 27,3	66,8 60,2	30,1 12,5
Норт-Кристалес; поздний мел	20,1 47,8	69,6 37,6	10,3 14,6	— 31,1	89,5 52,6	10,5 16,3
Саут-Кристалес; поздний мел, сангон — кампан, горизонт D	57,0	35,4	7,6	29,2	59,4	11,4

Характеристи

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахо- ждения	Глубина залегания, м
Северо-Кубинь			
Гуанабо, 1968	Поздний мел, кампан — маастрихт	P P	559—620 1014—1042
Виа-Блава, 1968	Поздний мел, кампан — маастрихт Ранний мел, апт — альб, горизонт С горизонт D	P P C	1415—1450 1550—1580 1734—1805
Бока-Харуно, 1969	Поздний мел, кампан — маастрихт, горизонт В Ранний мел, горизонт С горизонт F горизонт G	P P P P	982—1042 1181—1195 1230—1300 2300—2380 3002—3120
Камариона, 1971	Поздний мел, сеноман — турон Ранний мел, апт — альб	C P P	1180—1198 1455—1485 1810—1867
Варадеро, 1971	Ранний мел, неоком	P	1385—1401
НГВ Централь			
Харваэка, 1943	Поздний мел	P	850—890
Реформа, 1971	Поздний мел	P C	1166—1192 1220—1270
Хатибонико, 1954	Поздний мел	P P	296—378 371—416
Норт-Кристалес, 1967	Поздний мел	C	798—930
Саут-Кристалес, 1967	Поздний мел, саятон — кампан, горизонт А горизонт С горизонт D	P P P	911—924 1015—1024 1376—1418

Состав газа, об. %

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S
-----------------	-------------------------------	-------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	-----------------	----------------	------------------

скин НГБ

92,70	4,97	0,81	0,45	0,09	Нет данных		0,66	Нет данных	
95,42	1,25	0,24	0,03	0,04	То же		1,51	Нет данных	0,32
86,31	5,89	3,18	0,47	0,81	0,25	0,13	Нет данных		0,98
74,96	10,47	8,64	1,23	2,17	0,49	0,25	1,79	—	—
95,57	2,39	1,03	0,18	0,32	—	—	0,51	—	—
92,24	2,61	0,55	0,12	0,18	Нет данных		1,58	Нет данных	1,10
91,72	1,53	0,43	0,06	0,13	—	—	4,48	—	1,65
78,29	9,49	5,18	1,12	2,67	0,78	0,43	0,28	0,85	0,28
99,25	0,20	0,17	—	—	—	—	—	—	0,38
91,27	4,38	1,73	0,18	0,43	Нет данных		1,13	Нет данных	0,67
90,46	3,67	2,18	0,40	0,68	0,30	0,09	0,44	То же	0,89
80,77	9,16	5,88	0,93	1,73	0,22	0,13	0,52	Нет данных	—
59,55	21,26	12,96	1,61	3,06	0,41	0,22	0,31	Нет данных	0,31
85,41	3,11	5,49	1,90	2,82	2,94	—	13,44	2,34	2,14

ной депрессия

96,06	3,25	0,54	0,06	0,09	—	—	Нет данных		
86,28	3,08	0,86	0,25	0,29	—	—	4,45	4,25	0,54
96,42	2,51	0,03	0,02	0,01	—	—	0,77	—	0,24
98,30	0,45	—	Нет данных			—	0,76	Нет данных	
96,42	0,48	—	—	—	—	—	1,37	1,47	0,26
96,90	0,39	0,12	Нет данных				0,71	1,42	0,23
93,73	4,44	0,59	0,71	0,01	Нет данных		0,26	Нет данных	
91,34	4,47	2,14	0,51	0,41	0,11	Нет данных	0,51	Нет данных	0,24
90,76	4,03	2,56	0,71	0,95	0,44	0,07	0,24	—	0,24

глубоком залегании соляных куполов нефти, вскрытые в их кепроках, имеют среднюю плотность, малосернистые, а при неглубоком залегании соляных куполов и их тесной связи с залежами нефти тяжелые и очень тяжелые, высокосернистые (табл. 8.10). В районах отсутствия солянокупольных дислокаций залежи приурочены к рифовым массивам мелового возраста. Нефти этих районов более легкие, чем в солянокупольных районах, но наличие лагунных фаций и мощной подстилающей верхнеюрской гипсоносной толщи обусловило сильную осерненность нефтей, превышающую иногда 5%. Высокой плотностью нефтей объясняются небольшой выход низкокипящих фракций и большой объем остатка, превышающий иногда 60% (табл. 8.11).

Состав свободных газов преимущественно метановый с содержанием его гомологов до 7—8%, а в растворенных газах — 25% (табл. 8.12).

СПА

Нефтегазоносные бассейны¹: *Аляска* — Арктического склона, зал. Кука; *Калифорния* — Грейт-Валли, Лос-Анджелес, Вентура — Санта-Барбара, Хаф-Мун — Салинас-Кайама, Санта-Мария, Ил-Ривер², Сонома-Оринда — Ливермор²; *Скалистые горы* — Западно-Канадский, Уиллистонский, Паудер-Ривер, Денвер, Крейзи-Булл-Маунтинс, Биг-Хорн, Уинд-Ривер, Грин-Ривер, Ханна-Лараме, Норт-Мидл-Парк, Уинта-Пайсенс, Парадокс, Сан-Хуан, Блэк-Меса — Кейпаровиц², Ратон², *Мидконтинент* — Западный Внутренний, Пермский; *Восток США* — Мичиганский, Иллинойский, Предаппалачский, Предуошнтский; *Мексиканского залива*.

Количество месторождений: нефтяных и газонефтяных — 18 687, газовых и нефтегазовых — 8146.

АЛЯСКА

Выделяется два нефтегазоносных бассейна. В НГБ Арктического склона открыто 9 нефтяных, 5 газонефтяных и 9 газовых месторождений, в том числе гигантское Прудхо-Бей (рис. 8.5).

Продуктивны каменноугольные пермо-триасовые, верхнеюрские и меловые отложения.

Нефти средние и тяжелые, сернистые (табл. 8.13). Выход фракций, выкипающих до 200° С, составляет почти 20% (табл. 8.14).

Групповой углеводородный состав нефти месторождения Прудхо-Бей (%): метановые — 52,7, нафтеновые — 31,2, ароматические — 16,1.

¹ В связи с большим количеством нефтегазоносных бассейнов в пределах США произведена их группировка по принадлежности к крупному геолого-географическому элементу страны.

² В этих бассейнах выявлено по 1—3 месторождения, которые не описываются.

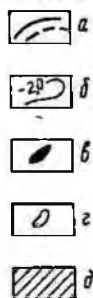
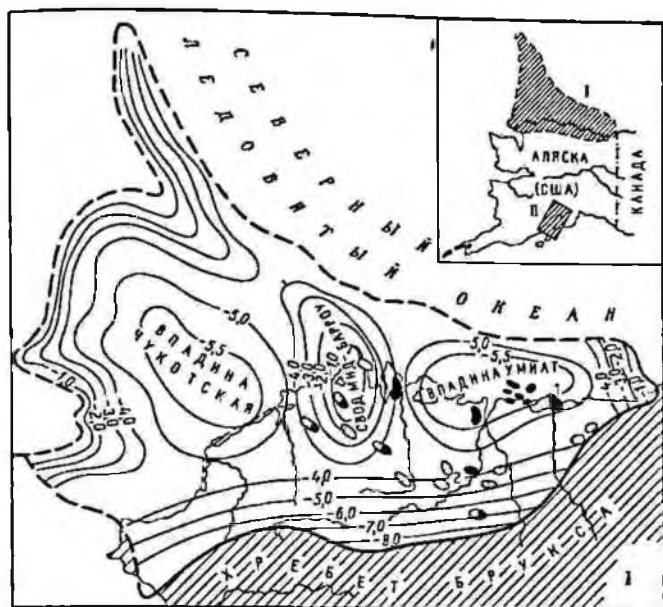


Рис. 8.5. Схема размещения месторождений нефти и газа Аляски

а — границы НГБ, установленные и предполагаемые; б — изогипсы фундамента в км; месторождения: в — нефти, г — газа (I — НГБ Арктического склова: 1 — Прудко-Бей, 2 — Вулф-Крик; II — НГБ залива Кука: 1 — Норт-Кук-Иллет, 2 — Гранит-Пойнт, 3 — Суансон-Ривер, 4 — Триндинг-Бей, 5 — Манартур-Ривер); д — внебассейновые территории

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	μ °С, сПа	ρ _г	Содержание в нефти, вес. %		
					Сера	Азот	Кисл.
Альтамира, 1926	Поздний мел, горизонт кализа-верде	450	722,9 (54,4)	0,978	5,62	0,381	5,4
Франсиско-Кано, 1949	Олигоцен, свита фрио	1762	2,2 (37,8)	0,805	0,13	0,014	0,3
Моптерей, 1950	Олигоцен, свита фрио	2120	2,3 (37,8)	0,814	0,1	0,007	0,1
Рейноса, 1948	Олигоцен, свита фрио	1800	1,3 (37,8)	0,744	0,1	0,02	0,1
Рио-Браво, 1953	Олигоцен, горизонт сан-фелише	1500	2,8 (37,8)	0,827	—	0,031	1,0
Алазан, 1912	Ранний мел, горизонт эль-абра	581	90,7 (54,5)	0,926	3,64	0,322	5,4
Кабо-Рохо, 1953	Ранний мел, горизонт эль-абра	1205	1291,0 (37,8)	0,978	5,02	0,447	7,6
Какамиллао, 1922	Поздний мел, свита агуа-пуэва	485	1290,0 (37,8)	0,984	5,23	0,344	5,23
Серро-Асуль, 1909	Ранний мел, горизонт эль-абра	402	62,6 (54,4)	0,929	3,67	0,321	7,6
Чалакао, 1901	Поздний мел, свита агуа-пуэва	520	1309,0 (37,8)	0,992	5,38	0,422	0,1
Эбано-Падуко, 1901	Поздний мел, горизонт кализа-верде	550	1317,0 (37,8)	0,998	5,38	0,407	8,0
Эсколин	Ранний мел, горизонт верхняя тамбра	2301	12,2 (37,8)	0,875	2,13	—	5,4
Иеземиль-Ордонос, 1952	Ранний мел, горизонт эль-абра	1466	202,0 (37,8)	0,938	3,23	0,333	8,8
Оркоп, 1952	Ранний мел, горизонт эль-абра	855	130,8 (37,8)	0,929	3,50	0,356	8,4
Мапуйль-А-Камачо, 1952	Эоцен, свита чикотепек	1586	98,5 (54,4)	0,933	2,93	0,252	5,4
Монте, 1952	Поздний мел, свита сан-фелише	340	1336 (37,8)	1,012	5,80	0,451	8,8
Мозутла, 1953	Ранний мел, горизонт эль-абра	1266	159,0 (54,4)	0,951	3,93	—	7,9
Нарапхос, 1909	Ранний мел, горизонт эль-абра	487	65,4 (54,4)	0,929	3,80	—	6,7
Окотепек, 1953	Ранний мел, горизонт эль-абра	1041	123,4 (54,4)	0,935	3,45	0,370	7,0
Президенто-Алеман, 1949	Ранний мел, горизонт верхняя тамбра	2451	10,1 (37,8)	0,866	2,08	0,148	4,6

Пасо-Реаль, 1925	Ранний мел, горизонт эль-абра	659	594 (54,4)	0,916	3,09	0,308	0,6
Потреро-дель-Льяно, 1910	Ранний мел, горизонт эль-абра	519	48,7 (37,8)	0,923	1,84	0,072	7,0
Потреро-дель-Охиталь	Поздний мел, свита сан-фелише	400	1039 (54,4)	0,984	5,30	0,386	8,0
Поса-Рика, 1930	Ранний мел, горизонт нижняя тамбра	2201	13,8 (37,8)	0,881	1,77	0,171	5,0
Санта-Агузда, 1953	Ранний мел, горизонт эль-абра	1420	495,8 (54,4)	0,959	3,98	0,434	9,9
Ангостура, 1953	Поздний мел, свита мопдес горизонт эскамела	1032	845,5 (54,4)	0,973	4,86	0,342	6,2
		1446	1320 (54,4)	1,00	5,84	0,388	7,9
Каса-Бланка, 1952	Поздний мел, горизонт эскамела горизонт бречас-кализас	542	1320,0 (37,8)	0,975	5,08	0,359	7,2
		556	3,0 (37,8)	0,821	0,89	0,036	0,7
Арройо-Бланко, 1952	Мiocен, свита энканто	770	18,3 (37,8)	0,898	2,16	0,106	4,4
Эль-Бурро, 1931	Мiocен, свита энканто	1040	22,5 (37,8)	0,933	2,06	0,114	11,9
Эль-Плал, 1931	Мiocен, горизонт лингитик-седраль	653	134,4 (37,8)	0,940	3,50	0,313	6,9
Фортуна-Наспоаль, 1949	Мiocен, горизонт верхний амате	1045	1,4 (37,8)	0,778	0,1	0,017	0,1
Франсита	Мiocен, свита энканто	901	49,9 (37,8)	0,924	3,94	0,143	6,7
Хосе-Коломо, 1951	Мiocен, горизонт верхний амате	1571	1,7 (37,8)	0,794	0,11	0,026	0,2
Лос-Солдодос, 1953	Мiocен, горизонт нижний коисепсон	2154	8,8 (37,8)	0,858	1,75	0,087	4,5
Молокан, 1948	Мiocен, свита энканто	455	33,3 (37,8)	0,913	4,20	0,174	7,7
Нуоло-Тепала, 1927	Мiocен, свита энканто	180	39,2 (37,8)	0,844	2,43	0,127	3,5
Топала, 1928	Мiocен, свита энканто	754	9,7 (37,8)	0,864	1,60	0,1	5,1
Кундуакап ¹ , 1974	Средний мел	4056	Нет данных	0,882	Нет данных		
Самариа ² , 1973	Средний мел	4355	7,2 (37,8)	0,881	То же		
Ситно-Грапде ³ , 1972	Средний мел, горизонт реформа	4170	8,3 (37,8)	0,850	»		
Кактус ⁴ , 1972	Средний мел	3774	4,6 (37,8)	0,848	»		

¹ $t_{пл} = 124^\circ \text{C}$; $P_{нас} = 33,1 \text{ МПа}$; $G = 205 \text{ м}^3/\text{т}$.

² $P_{пл} = 50,9 \text{ МПа}$; $t_{пл} = 128^\circ \text{C}$; $P_{нас} = 32,0 \text{ МПа}$; $G = 295 \text{ м}^3/\text{т}$.

³ $P_{пл} = 46,0 \text{ МПа}$; $t_{пл} = 120^\circ \text{C}$; $P_{нас} = 31,8 \text{ МПа}$; $G = 380 \text{ м}^3/\text{т}$.

⁴ $P_{пл} = 46,0 \text{ МПа}$; $t_{пл} = 124^\circ \text{C}$; $P_{нас} = 31,8 \text{ МПа}$; $G = 454 \text{ м}^3/\text{т}$.

Фракционный состав нефтей месторождений Мексики

Таблица 3.11

Месторождения; возраст и наименование продуктивного горизонта	II. К-100° С		100-200° С		200-300° С		300-375° С		375-435° С		Остаток	
	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}	Вы- ход, об. %	ρ_{4}^{20}
Алтампра; поздний мел, горизонт каллиза-верде	3,0	0,687	10,2	0,752	10,5	0,805	7,0	0,920	6,6	0,946	62,5	1,054
Франсиско-Капо; олигоцен, свита фрио	2,8	0,702	20,5	0,750	47,4	0,799	10,4	0,850	6,4	0,880	3,4	0,983
Монтерей; олигоцен, свита фрио	4,7	0,710	20,1	0,768	43,7	0,815	20,0	0,843	8,1	0,861	2,3	0,940
Рейноса; олигоцен, свита фрио	23,8	0,692	55,8	0,745	16,3	0,793	—	—	—	—	4,0	0,860
Рио-Браво; олигоцен, свита сан-фелипе	0,7	0,709	29,1	0,764	30,2	0,819	8,7	0,864	12,4	0,895	12,9	0,972
Алазан; ранний мел, горизонт эль-абра	3,6	0,679	11,8	0,755	15,3	0,829	9,3	0,882	10,5	0,915	48,9	1,034
Кабо-Рохо; ранний мел, горизонт эль-абра	2,5	0,676	7,7	0,751	11,9	0,846	8,8	0,913	3,7	0,940	65,3	1,058
Какалилао; поздний мел, свита агуа-пуэла	0,8	—	6,5	0,782	11,4	0,858	7,8	0,909	5,3*	0,934	67,9	1,036
Серро-Ассуль; ранний мел, горизонт эль-абра	3,1	0,680	12,0	0,756	15,2	0,832	8,8	0,878	12,5	0,907	47,7	1,036
Чапакао; поздний мел, свита агуа-пуэла	1,3	0,695	6,5	0,780	10,4	0,850	8,6	0,914	4,4*	0,931	68,5	1,048
Эбано-Пануко; поздний мел, горизонт каллиза-верде	0,6	—	6,0	0,779	10,9	0,873	6,8	0,935	1,4*	0,949	72,4	1,047
Эсколики; ранний мел, горизонт верхняя тамабра	6,7	0,674	15,9	0,756	17,0	0,827	10,5	0,869	11,6	0,899	37,9	0,980
Исакиль-Ордовес; ранний мел, горизонт эль-абра	2,9	0,685	10,0	0,760	13,1	0,831	9,6	0,878	10,7	0,909	53,4	1,027
Орков; ранний мел, горизонт эль-абра	4,5	0,683	11,2	0,758	16,1	0,833	7,6	0,878	11,0	0,910	49,0	1,037
Мануэль-А-Камачо; эоцен, свита чиконтелек	1,8	—	8,8	0,753	15,0	0,840	7,8	0,885	10,4	0,913	55,9	1,002
Монте; поздний мел, свита сан-фелипе	1,2	—	6,0	0,768	12,3	0,878	7,5	0,951	8,4	0,977	64,3	1,075
Мозутла; ранний мел, горизонт эль-абра	3,2	0,689	10,4	0,756	12,9	0,830	8,3	0,882	12,0	0,917	52,4	1,054
Наранхос; ранний мел, горизонт эль-абра	3,1	0,683	12,2	0,755	15,1	0,828	9,8	0,882	9,9	0,917	49,9	1,033
Охотелек; ранний мел, горизонт эль-абра	3,7	0,676	11,6	0,756	13,5	0,833	8,3	0,880	12,8	0,918	50,2	1,040
Президенте-Алеман; ранний мел, горизонт верхняя тамабра	7,0	0,670	17,7	0,755	17,8	0,827	11,0	0,865	12,1	0,896	34,8	0,968
Посо-Реаль; ранний мел, горизонт эль-абра	3,9	0,679	13,5	0,755	15,1	0,826	9,4	0,878	11,0	0,912	46,0	1,028
Потреро-дель-Льяно; ранний мел, горизонт эль-абра	3,2	0,682	13,0	0,753	15,6	0,829	9,1	0,873	11,8	0,907	47,2	1,030
Потреро-дель-Охиталь; поздний мел, свита сан-фелипе	0,5	—	6,2	0,778	11,5	0,858	7,9	0,920	4,1	0,941	68,7	1,039
Поса-Рика; ранний мел, горизонт нижняя тамабра	3,8	0,689	15,5	0,756	17,4	0,825	12,1	0,866	11,9	0,894	39,3	0,967
Санта-Агуада; ранний мел, свита эль-абра	2,8	0,675	9,2	0,758	14,1	0,836	7,3	0,890	8,7	0,926	57,0	1,057
Ангостура; поздний мел, свита мездес	1,4	—	8,4	0,732	12,8	0,834	7,3	0,890	7,5	0,927	62,2	1,055
Горизонт эскамела	0,3	—	5,1	0,748	11,5	0,848	8,8	0,917	5,2	0,946	67,2	1,066
Каса-Бланка; поздний мел, горизонт бречас-кализас;	8,8	0,674	26,9	0,751	27,1	0,834	13,2	0,885	9,8	0,907	13,8	0,940
горизонт эскамела	1,7	0,670	8,6	0,747	13,4	0,836	8,6	0,898	4,1	0,921	63,6	1,062
Арройо-Бланко; миоцен, свита энканто	2,3	0,709	12,3	0,775	20,9	0,834	13,1	0,873	12,2	0,902	39,0	0,988
Эль-Бурро; миоцен, свита энканто	6,9	0,674	15,8	0,750	15,2	0,822	9,7	0,888	8,7	0,900	43,5	1,075
Эль-План; миоцен, горизонт лигантик-седраль	0,9	0,700	6,4	0,766	15,5	0,852	12,5	0,901	14,3	0,935	50,3	1,003
Фортуна-Насиональ; миоцен, горизонт верхний амате	21,1	0,695	43,9	0,769	20,7	0,820	7,4	0,852	4,5	0,872	2,3	0,948
Франспта; миоцен, свита энканто	4,5	0,676	12,4	0,761	15,9	0,853	9,9	0,910	10,9	0,942	46,0	1,014
Хосе-Коломо; миоцен, горизонт верхний амате	10,3	0,699	36,8	0,763	31,6	0,816	11,5	0,850	6,0	0,881	3,4	0,978
Лес-Солдадос; миоцен, горизонт нижний копсельон	8,1	0,674	21,0	0,750	18,8	0,822	10,3	0,867	10,4	0,905	30,9	0,992
Молоакан; миоцен, свита энканто	5,9	0,668	14,3	0,751	15,0	0,831	8,2	0,888	9,8	0,924	46,3	1,024
Нуаво-Теана; миоцен, свита энканто	8,9	0,668	22,5	0,745	20,6	0,817	10,6	0,869	9,7	0,901	27,5	0,985
Тонала; миоцен, свита энканто	7,3	0,673	22,3	0,752	15,4	0,822	11,4	0,867	10,1	0,905	32,6	0,995

15*

* Франция 375-435° С.

Характеристика газов месторождений Мексики

Таблица 8.12

Месторождение, год открытия	Возраст продуктив- ного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	Состав газа, вес. %									
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + выс- шие	CO ₂	N ₂
Чилапилла, 1956	Миоцен	P	Нет данных	86,2	6,1	2,7	1,2	1,0	0,4	0,7	0,9	0,2	0,4
Кулебра, 1964	Миоцен	P	1249	90,6	5,0	2,1	0,5	0,6	0,2	0,1	0,3	0,2	0,2
Паморана, 1964	Миоцен	P	1616	86,8	7,4	3,0	0,7	0,7	0,2	0,3	0,3	0,3	0,1
Синко-Президентес ¹ , 1960	Миоцен	P	2025	79,9	10,6	4,8	1,2	0,6	0,4	0,2	0,2	0,1	1,0
Хосо-Коломо, 1951	Миоцен	P	1570	76,7	8,0	5,6	2,9	2,2	1,0	1,5	1,3	0,1	0,3
Бразиль, 1948	Олигоцен	P	2060	85,5	1,2	0,3	—	—	—	—	—	—	10,5
Франспекто-Капо, 1949	Олигоцен	C	2192	90,0	2,1	0,4	0,1	0,2	0,2	—	0,2	0,1	0,6
Ломитас, 1951	Олигоцен	C	1459	95,6	2,1	0,4	0,1	0,1	0,2	—	0,2	—	1,2
Монтероф, 1950	Олигоцен	ГШ	1929	95,9	2,2	0,4	0,3	0,1	0,1	—	0,2	—	0,8
Роймоса, 1948	Олигоцен	ГК	1848	93,4	3,7	1,0	0,4	0,3	0,1	0,1	0,3	—	0,5
Тревизо, 1951	Олигоцен	C	2319	90,7	1,6	0,2	0,1	—	0,2	—	0,2	0,1	0,9
18-де-Марсо, 1954	Олигоцен	C	2130	94,9	2,1	0,3	0,1	0,1	0,1	—	0,1	0,2	1,7
Миснон, 1945	Олигоцен	C	Нет данных	93,1	3,1	2,1	0,5	0,5	0,2	0,2	0,2	—	—
Лос-Солдадос, 1953	Миоцен	P	2150	80,4	9,8	5,2	1,8	1,0	0,5	0,6	0,7	—	—
Эль-Плаи, 1931	Миоцен	P	650	89,6	5,7	2,6	0,8	0,5	0,2	0,3	0,3	—	—
Санта-Ана, 1959	Миоцен	P	2900	84,1	6,1	5,4	2,0	0,9	0,5	0,5	0,4	—	—

¹ Содержит No 0,05 вес. %.

Таблица 8.13

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Аляски

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл} ¹ МПа	t _{пл} ¹ °C	P _{нас} ¹ МПа	G _н ¹ м ³ /т	μ (37,8° C), сПа	ρ ₄ ²⁰	Сера, вес. %	Конс., вес. %
--------------------------------	---	----------------------------	-------------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--	---------------------	------------------------------	-----------------	------------------

НГБ Арктического склона

Прудхо-Бей, 1968	Пермо-триас, свита садл- рофф	2430—2760	28,6—31,4	85—104	Нет данных	281—304	14,6	0,893	0,82	4,7
------------------	----------------------------------	-----------	-----------	--------	---------------	---------	------	-------	------	-----

НГБ зал. Кука

Норт-Кук-Инлот, 1962	Палеоген — неоген, свита тлошек	3333—3339			Нет данных		0,2	0,764	—	0,1
Граунт-Пойнт, 1965	Палеоген — неоген, свита тлошек	2638—2675	28,8	78	16,8	201,6	1,8	0,812	0,02	1,1
Суансон-Ривер, 1957	Палеоген — неоген, гори- зонт хемлок	3324	19—40	82	7,0—9,8	22—116	5,3	0,856	0,05	4,0
Траддинг-Бей, 1965	Палеоген — неоген, гори- зонт хемлок	3202	19,2	57,8	11,3	66,8	5,1	0,864	0,11	4,7
Макартур-Ривер, 1965	Палеоген — неоген, гори- зонт хемлок	2858—2980	20,8	8,2	12,5	65,5	5,1	0,858	0,07	5,1

Фракционный состав нефтей месторождений Аляски

Месторождение; возраст и выходящие продуктивные горизонты	н. к.—100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰	Выход, % ρ ₄ ²⁰
Прудох-Бей; пермо-триас, свита садл-роуш	4,7	0,710	14,3	0,779	16,9	0,844	13,3	0,889	13,4	0,914	36,3	0,990
НГБ Арктического склона												
НГБ зал. Кука												
Норт-Кук-Иллот; палеоген — неоген, свита тлонок	29,6	0,690	39,4	0,762	18,0	0,816	5,0	0,861	3,4	0,890	1,7	0,948
Гранит-Пойнт; палеоген — неоген, свита тлонок	17,7	0,696	18,0	0,778	19,5	0,835	9,5	0,870	8,8	0,901	14,4	0,964
Суансон-Ривер; палеоген — неоген, горизонт хемлок	12,5	0,710	17,8	0,770	18,6	0,835	11,1	0,869	9,9	0,897	27,8	0,993
Тродши-Бей; палеоген — неоген, горизонт хемлок	3,9	0,710	21,4	0,762	24,3	0,832	12,3	0,871	12,0	0,897	26,1	0,984
Макартур-Ривер; палеоген — неоген, горизонт хемлок	9,9	0,701	20,2	0,770	20,8	0,835	10,6	0,870	10,4	0,896	28,1	0,988

Газы верхнемеловых отложений содержат свыше 95% метана и небольшое количество неуглеводородных компонентов, в то время как в пермо-триасовых отмечается значительное количество CO_2 (табл. 8.15).

В НГБ зал. Кука известно 3 нефтяных, 3 газонефтяных и 15 газовых месторождений. Продуктивными отложениями являются песчаники палеогена и неогена. Основной нефтегазоносный горизонт — песчаники хемлок, залегающие на глубине 2490—3470 м.

Нефти весьма разнообразны по плотности, малосернистые, с высоким содержанием бензиновых фракций (табл. 8.13—8.14).

Газовые залежи располагаются главным образом на глубинах от 1000 до 3000 м и содержат до 99% метана (табл. 8.15).

КАЛИФОРНИЯ

Выделяется 7 нефтегазоносных бассейнов, которые содержат более 300 нефтяных и 130 газовых месторождений (рис. 8.6).

Основные нефтесодержащие горизонты приурочены к палеогеновым и неогеновым песчано-глинистым отложениям, а газосодержащие — к верхнемеловым угленосно-песчанистым породам. Глубины продуктивных пластов изменяются от нескольких сотен метров до 4500 м. Во всех бассейнах, кроме Грейт-Валли, открыты в основном нефтяные месторождения с высоким содержанием газа. В НГБ Грейт-Валли наблюдается четкая зональность в размещении нефтяных и газовых месторождений: первые приурочены к южной части бассейна (НГО Сан-Хоакин), вторые — к северной части (НГО Сакраменто).

Нефти верхней части разреза очень тяжелые, сернистые (табл. 8.16). Вниз по разрезу их сернистость и плотность снижаются. Фракционный состав нефтей характеризуется небольшим выходом высококипящих фракций (табл. 8.17).

В групповом углеводородном составе преобладают нафтеновые углеводороды (табл. 8.18). Свободные газы по составу относятся к категории «сухих». В неглубоких залежах отмечается значительное содержание азота (табл. 8.19).

СКАЛИСТЫЕ ГОРЫ

Установлено 15 нефтегазоносных бассейнов, в которых выявлено более 1200 нефтяных и 500 газовых месторождений (рис. 8.7). Для этой группы НГБ характерен обширный стратиграфический диапазон нефтегазоносности от кембрия до неогена, а глубины залегания продуктивных горизонтов изменяются от нескольких сотен метров до 4500 м.

Нефти разнообразны по составу — от легких, малосернистых до тяжелых, высокосернистых (табл. 8.20). Наиболее легкие нефти характерны для южных бассейнов (Парадокс и Сан-Хуан).

Выход высококипящих фракций почти одинаковый, в групповом составе преобладают метановые углеводороды (табл. 8.21—8.22).

Характеристика газов

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	$P_{пл.}$ МПа	$t_{пл.}$ °С
Прудхо-Бей, 1968	Пермо-триас, свита садл-рочит	Р	2430—2760	28,6—31,4	85—104
		ГШ ГШ С			
Вулф-Крик, 1951	Поздний мел, серия колвилл	С			
Норт-Кук-Шплет, 1962	Палеоген — неоген, горизонт мидл-граунд-шоал свиты стерлинг, белугаривер	ГК	3333—3339	НГБ зал. Кука Нет данных	
		С	1130—2000	То же	

Физико-химическая характеристика

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл.}$ МПа	$t_{пл.}$ °С			
Коалпинга-Ноуз, 1938	Эоцен, горизонт гатчелл	2425	НГБ Грейч				
			Нет данных	95			
			Белридж-Саут, 1911	Плейстоцен — плиоцен, свита туларе	300	3,0	Нет данных
			Колс-Левин-Норт, 1938	Миоцен, горизонт стивенс	2970	То же	116
			Мидуэй-Сайсет, 1894	Плиоцен, свита этчигойн	564	Нет данных	121
			Кери-Фронт, 1915	Плиоцен, горизонт керн-ривер	622	Нет данных	Нет данных
Рно-Браво, 1937	Миоцен, горизонт рно-браво	3500	Нет данных	123			
					Торрапс, 1922	Миоцен, горизонт дел-амо	1235
Уильмингтон, 1932	Миоцен, вода термиваль	1027	7,0	69			
Лонт-Бич, 1921	Плиоцен, горизонт аламп-тос	827	Нет данных				

месторождений Аляски

Таблица 8.15

Состав газа, об. %													
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + +высшие	CO ₂	N ₂	He	Ar	H ₂ S	
ского склона													
44,13	5,11	3,03	0,83	1,35	0,76	1,18	34,06	9,11	Нет данных	0,01	Нет данных		
78,2	5,2	2,3	0,3	0,8	0,1	0,2	0,2	11,7	0,9	0,02	—	—	—
73,7	7,1	3,1	0,4	0,7	0,1	0,2	0,2	14,1	0,2	0,01	—	—	—
98,5	0,1	0,7	—	—	—	—	—	—	0,7	—	—	—	—
83,46	1,40	2,23	0,87	1,31	0,60	0,59	8,63	0,38	0,53	Нет данных			
99,70				0,08				0,07	0,09	Нет данных		0,01	

Таблица 8.16

нефтей месторождений Калифорнии

P _{плс} , МПа	G _г , м ³ /т	μ (37,8 °C), сПа	P _г , °	Содержание в нефти				
				Сера *	Азот *	Кисл *	V **	Ni **
Валли								
Нет данных	145 (ложная часть)	6,0	0,868	0,25	0,194	2,2	5,1	21,9
Нет данных	23	518	0,966	0,23	0,78	5,9	23	83
»	103	25,6	0,917	0,68	0,472	2,1	8,2	38,5
Нет данных		17,0	0,840	0,38	—	2,5	11	31
Нет данных	570	3,4	0,873	0,59	—	3,9	Нет данных	
То же	20	48,4	0,932	0,88	—	6,0	82,5	82,6
»	230	4,2	0,839	0,31	0,286	2,7	Нет данных	
»	25	690	0,965	0,89	0,876	7,8	То же	
»	35	21,4	0,903	0,20	0,446	4,7	6	11
»	215	3,3	0,832	0,35	0,158	1,5	Нет данных	
Анджелес								
Нет данных	135	31,0	0,911	1,84	0,555	6,1	Нет данных	
То же	18—110	31,0	0,913	1,38	—	7,3	43	61
»	213	8,8	0,877	0,40	0,360	4,1	Нет данных	
»	192	41,3	0,918	1,29	0,55	2,7	То же	

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл. МПа	t пл. °С
Сил-Бич, 1926	Плиоцен, горизонт Брай- ант	1400	Нет данных	78
Хаятшигтов-Бич, 1920	Плиоцен, горизонт фер- наздо	750	То же	56
Савта-Фе-Спрингс, 1919	Миоцен, свита пуэнте	1462	»	77
	Плиоцен, горизонт бакби горизонт кларк	1750 2458	»	83 108
Койог-Вест, 1909	Плиоцен, горизонт эмерп	1738	»	85
НГБ Вентура —				
Копсеппин, 1961	Олигоцен, горизонт алег- рия	942	Нет данных	
Элвуд, 1928	Миоцен, свита вакерос	1026	Нет данных	64
Сая-Мигелито, 1931 Вентура, 1916	Плиоцен, свита рететто	1982	То же	71
	Плиоцен, свиты плко и ре- петто	762—3660	»	92 (2291 м)
Монтальво-Вест, 1947	Олигоцен, свита сеспе	3431	Нет данных	
Саут-Маунтин, 1916	Олигоцен, свита сеспе	1620	То же	
Дел-Валле, 1940	Миоцен, горизонт дел-вал- ле	2047	Нет данных	75
	Миоцен, свита модело	2790	То же	94
Ильохолл-Потреро, 1937	Миоцен, свита модело	2790	»	95
Алисо-Ганьон, 1938	Миоцен, горизонт фрио	2595	»	95
НГБ Хаф-Мун —				
Сан-Ардо, 1947	Миоцен, горизонт ломбар- ди	663	Нет данных	
Рассел-Рапч, 1948	Миоцен, горизонт дибблп	876	То же	
Кайама-Саут, 1949	Миоцен, горизонт дибблп	1331	»	
НГБ Санта-				
Свита-Мария-Валли, 1934	Миоцен, свита монтерей	1807	Нет данных	
Оркатт, 1902	Миоцен, свита поинг-сол	1021	То же	
Кат-Каньон-Вест, 1908	Миоцен, горизонт лос- флорес	1524	»	
Ломпок, 1903	Миоцен, горизонт авена- кес	825	»	

* Вес. %

** 10⁻³ ч/мин.

Газы преимущественно метановые, часто с высоким содержанием азота (табл. 8.23). В газах некоторых месторождений НГБ Сан-Хуан отмечается высокое содержание гелия (Тосито-Доум).

МИДКОНТИНЕНТ

Выделяются 2 нефтегазоносных бассейна, в которых установлено почти 10 000 нефтяных и около 2000 газовых месторождений (рис.

Г _{нас.} МПа	G, м ³ /т	ρ (37,8°C), сПа	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти					
				Сера*	Азот*	Кокс*	У**	NI**	
Нет данных	130	30,9	0,909	1,23	—	5,8	Нет данных		
То же	224	25,4	0,906	1,26	—	5,8	То же		
»	550	34,9	0,918	1,57	0,648	3,0	»		
»	328	5,2	0,861	0,33	0,271	2,7	»		
»		4,3	0,854	0,26	—	2,3	»		
»	140	6,1	0,869	0,82	0,347	2,4	»		
Санта-Барбара									
Нет данных	140	2,5	0,825	0,12	0,111	1,4	Нет данных		
То же	70	2,5	0,835	0,18	—	2,0	То же		
»	175	9,5	0,865	0,87	0,413	3,2	»		
»	200	7,8	0,881—0,865	0,94	0,413	4,8	31	49	
»	110	1598	0,951	4,10	0,74	4,1	Нет данных		
»	330	43,9	0,914	2,79	—	8,2	То же		
»	540	6,1	0,864	1,15	0,331	4,4	»		
»	210	5,2	0,862	0,56	0,346	3,8	Нет данных		
»	630	49,9	0,925	0,92	0,708	6,1	То же		
Салинас-Кайама									
	—	1310	0,992	2,25	0,913	3,4	Нет данных		
	125	5,1	0,849	0,35	—	3,5	То же		
	200	6,9	0,863	0,42	0,337	2,1	10	32	
Мария									
	198	1277	0,968	4,99	—	9,7	174	174	
	190	116,2	0,915	2,48	0,525	4,0	23	162	
	160	627	0,950	5,07	—	9,9	Нет данных		
	185	102,6	0,933	3,66	—	7,6	То же		

8.8, 8.9). Залежи приурочены к палеозойским терригенно-карбонатным породам на глубине до 7500 м.

Нефти весьма близки по составу, в большинстве случаев легкие, малосернистые (табл. 8.24, 8.25). В групповом составе преобладают метановые углеводороды (табл. 8.26).

В составе газов отмечается высокое содержание метана в кембродовских отложениях (табл. 8.27). Газы пермских и каменно-

Фракционный состав нефтей месторождений Калифорнии

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к.—100°С		100—200°С		200—300°С		300—375°С		375—435°С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_4^{20}	Выход, об. %	ρ_4^{20}	Выход, об. %	ρ_4^{20}	Выход, об. %	ρ_4^{20}	Выход, об. %	ρ_4^{20}	Выход, об. %	ρ_4^{20}
НГБ Грейт-Валли												
Коалинга-Ноуз; эоцен, горизонт гатчолл	6,2	0,712	18,9	0,770	21,7	0,843	14,1	0,878	12,6	0,904	24,8	0,976
Белридж-Саут; плейстоцен-плиоцен, свита тулара	—	—	2,1	0,805	17,7	0,876	14,2	0,930	14,9	0,916	49,4	1,021
Элк-Хилс; плейстоцен-плиоцен, свита тулара	1,2	0,724	14,1	0,797	25,1	0,874	12,2	0,915	0,2	0,941	37,4	0,992
Колс-Левис-Норт; миоцен, горизонт стивенс	12,4	0,694	23,1	0,782	20,3	0,843	10,3	0,889	9,5	0,912	20,8	0,982
Буэна-Виста; плиоцен, свита этчигойл	10,1	0,704	23,8	0,791	18,9	0,860	8,8	0,903	8,5	0,935	28,0	0,993
Мидуэй-Сапсет; плиоцен, свита этчигойл	1,1	0,735	13,2	0,792	20,0	0,876	11,9	0,926	13,6	0,956	38,8	1,01
Грилли; миоцен, свита веддер	11,9	0,694	25,4	0,778	20,2	0,833	10,2	0,880	9,7	0,906	19,9	0,986
Керк-Фронт; плиоцен, горизонт керк-ривер	—	—	—	—	15,6	0,866	13,6	0,921	15,6	0,948	54,5	1,005
Эдисон; поздний миоцен, горизонт чапак	3,1	0,700	17,7	0,789	18,3	0,859	10,7	0,890	12,0	0,915	38,0	0,999
НГБ Лос-Анджелес												
Торранс; миоцен, горизонт дел-амо	3,8	0,708	14,3	0,784	17,9	0,851	11,4	0,892	10,1	0,918	41,9	1,004
Уиллингтон; миоцен, зона термипаль	5,7	0,700	12,2	0,783	16,5	0,860	10,9	0,905	11,5	0,937	41,2	1,010
Домингес; плиоцен	5,1	0,716	21,3	0,782	22,1	0,843	10,2	0,881	10,6	0,906	29,9	0,993
Лонг-Бич; плиоцен, горизонт аламтос	—	—	13,7	0,771	20,0	0,848	12,7	0,891	13,9	0,928	38,7	1,009
Сид-Бич; плиоцен, горизонт брайант	1,9	0,746	14,1	0,777	17,9	0,846	12,1	0,882	10,8	0,909	40,8	0,999
Хавтшигтон-Бич; плиоцен, горизонт фернандо	4,9	0,705	10,8	0,783	17,4	0,805	10,8	0,890	11,5	0,922	38,4	1,009
миоцен, свита пуэрта	7,5	0,731	12,5	0,794	15,0	0,855	9,8	0,891	11,1	0,928	43,1	1,015
НГБ Вентура — Санта-Барбара												
Санта-Фе-Спрингс; плиоцен, горизонт бакби	4,07	0,720	13,8	0,782	23,8	0,842	11,7	0,877	11,0	0,902	23,2	0,986
горизонт кларк	7,1	0,715	25,0	0,780	22,8	0,841	12,7	0,876	10,7	0,897	21,3	0,972
Койот-Вест; плиоцен, горизонт эмерл	6,3	0,714	23,6	0,779	19,5	0,844	11,6	0,819	9,8	0,906	29,2	0,990
НГБ Вентура — Санта-Барбара												
Консенши; олигоцен, горизонт алегрия	13,0	0,710	32,8	0,781	20,8	0,838	9,3	0,881	8,3	0,900	12,4	0,982
Элвуд; миоцен, свита вакерос	7,6	0,717	32,5	0,776	25,8	0,834	9,6	0,869	8,0	0,898	15,7	0,981
Сан-Мигелито; плиоцен, свита репстто	12,8	0,698	20,0	0,779	15,8	0,844	9,0	0,878	9,7	0,904	30,61	1,003
Вентура; плиоцен, свиты пико и роуетто	9,9	0,698	20,1	0,778	17,5	0,837	8,8	0,875	10,4	0,912	31,5	0,994
Монталво-Вест; олигоцен, свита сеспе	3,5	0,705	11,1	0,773	15,2	0,852	8,6	0,897	10,7	0,928	50,0	1,054
Саут-Маунтин; олигоцен, свита сеспе	6,2	0,684	14,2	0,774	15,4	0,843	9,2	0,887	8,4	0,920	46,0	1,018
Дел-Валле; миоцен, горизонт дел-валле	9,0	0,694	22,8	0,775	18,5	0,840	10,5	0,877	11,6	0,890	26,1	1,002
Ньюхолд-Потреро; миоцен, свита модело	11,2	0,701	22,7	0,779	17,8	0,843	8,6	0,877	9,8	0,904	28,4	0,999
Алисо-Каньон; миоцен, горизонт фрю	5,7	0,737	12,3	0,800	18,4	0,862	10,1	0,898	8,9	0,924	43,3	1,020
НГБ Хаф-Мун — Салтас-Кабама												
Сан-Ардо; миоцен, горизонт ломбарди	—	—	1,0	0,832	10,4	0,876	11,8	0,920	3,2	0,938	72,0	1,025
Рассей-Раич; миоцен, горизонт диббл	11,7	0,686	21,2	0,781	20,0	0,845	13,1	0,880	11,0	0,907	23,0	0,990
Кабама-Саут; миоцен, горизонт диббл	9,4	0,698	20,7	0,781	18,6	0,841	10,3	0,882	10,2	0,910	27,6	0,998
НГБ Санта-Мария												
Санта-Мария-Валли; миоцен, свита монтерей	2,0	0,706	9,3	0,774	13,0	0,857	7,3	0,908	6,3	0,934	61,3	1,038
Оркатт; миоцен, свита поипт-сол	2,9	0,713	17,2	Нот данных 0,765	17,6	0,846	9,9	0,886	8,6	0,914	43,7	1,011
Кат-Каньон-Вест; миоцен, горизонт лос-флорес	3,8	0,682	9,5	0,780	12,8	0,844	8,5	0,892	8,8	0,920	55,7	1,038
Лопшок; миоцен, горизонт авенакес	2,9	0,719	16,7	0,780	17,1	0,862	7,8	0,919	9,5	0,948	46,0	1,027

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Калифорнии (об. %)

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к.—200° С			200—350° С		
	Метилыные	Нафтеновые	Ароматические	Метилыные	Нафтеновые	Ароматические

НГБ Грейт-Валли

Коаллига-Ноуа; эоцен, горизонт гатчелл	35,6	50,3	14,1	35,9	33,7	30,4
Белридж-Саут; плейстоцен — плиоцен, свита туларе	—	97,5	2,5	14,0	82,5	3,5
Колс-Леви-Норт; миоцен, горизонт стивенс	41,1	49,7	9,2	37,2	38,4	24,4
Буэна-Виста; плиоцен, свита этчгойн	32,2	57,7	10,1	23,3	47,2	29,5
Гриль; миоцен, свита веддер	45,6	46,5	7,9	41,7	32,0	26,3
Керп-Фронт; плиоцен, горизонт керп — ривер	—	97,5	2,5	13,1	71,1	15,8
Эдисон; поздний миоцен, горизонт чавак	20,3	76,4	3,3	26,3	51,6	22,1

НГБ Лос-Анджелес

Уилмингтон; миоцен, зона терпналь	26,7	67,4	5,9	27,4	50,5	22,1
Домингес; плиоцен	32,8	57,1	10,1	40,4	42,5	17,1
Лонг-Бич; плиоцен, горизонт аламитос	27,1	67,7	5,2	36,5	44,8	18,7
Хайтштон-Бич; плиоцен, горизонт Ферландо	19,7	75,1	5,2	29,3	48,0	22,7
Койот-Вест; плиоцен, горизонт эмери	34,6	58,2	7,2	40,7	37,4	21,9

НГБ Вентура — Санта-Барбара

Вентура; плиоцен, свита пико и репетто	43,5	51,1	5,4	42,0	35,7	22,3
Саут-Маунтин; олигоцен, свита сесле	51,0	40,0	9,0	38,8	36,8	24,6

НГБ Хаф-Мун — Салинас-Кайама

Сал-Ардо; миоцен, горизонт ломбарди	—	97,4	2,6	11,5	75,2	13,3
Кайама-Саут; миоцен, горизонт диббли	38,8	54,5	6,7	39,5	35,5	25,0

НГБ Санта-Мария

Оркатт; миоцен, свита пойнт-сол	35,3	57,4	7,3	37,5	39,1	23,4
---------------------------------	------	------	-----	------	------	------

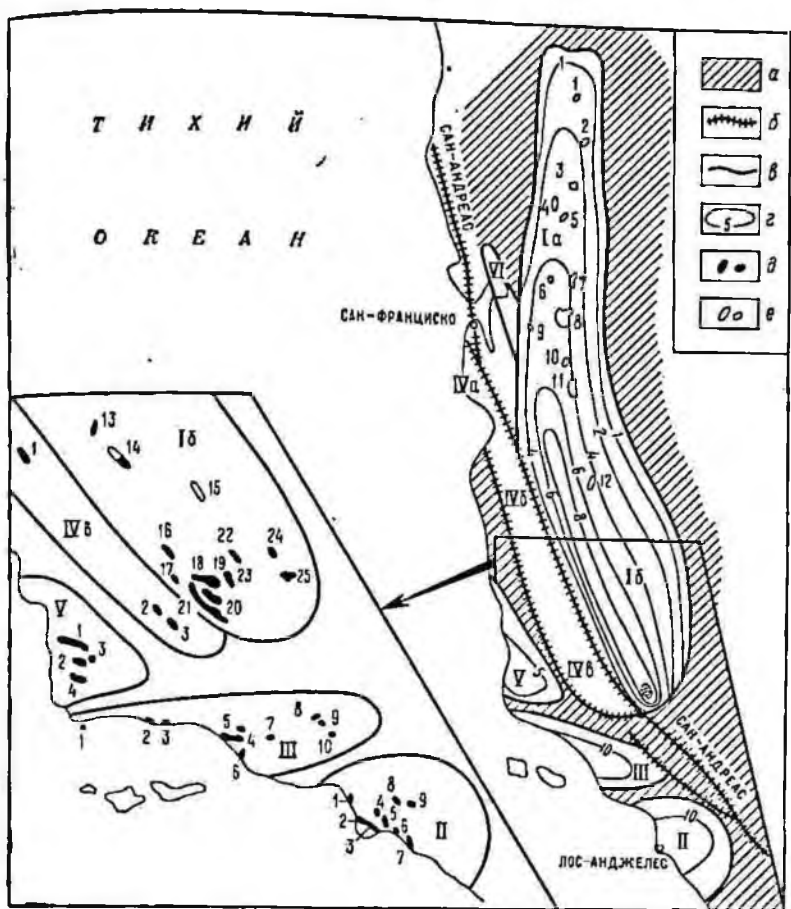


Рис. 8.6. Схема размещения месторождений нефти и газа в НГБ Калифорнии

а — мезозойско-кайнозойские осадчатые области Кордильер; б — основные разломы; в — границы НГБ; г — изопакты осадочного чехла в км; месторождения: д — нефти, е — газа. Нефтегазовые бассейны и месторождения: I — НГБ Грейт-Валли (нефтегазовые области: Ia — Сакраменто, Ib — Сан-Хоакин); 1 — Корнинг, 2 — Чико, 3 — Сатер-Бьютс, 4 — Арбакл, 5 — Ванней, 6 — Денвертон, 7 — Медн-Прери, 8 — Рио-Виста, 9 — Уиллоу-Пасс, 10 — Трейси, 11 — Вернало, 12 — Чоучилла, 13 — Коалинга-Ноуз, 14 — Кестлмей-Норт-Доум, 15 — Тринго, 16 — Белридж-Саут, 17 — Белджман-Антиклайн, 18 — Энкхилс, 19 — Колс-Леви-Норт, 20 — Буэна-Виста, 21 — Милуэй-Сансет, 22—23 — Грели, Рио-Браво, 24 — Керн-Фроит, 25 — Эдисон; II — НГБ Лос-Анжелес: 1 — Плайя-дель-Рей, 2 — Торралс, 3 — Уилмингтон, 4 — Домингес, 5 — Лонг-Бич, 6 — Сил-Бич, 7 — Каптитов-Бич, 8 — Санта-Фе-Спиритс, 9 — Койот-Вест; III — НГБ Вентура — Санта-Барбара: 1 — Консепши, 2 — Элвуд, 3 — Ла-Голета, 4 — Вентура, 5 — Сан-Мигелито, 6 — Монталво-Вест, 7 — Саут-Маунтин, 8 — Дел-Валле, 9 — Ньюхолл-Потреро, 10 — Алсо-Каньон; IV — НГБ Хаф-Мун — Салквас-Кайама (нефтегазовые области: IVa — Хаф-Мун, IVб — Салквас, IVв — Кайама-Кризо): 1 — Сан-Арно, 2 — Рассел-Ранч, 3 — Кайама-Саут; V — НГБ Санта-Мария: 1 — Санта-Мария-Валли, 2 — Оркатт, 3 — Кат-Каньон-Вест, 4 — Ломпон; VI — НГБ Сонома — Оринджа-Ливермор

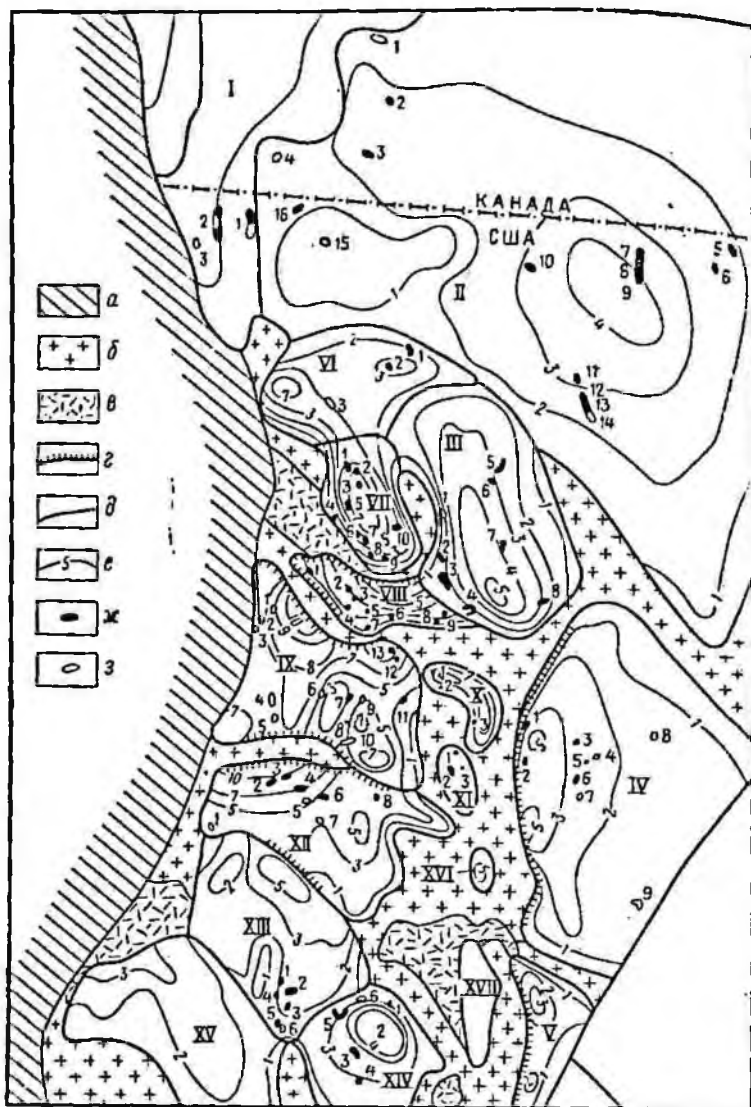


Рис. 8.7. Схема размещения месторождений нефти и газа в НГБ Скалистых гор
 а — мезозойско-кайнозойские горно-складчатые сооружения Кордильер; б — горно-табличные подпятия с выходами докембрийского фундамента на поверхность или под маломощным осадочным чехлом; в — эффузивно-лазовые поля; г — основные разломы; д — границы НГБ; е — шлоахиты осадочного чехла в км; месторождения: ж — нефти, з — газа.
 Нефтегазоносные бассейны и месторождения: I — Западно-Канадский НГБ (США): 1 — Кевин-Синбарст, 2 — Кат-Банк, 3 — Блэнклиф; II — Уиллистонский НГБ (Канада — США): 1 — Коллилл-Смайлл, 2 — Фостертон, 3 — Доллард, 4 — Этанком, 5 — Ньюбург, 6 — Глеб-бэра-Вест, 7 — Тайога, 8 — Бипер-Лодж, 9 — Чарлсон, 10 — Поцлар, 11 — Сайн, 12 — Кэбни-Крик, 13 — Пеннел, 14 — Спдар-Крик, 15 — Бауис, 16 — Флет-Кули; III — НГБ Паудор-Ривер: 1 — Билли-Крик, 2 — Сассекс, 3 — Солт-Крик, 4 — Глеарон, 5 — Белл-Крик, 6 — Реслюз, 7 — Хилайт, 8 — Лавс-Крик; IV — НГБ Деввер: 1 — Хорс-Крик, 2 — Борн, 3 — Риверсайд, 4 — Йсктер, 5 — Грейшич, 6 — Адена, 7 — Литл-Бивер, 8 —

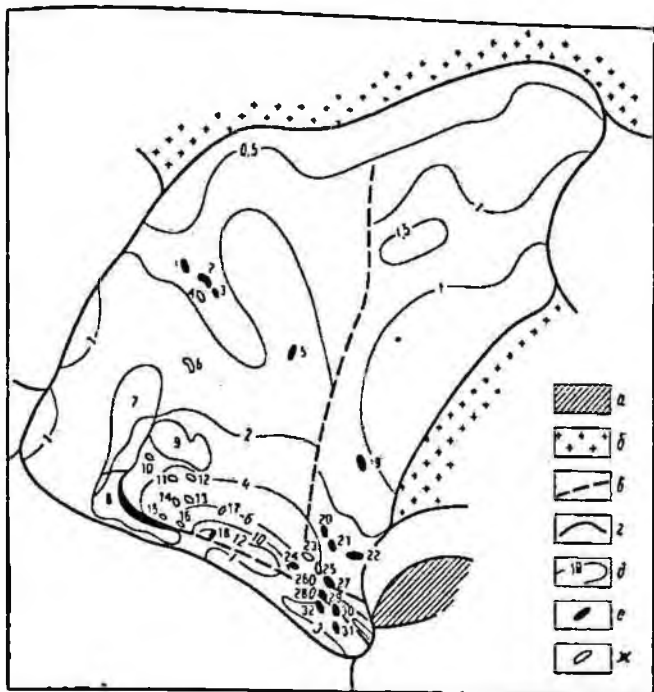


Рис. 8.8. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в НГБ Мид-континента. Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн

а — палеозойские складчатые сооружения Уошито; б — докембрийский фундамент на поверхности или под маломощным осадочным чехлом; в — основные разломы; г — границы НГБ; д — изохаиты осадочного чехла в км; месторождения: з — нефтяные, ж — газовые и газоконденсатные.

Месторождения: 1 — Бемис-Шаттс, 2 — Колл-Тарни, 3 — Крафт-Пруса, 4 — Анрук, 5 — Эльдorado, 6 — Глин, 7 — Хьюстон, 8 — Панхасдл, 9 — Монане-Лаверне (Ла-Верне), 10 — Троспер, 11 — Матерс-Ранч, 12 — Арнетт, 13 — Уошито-Крик, 14 — Буффало-Уоллоу, 15 — Гейднуби-Крик, 16 — Милс-Ранч, 17 — Лидей, 18 — Элк-Сити, 19 — Барбани, 20 — Эдмонд-Вест, 21 — Ослахома-Сити, 22 — Семинол, 23 — Алекс-Саут, 24 — Семент, 25 — Раш-Спрингс, 26 — Читвуд, 27 — Голден-Тренс, 28 — Картер-Нокс, 29 — Эсла-Робберсон, 30 — Хилдтон, 31 — Марриетта-Саут-Пост, 32 — Шо-Вел-Там

Рис. 8.7. Продолжение

Биг-Спрингс, 9 — Мак-Клейн; V — НГБ Ратон; VI — НГБ Крейзи — Булл-Маунтинс; 1 — Суматра, 2 — Биг-Уолл, 3 — Биг-Кулл; VII — НГБ Биг-Хори: 1 — Эли-Бейсия, 2 — Франни, 3 — Гарленд, 4 — Шонон; 5 — Орегон-Бейсия, 6 — Лигл-Грасс-Крик, 7 — Грасс-Крик, 8 — Гамилтон-Доум, 9 — Гебо, 10 — Коттонвуд-Крик; VIII — НГБ Уинд-Ривер: 1 — Дубойс, 2 — Стивбот-Бьютт, 3 — Пайлот-Бьютт, 4 — Ривертон-Доум, 5 — Алкали-Бьютт, 6 — Маскрат, 7 — Биг-Санд-Дроу, 8 — Гриа, 9 — Вест-Пойсоа-Спайдер; IX — НГБ Грин-Ривер: 1 — Чайлдейл, 2 — Биг-Пайни, 3 — Тип-Топ, 4 — Черч-Бьюттс, 5 — Батчер-Найф-Спрингс, 6 — Норт-Вакстер-Бейсия, 7 — Патрик-Дроу, 8 — Брейдли-Саут, 9 — Тейбл-Рок, 10 — Гайавата, 11 — Хетфилд, 12 — Уари, 13 — Мост-Солджер; X — НГБ Халпа-Ларам: 1 — Обл-Спрингс, 2 — Биг-Медисин-Боу, 3 — Север-Майл; XI — НГБ Норт-Мидл-Парк: 1 — Ватшини, 2 — Норт-Мак-Каллем, 3 — Канашав-Ривер; XII — НГБ Уинга-Пайсенс: 1 — Клар-Крик, 2 — Алтамонт, 3 — Блюбелл, 4 — Реп-Уол, 5 — Чапга-Уалс, 6 — Рейднли, 7 — Дуглас-Крик-Саут, 8 — Вилсон-Крик; XIII — НГБ Парадокс: 1 — Блафф, 2 — Анет, 3 — Дезерт-Крик, 4 — Ренапче-Крик, 5 — Норт-Баундари-Бьютт, 6 — Баундари-Бьютт; XIV — НГБ Сан-Хуан: 1 — Грамас, 2 — Вланко, 3 — Бишти, 4 — Чано, 5 — Верде-Галлап, 6 — Ют-Доум; XV — НГБ Блэк-Меса — Кейна-рович; XVI — ВНГБ Саут-Пэри; XVII — ВНГБ Сан-Луис

Характеристика газов

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия на- хождения	Глубина зале- газоп., м	P _{пл.} МПа	T _{пл.} °C
НГБ Грейт-					
Горшипт, 1944	Поздний мел, свита кайо- не	С	746	Нет данных	
Чтко, 1944	Поздний мел	С	652	То же	
Саттер-Бьютс, 1933	Поздний мел, свита форбс	С	1949	28,0	Нет данных
Арбакл, 1957	Поздний мел, свита форбс	С	1769	21,7	49
Баккей, 1960	Поздний мел	С	2474	30,3	Нет данных
Мейл-Прерри, 1945	Поздний мел, свита стар- ки	С	1997	Нет данных	
Деввертон, 1948	Палеоцен, горизонт ал- дерсон	С	2619	То же	
Рио-Виста, 1936	Эоцен, горизонт ворто- вилл	С	1310	13,2	65
Уиллоу-Пасс, 1959	Эоцен, горизонт доменд- жин	С	583	Нет данных	
Тройси, 1935	Поздний мел, горизонт трейси	С	1221	То же	
Вервалс, 1941	Поздний мел, горизонт блюэт	С	1177	»	
Чоучилла, 1935	Мноцен, горизонт зилч	С	797	»	
	Поздний мел, горизонт па- ноче	С	2409	»	
Коалшнга-Ноуз, 1938	Эоцен, горизонт гатчелл	ГШ Р	2470 2066	»	
Кеттлмен-Норт-Доум, 1928	Мноцен, свита темблор	Р	3196	»	
Трико, 1934	Плиоцен, свита сак-хоа- кин	С	753	»	
Белджиап-Авгклайн, 1947	Эоцен, горизонт пойт- оф-рокс	Р	1647	Нет данных	49,0
Элт-Хилс, 1919	Плиоцен, свита этчгойн	ГШ	488	Нет данных	
Колс-Леви-Норт, 1938	Плиоцен, свита этчгойн	ГШ	1770	То же	
	Мноцен, свита стивенс	Р	2806	»	
НГБ Лос					
Плайя-дель-Рей, 1929	Плиоцен, свита репетто	Р	1860	19,3	113
Уиллингтон, 1932	Плиоцен, свита репетто	Р	800	Нет данных	
Домшгес, 1923	Плиоцен	Р	1137	То же	
Сапта-Фе-Спрингс, 1919	Плиоцен, горизонт шко горизонт кларк	Р Р	1739 2355	»	
НГБ Вентура -					
Элвуд, 1928	Мноцен, свита вакерос	Р	1044	Нет данных	
Ла-Голета, 1929	Мноцен, свита вакерос	С	1220	12,0	Нет данных
Алисо-Кальон, 1938	Мноцен, горизонт сеон	ГК (145 г/м ³)	2549	Нет данных	

Состав газа, об. %										
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + + вышшие	CO ₂	N ₂	He
Валли										
94,8	—	—	—	—	—	—	—	—	5,2	—
66,2	1,8	—	—	—	—	—	—	0,6	30,5	0,1
97,2	0,3	—	—	—	—	—	—	—	2,4	—
95,8	0,4	0,1	—	—	—	—	—	0,1	3,6	—
97,3	0,7	0,1	—	—	—	—	—	0,1	1,5	—
91,0	3,7	1,4	0,4	0,2	—	0,5	0,7	0,1	2,0	—
91,5	2,6	0,9	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,4	3,7	—
94,6	2,7	0,7	0,2	—	—	—	—	0,2	1,6	—
98,3	0,1	—	—	—	—	—	—	0,3	1,3	—
86,2	—	—	—	3,0	—	—	—	—	10,6	—
88,7	0,6	0,1	—	—	—	—	—	0,1	10,4	—
88,2	—	—	—	—	—	—	—	0,1	11,5	0,02
38,5	—	—	—	1,9	—	—	—	—	59,0	—
92,3	4,2	2,3	0,9	—	—	0,3	—	—	—	—
68,0	17,6	9,8	3,4	—	—	1,2	—	—	—	—
83,8	8,0	3,3	1,2	0,5	0,3	0,6	0,6	1,5	0,2	—
99,8	—	—	—	—	—	—	—	0,05	0,16	—
86,9	6,0	3,2	0,8	0,7	0,2	0,4	0,3	0,8	0,01	—
95,1	—	—	—	3,0	—	—	—	0,2	1,3	—
99,3	0,4	0,2	—	—	0,1	—	—	—	—	—
81,0	8,0	4,6	1,3	0,6	—	3,6	—	0,9	—	—
Авджелес										
84,5	4,0	4,4	2,1	1,3	—	3,7	—	—	—	—
84,9	2,9	2,6	1,5	0,6	0,4	0,6	1,4	3,7	4,2	—
59,5	—	—	—	37,9	—	—	—	0,5	1,3	—
77,1	—	—	—	21,9	—	—	—	0,4	0,3	—
66,3	—	—	—	32,7	—	—	—	0,2	0,2	—
Санта-Барбара										
56,8	—	—	—	42,3	—	—	—	0,2	0,4	—
90,6	8,5	—	—	—	—	—	—	—	0,2	—
82,2	16,8	—	—	—	—	—	—	0,2	0,6	—

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Скалистых гор

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина выработки, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °C	P _{нас} , МПа	G, м ³ /т	μ (37,8°C), cP	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти				
									Сера*	Азот*	Кисл.*	V**	Nj**
Западно-Канадский ИГБ (штат Монтана)													
Кевин-Сак-барст, 1922 Кат-Банк, 1926	Миссисиппий, свита ма-дисон	455	Нет данных		—	5,17	0,862	1,17	0,055	1,9	Нет данных		
	Ранний мел, горизонт кат-банк	915	То же		—	2,89	0,839	1,05	—	2,3	То же		
	Миссисиппий, свита ма-дисон	990	»		—	3,2	0,838	0,80	0,055	1,3	»		
Уиллистонский ИГБ (штаты Монтана, Северная и Южная Дакота)													
Глендэри-Вост, 1965 Тайога, 1952	Миссисиппий, свита миссон-кэмптон	1377	Нет данных		17	14,38	0,809	2,79	0,169	8,3	Нет данных		
	Миссисиппий, свита ма-дисон	2523	Нет данных	102	Нет данных	290	2,45	0,819	0,31	0,016	0,5	То же	
Бивер-Лодж, 1951 Поплар, 1952	Миссисиппий, свита ма-дисон	2592	То же	108	То же	310	2,43	0,810	0,24	0,019	0,4	»	
	Миссисиппий, свита чарльз	1727	»	120	»	16	1,04	0,824	0,33	0,028	0,7	»	
Пайн, 1952	Ордовик, свита ред-ривер	2726	»	98	»	24	10,27	0,850	0,36	0,123	0,9	»	
Пепвел, 1955	Ордовик, свита ред-ривер	2642	»	95	»	10	10,41	0,868	0,48	0,145	8,4	»	
Баунс, 1949	Поздняя юра, серия эллис	1028	Нет данных		14	94,8	0,939	3,75	—	10,1	»		
ИГБ Паудер-Ривер (штаты Вайоминг, Монтана)													
Сассекс, 1948	Пенсильванский, свита амсден	2747	Нет данных	94	Нет данных	50	0,02	0,866	1,81	0,110	4,1	Нет данных	
ИГБ Солт-Крик (штаты Вайоминг, Колорадо, Небраска)													
Солт-Крик, 1906	Поздняя юра, свита моррисон	793	Нет данных		—	13,1	0,873	0,32	0,115	3,1	1,4	1,4	
	Пенсильванский, свита тенслиш	1196	То же		—	26,2	0,902	2,36	0,174	7,6	84,0	8,4	
Гленрок, 1949	Ранний мел, свита дакота	1861	Нет данных		15	7,67	0,853	0,16	0,115	2,5	Нет данных		
Белл-Крик, 1967	Ранний мел, свита мадди	1311	8,3	Нет данных		41,3	Нет данных	0,865	0,22	0,112	Нет данных		
Реклюз, 1967	Ранний мел, свита мадди	2318	Нет данных		173,4	То же	0,865	0,08	0,031	То же			
Ланс-Крик, 1918	Пенсильванский, серия шпеллуза	1354	То же		270	1,6	0,804	0,1	—	0,3	Нет данных		
ИГБ Денвер (штаты Вайоминг, Колорадо, Небраска)													
Хорс-Крик, 1942	Ранний мел, свита дакота	1679	Нет данных		22	15,7	0,875	0,35	—	2,3	Нет данных		
Борн, 1949	Ранний мел, свита мадди	2602	То же		35	4,2	0,839	0,24	0,083	1,5	То же		
Йевтер, 1950	Ранний мел, свита дакота	1578	Нет данных	85	Нет данных	500	2,78	0,829	0,1	—	1,1	»	
Грейлинг, 1951	Ранний мел, свита дакота	1490	То же	77	То же	300	1,66	0,831	0,08	0,072	1,4	»	
Адепа, 1953	Ранний мел, свита дакота	1726	»	82	»	230	4,17	0,834	0,07	0,066	1,3	»	
Литл-Бивер, 1951	Ранний мел, свита мадди	1602	»	79	»	130	4,16	0,832	0,1	—	1,2	»	
ИГБ Крейзи — Булл-Маунтинс (штат Монтана)													
Суматра, 1949	Пенсильванский, свита амсден	1342	Нет данных		—	11,4	0,879	0,65	0,122	4,0	Нет данных		
ИГБ Биг-Хорн (штаты Вайоминг, Монтана)													
Элк-Бейсш, 1915	Поздний мел, свита фронтар	472	Нет данных		—	1,6	0,804	0,07	0,030	0,5	38	9,2	
	Пенсильванский, свита тенслиш	1453	Нет данных	54	Нет данных	102	7,0	0,872	1,95	0,15	3,9	38,0	

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P пл, МПа	t пл, °C	P нас, МПа	G, м³/т	μ (37,8°C), сДз	ρ _ж ²⁰	Содержание в нефти					
									Сера*	Азот*	Кисл.*	Угль	Н ₂ *	
Фрашн, 1928	Миссисиппий, свита ма-дисон	1650	Нет данных	63			10,7	0,891	1,92	0,20	6,4	Нет данных		
	Ордовик, свита биг-хора	1806	То же	69	30—87	102	18,0	0,900	1,77	0,203	8,0	То же		
Гарленд, 1906	Пенсильванский, свита тенслин	865	»	27	Нет данных	10	38,2	0,890	2,43	0,18	4,6	»		
	Пенсильванский, свита амсден	1227	»	50	Нет данных		36,0	0,922	2,88	0,27	8,9	36,0	24,0	
Орегон-Бейсин, 1912	Миссисиппий, свита ма-дисон	1250	»	51	Нет данных	—	84,1	0,935	3,10	0,31	9,6	Нет данных		
	Пенсильванский, свита тенслин	1933	»	42	То же	50	33,0	0,916	3,20	0,30	7,2	72,0	14,7	
Грасс-Крик, 1914	Миссисиппий, свита ма-дисон	1203	»	49	»	по м-нию)	46,1	0,922	3,18	0,35	9,0	77,0	22,4	
	Триас, горизонт кетис	1143	»	44	Нет данных		34,5	0,909	2,58	0,314	9,0	106,4	28,8	
Гамильтон-Доум, 1917	Пенсильванский, свита тенслин	1312	»	49	То же		34,5	0,909	2,68	0,31	7,8	Нет данных		
	Триас, свита чагуотер	768	Нет данных				—	10,1	0,933	3,07	0,33	10,3	106,4	24,3
Гебо, 1943	Пенсильванский, свита тенслин	819	То же				—	45,0	0,918	2,98	0,30	7,5	106,3	24,3
	Ордовик, свита биг-хора	1070	»				—	58,1	0,969	3,47	0,409	10,6	Нет данных	
Котловуд-Крик, 1953	Пермь, свита фосфорна	1396	15	60	Нет данных	10	0,7	0,885	1,83	—	4,2	То же		
	Пенсильванский, свита тенслин	1485	16	62,6	То же	6	35,2	0,913	2,71	—	5,5	»		
	Пермь, свита фосфорна	2225	30	Нет данных			90	0,7	0,884	2,52	0,190	4,5	»	

НГБ Упид-Ривер (шт. Вайоминг)

Дубойс, 1946	Пермь, свита фосфорна	640	Нет данных			—	85,8	0,934	2,45	0,29	9,8	Нет данных	
	Триас, горизонт кетис	1687	Нет данных	55	Нет данных	15	8,8	0,880	1,65	0,152	5,3	То же	
Слимбот-Бьютт, 1943	Пенсильванский, свита тенслин	2100	Нет данных	65	Нет данных	12	9,7	0,886	2,18	0,18	6,0	29,1	6,8
Пайлот-Бьютт, 1916	Поздний мел, свита стплл	290	Нет данных				4,15	0,831	20,01	—	1,0	Нет данных	
	Пермь, свита фосфорна	1780	То же				15,2	0,897	2,3	0,22	7,1	24,0	5,0
Ривертон-Доум, 1949	Пенсильванский, свита тенслин	1906	Нет данных	71	Нет данных		18,1	0,904	2,68	0,2	7,2	45,0	10,5
	Пенсильванский, свита тенслин	3591	То же	109	То же		1,6	0,821	0,83	—	6,5	48,0	11,2
Вест-Пойсон-Спайдер, 1948	Поздний мел, свита фронтир	4346	Нет данных			300	1,63	0,818	0,06	0,02	0,4	Нет данных	
Грив, 1954	Ранний мел, свита ма-ддл	2058	Нет данных	59	300	180	4,2	0,834	0,08	0,086	1,6	То же	

НГБ Грин-Ривер (штаты Вайоминг, Колорадо, Юта)

Патрик-Дроу, 1959	Поздний мел, горизонт алмонд	1293	Нет данных			500	1,6	0,811	0,01	0,003	—	Нет данных	
	Эоцен, свита уосатч	692	То же			—	1,64	0,822	0,12	0,015	0,6	0,21	0,21
Хетфилд, 1923	Поздняя юра, свита салданс	1337	»		>500		4,26	0,853	0,72	0,01	1,9	Нет данных	
	Пенсильванский, свита тенслин	1804	»				1,6	0,808	0,44	0,01	0,4	То же	
Уэрц, 1920	Пенсильванский, свита тенслин	1860	»				4,3	0,857	1,32	0,056	2,8	»	
	Миссисиппий, свита ма-дисон	2041	»				4,2	0,847	1,17	0,085	2,5	»	
Лост-Солджер, 1916	Пенсильванский, свита тенслин	1300	»				4,2	0,848	1,18	0,062	2,7	»	
	Кембрий, свита флат-ход	2084	»				4,2	0,849	1,23	0,084	3,1	0,6	0,7

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °C	P _{нас} , МПа	C, мг/г	μ (37,8°C), сДз	ρ ₂₀ ²⁰	Содержание в нефти				
									Сера*	Азот*	Кокс*	Ув*	Нв*
НГБ Ханна-Ларам (штаты Вайоминг, Колорадо)													
Биг-Медисин-Боу, 1935	Поздняя юра, свита сандас	1685	16,5	61	1,4	200	1,49	0,747	0,03	—	—	Нет данных	
	Пенсильванский, свита тешлип	2094	Нет данных				1,47	0,737	0,09	—	—	То же	
Севен-Майл, 1947	Ранний мел, свита мадди	1777	Нет данных				24,82	0,856	0,33	0,140	2,3	•	
	Ранний мел, свита лакота	1932	То же			25	12,16	0,869	0,33	0,178	3,4	•	
НГБ Порт-Мидл-Парк (шт. Колорадо)													
Батлшин, 1954	Ранний мел, свита лакота	1421	Нет данных			—	3,32	0,86	0,25	Нет данных			
НГБ Уинта-Пайсенс (штаты Колорадо, Юта)													
Год-Уош, 1951	Эоцен, свита грип-ривор	1609	Нет данных	51	Нет данных	350	70,9	0,909	0,11	0,255	4,8	Нет данных	
Ройнджиди, 1951	Пенсильванский, свита веббер	1770	То же	71	То же	300	5,1	0,840	0,73	—	2,8	6,6 1,5	
Вилсон-Крик, 1938	Поздняя юра, свита моррисон	2035	•	70	•	145	1,8	0,788	0,12	0,011	0,6	Нет данных	
НГБ Парадокс (штаты Колорадо, Юта, Нью-Мексико, Аризона)													
Блафф, 1950	Пенсильванский, свита хермоза	1672	Нет данных			370	4,13	0,826	0,08	0,052	0,8	Нет данных	
Алот, 1950	Пенсильванский, свита парадокс	1759	17	57	12,9	101	64,8	0,823	0,20	0,059	0,8	То же	
Дезерт-Крик, 1954	Пенсильванский, свита парадокс	1611	Нет данных			175	4,14	0,828	0,11	0,037	0,8	•	
Гексачо-Крик, 1950	Пенсильванский, свита хермоза	1637	То же			250	1,63	0,816	0,10	0,031	0,4	•	

НГБ Сан-Хуан (штаты Нью-Мексико, Колорадо)													
Грамме, 1935	Поздняя юра, свита моррисон	408	Нет данных				11,32	0,871	0,23	0,113	2,6	0,20	0,60
Виста, 1955	Поздний мел, свита галлап	1525	Нет данных	66	Нет данных	300	2,51	0,839	0,11	0,062	1,0	Нет данных	
Чано, 1955	Поздний мел, свита галлап	1489	Нет данных			—	2,48	0,827	0,07	0,040	0,6	То же	
Верде-Галлап, 1955	Поздний мел, свита тосито	646	То же			50	4,13	0,827	0,12	0,041	0,9	0,2	0,5

* Вес. %
** 10⁻³ г/млн.

Таблица 8.21

Фракционный состав нефтей месторождений Скалистых гор

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. н.—100°С		100—200°С		200—300°С		300—375°С		375—435°С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ ₂₀ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₂₀ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₂₀ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₂₀ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₂₀ ²⁰	Выход, об. %	ρ ₂₀ ²⁰
Западно-Канадский НГБ												
Левин-Савбарет; миссисипий, свита мадсон	7,4	0,678	18,7	0,763	19,5	0,842	13,6	0,881	12,9	0,911	27,6	0,958
	12,9	0,684	22,3	0,774	21,2	0,842	10,9	0,884	12,3	0,910	18,9	0,975
	10,8	0,690	22,0	0,765	21,4	0,833	13,3	0,873	11,5	0,900	19,8	0,953
Уиллстонский НГБ												
Гленберн-Вест; миссисипий, свита мшек-капбол	5,6	0,722	13,5	0,764	17,2	0,831	12,0	0,877	12,0	0,909	38,5	1,017
Тайога; миссисипий, свита мадсон	12,9	0,685	27,8	0,769	21,3	0,830	10,8	0,870	10,4	0,891	15,2	0,934
Бивер-Лодж; миссисипий, свита мадсон	15,0	0,686	27,2	0,769	22,4	0,830	9,2	0,870	9,9	0,890	13,7	0,931
Поплар; миссисипий, свита чарльз	9,1	0,682	25,0	0,757	23,0	0,824	12,6	0,864	11,4	0,889	17,7	0,939
Пешел; ордовик, свита ред-ривер	6,3	0,675	16,7	0,739	19,8	0,808	9,0	0,844	8,7	0,889	36,6	0,996
НГБ Паудер-Ривер												
Солт-Крик; поздняя юра, свита моррисон	2,4	0,700	14,1	0,771	21,0	0,834	14,9	0,863	14,1	0,885	33,1	0,953
Глэпкок; ранний мел, свита дакота	5,1	0,716	19,8	0,770	15,0	0,825	11,7	0,848	11,2	0,876	34,7	0,942

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_{20}^0	Выход, об. %	ρ_{20}^0	Выход, об. %	ρ_{20}^0	Выход, об. %	ρ_{20}^0	Выход, об. %	ρ_{20}^0	Выход, об. %	ρ_{20}^0
НГБ Дешвер												
Хорс-Крик; ранний мел, свита дакота	1,5	0,717	14,0	0,770	18,4	0,834	15,5	0,861	17,9	0,891	20,4	0,900
Бори; ранний мел, свита мадди	9,7	0,683	19,7	0,767	18,0	0,828	17,1	0,856	12,4	0,885	25,3	0,955
Нештер; ранний мел, свита дакота	11,0	0,699	24,8	0,773	19,1	0,828	10,7	0,855	10,7	0,879	22,4	0,940
Грейлэнд; ранний мел, свита дакота	10,2	0,704	28,9	0,775	19,2	0,832	10,6	0,862	9,1	0,886	22,4	0,941
Адепа; ранний мел, свита мадди	10,2	0,705	21,8	0,772	17,1	0,829	11,0	0,847	9,8	0,876	27,0	0,930
Литл-Бивер; ранний мел, свита мадди	12,0	0,692	20,4	0,776	18,4	0,823	12,5	0,856	10,9	0,880	24,7	0,931
НГБ Кройзи — Булл-Маунтинс												
Суматра; пенсильванский, свита амсден	5,4	0,735	10,8	0,777	20,8	0,831	15,4	0,864	14,0	0,893	32,5	0,970
НГБ Биг-Хорн												
Элк-Бейспиз; поздний мел, свита фронтир	17,8	0,669	29,4	0,772	19,2	0,832	10,0	0,863	9,5	0,881	12,5	0,938
пенсаильванский, свита тоселин	8,1	0,676	18,7	0,767	17,1	0,845	11,3	0,839	12,6	0,922	30,1	0,992
Фраши; пенсильванский, свита тоселин	4,5	0,681	14,5	0,757	19,0	0,841	12,1	0,899	13,5	0,924	35,2	0,994
Гарланд; пенсильванский, свита амсден	1,5	0,683	11,8	0,754	17,7	0,834	12,5	0,888	13,4	0,925	42,8	1,021
миссисиппий, свита мадисон	0,7	0,700	9,1	0,749	15,8	0,832	12,5	0,886	13,2	0,924	47,6	1,021
Орегон-Войсин; пенсильванский, свита тоселин	4,1	0,676	11,8	0,757	14,2	0,841	11,7	0,891	12,2	0,925	44,9	1,014
миссисиппий, свита мадисон	4,5	0,685	11,9	0,753	15,0	0,838	10,8	0,888	12,4	0,928	45,5	1,025
Грасс-Крик; триас, горизонт кетис	4,1	0,689	11,5	0,758	23,7	0,836	11,9	0,911	10,4	0,941	36,0	1,022
Габо; пермь, свита фосфорна	4,5	0,674	11,4	0,759	19,3	0,837	15,3	0,874	14,2	0,906	34,6	0,980
Коттонвуд-Крик; пермь, свита фосфорна	5,2	0,678	15,0	0,762	21,2	0,838	14,5	0,890	13,0	0,927	28,9	0,999
НГБ Уинд-Ривер												
Дубоис; пермь, свита фосфорна	6,7	0,707	7,9	0,761	13,0	0,839	11,9	0,880	13,5	0,920	40,4	1,024
Стамбот-Бьютт; триас, горизонт кетис	7,0	0,696	14,4	0,765	22,6	0,836	10,4	0,880	12,9	0,908	31,3	0,994
пенсильванский, свита тоселин	4,3	0,674	15,0	0,750	20,9	0,830	13,2	0,883	12,8	0,914	33,1	1,004
НГБ Грин-Ривер												
Ривертон-Доум; пенсильванский, свита тоселин	3,3	0,709	39,8	0,767	29,7	0,830	14,1	0,883	7,0	0,905	6,1	0,965
Вест-Лойсон-Спайдер; поздний мел, свита фронтир	11,4	0,706	26,7	0,767	22,5	0,824	11,1	0,857	10,9	0,882	16,2	0,924
Грив; ранний мел, свита мадди	9,7	0,689	19,1	0,771	17,8	0,831	13,1	0,858	11,5	0,882	25,8	0,939
НГБ Грин-Ривер												
Лост-Солджер; кембрий	8,4	0,674	20,7	0,757	21,7	0,833	13,0	0,881	11,3	0,910	23,5	0,978
Уэри; пенсильванский, свита тоселин	7,6	0,683	20,9	0,759	20,8	0,836	14,4	0,880	11,6	0,918	24,3	0,976
миссисиппий, свита мадисон	10,0	0,675	18,9	0,760	22,1	0,835	12,3	0,884	11,6	0,914	22,3	0,975
Патрик-Дроу; поздний мел, горизонт алмонд	5,9	0,704	31,6	0,777	31,3	0,824	14,5	0,845	9,5	0,876	5,1	0,919
Хетфилд; поздняя юра, свита сандвич	5,0	0,678	19,0	0,760	27,8	0,842	15,3	0,885	13,1	0,905	19,1	0,956
пенсильванский, свита тоселин	9,4	0,672	27,1	0,755	27,0	0,824	13,1	0,864	9,2	0,886	10,7	0,927
Гайавата; эоцен, свита уосатч	12,6	0,702	19,0	0,773	20,2	0,828	9,8	0,848	15,2	0,881	13,2	0,947
НГБ Ханна-Ларамп												
Биг-Медисин-Боу; поздняя юра, свита сандвич	30,8	0,677	41,1	0,759	18,5	0,817	5,1	0,852	1,5	0,877	1,1	0,934
пенсильванский, свита тоселин	32,7	0,604	36,9	0,753	20,6	0,819	4,4	0,858	1,6	0,885	0,7	0,935
Север-Майл; ранний мел, свита мадди	8,3	0,687	16,9	0,766	18,2	0,829	11,6	0,860	12,4	0,891	30,9	0,958
свита лакота	5,0	0,696	15,8	0,767	20,2	0,829	12,2	0,865	11,7	0,892	34,1	0,964
НГБ Уинта-Лайсенс												
Ред-Уин; эоцен, свита грин-ривер	—	—	7,8	0,777	11,5	0,844	8,9	0,865	11,9	0,889	59,7	0,952
Рейджли; пенсильванский, свита вебор	8,0	0,675	18,3	0,759	23,1	0,830	12,6	0,809	12,8	0,892	24,1	0,958
Вилсон-Крик; поздняя юра; свита моррисон	21,2	0,671	28,7	0,760	20,4	0,822	10,1	0,852	7,9	0,876	10,8	0,929
НГБ Парадокс												
Блафф; пенсильванский, свита хермоза	12,8	0,608	16,3	0,768	24,8	0,824	11,1	0,866	11,2	0,888	19,4	0,923
Апет; пенсильванский, свита парадокс	11,9	0,688	23,1	0,770	20,1	0,824	12,6	0,854	10,1	0,869	21,2	0,915
Дезерт-Крик; пенсильванский, свита парадокс	10,0	0,697	21,2	0,765	22,2	0,820	11,6	0,848	12,7	0,876	22,0	0,917
Реканче-Крик; пенсильванский, свита хермоза	14,2	0,699	23,6	0,770	28,4	0,828	10,0	0,875	6,8	0,889	15,1	0,919
НГБ Сан-Хуан												
Грампс; поздняя юра; свита моррисон	2,2	0,686	13,6	0,755	17,8	0,821	18,1	0,857	17,5	0,883	32,1	0,952
Бистл; поздний мел, свита галлап	11,0	0,702	19,3	0,769	25,8	0,828	7,9	0,860	11,8	0,889	23,0	0,942
Чако; поздний мел, свита галлап	10,5	0,701	23,8	0,767	20,8	0,824	13,0	0,861	12,5	0,883	19,4	0,935
Ворде-Галлап; поздний мел, свита тосито	9,1	0,689	22,5	0,764	21,7	0,825	13,3	0,860	10,8	0,883	20,7	0,932

Групповой углеводородный состав фракций нефтей
месторождений Скалистых гор (об. %)

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	в. к. — 200° С			200 — 350° С		
	Метановые	Нафтеновые	Аромати- ческие	Метановые	Нафтеновые	Аромати- ческие
Западно-Канадский НГЕ						
Кат-Банг; ранний мел, горизонт кат-банг	66,0	21,5	12,5	50,1	29,4	20,5
Уиллингтонский НГЕ						
Бивер-Лодж; массивный, свита маджон	53,7	31,2	10,1	50,5	27,8	21,7
Тайгта; массивный, свита маджон	62,5	25,0	12,5	53,4	24,7	21,9
НГЕ Паудер-Ривер						
Солт-Крик; поздняя яра; свита моррисон	52,7	33,5	8,8	56,5	25,7	17,8
НГЕ Биг-Хорн						
Олеп-Бейсин; пенсильванский, свита тевслип	46,7	45,5	7,8	48,7	28,8	22,5
Гарленд; массивный, свита маджон	64,1	27,0	8,9	44,7	42,0	13,3
Орегон-Бейсин; пенсильванский — массив- ный	63,7	28,3	8,0	36,8	42,5	20,7
НГЕ Грин-Ривер						
Ури; пенсильванский, свита тевслип	52,8	47,2	—	48,8	51,2	—
Локст-Салливер; кембрий	70,1	21,6	8,3	48,6	32,8	18,6
НГЕ Уинта-Пайсенс						
Рейвуд; пенсильванский, свита вебер	61,0	32,3	6,7	49,2	31,8	19,0
Рез-Уолл; южная, свита грин-ривер	28,9	63,4	7,7	43,3	31,8	24,9
НГЕ Парадокс						
Авет; пенсильванский, свита парадокс	57,0	34,3	8,7	56,8	23,0	20,2
НГЕ Сан-Хуан						
Бисти; поздний мел, свита галлап	42,0	46,0	12,0	Нет данных		

угольных продуктивных горизонтов часто обогащены азотом и иногда содержат значительное количество гелия (Панкхендл-Хьюготон).

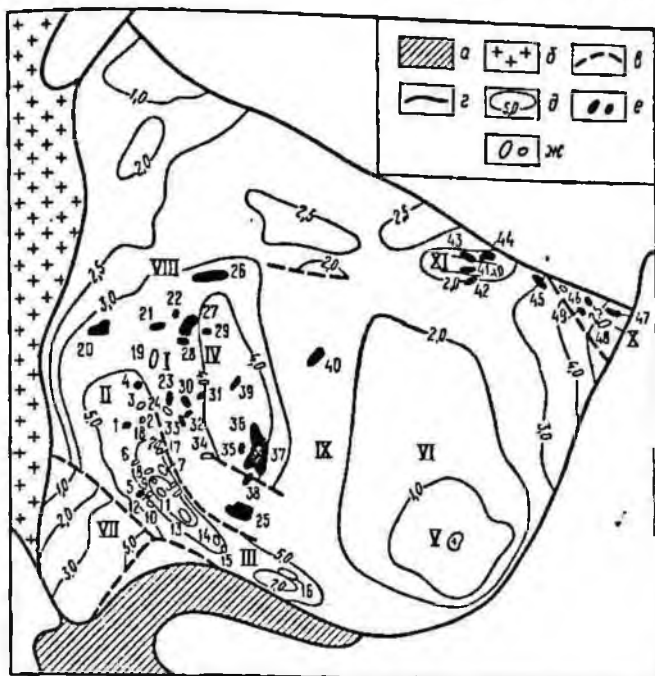


Рис. 8.9. Схема размещения месторождений нефти и газа в НГБ Мидконтинента. Пермский нефтегазоносный бассейн

a — герциевские складчатые сооружения на поверхности или под маломощным осадочным чехлом; *b* — докембрийский фундамент на поверхности или под маломощным осадочным чехлом; *c* — основные разломы; *d* — границы НГБ; *e* — изопачиты осадочного чехла в км; месторождения: *e* — нефти, *ж* — газа.

Основные структурные элементы Пермского НГБ: I — поднятие «Центральной платформы», II — впадина Делавэр, III — прогиб Вал-Верде, IV — впадина Миллвелл, V — выступ фундамента Льяно, VI — свод Бейд, VII — прогиб Марфа, VIII — моноклираль «Северо-Западный шельф», IX — моноклираль «Восточный шельф», X — поднятие Мюастер, XI — поднятие Ред-Ривер.

Месторождения: 1 — Падьюна, 2 — Аяллон-Ридж, 3 — Арена-Роха, 4 — Куэйл-Ридж, 5 — Торо, 6 — Ми-Вайда, 7 — Локридж, 8 — Рода-Уолкер, 9 — Барстоу, 10 — Линтерна, 11 — Коланоса, 12 — Рохо-Кабаллос-Вест, 13 — Гомес, 14 — Панетт, 15 — Грей-Ранч-Вест, 16 — Браун-Бассет, 17 — Уник-Саут, 18 — Эветто, 19 — Юнис, 20 — Эмайр-Эбо, 21 — Вэньом, 22 — Дентон, 23 — Джастис, 24 — Кистон, 25 — Нейтс, 26 — Левелленд, 27 — Уоссон, 28 — Рассел-Норт, 29 — Доллархайд, 30 — Эзма, 31 — Банке, 32 — Аякентоп, 33 — Ти-Экс-Эл, 34 — Блок 31, 35 — Пегасус, 36 — Вайри, 37 — Спраберри-Тренд, 38 — Беледун, 39 — Бридлов, 40 — Келли-Свайдер, 41 — КМА, 42 — Халл-Силн-Сайн, 43 — Электра, 44 — Беркбернетт, 45 — Нокона, 46 — Уолнат-Бенд, 47 — Шерман, 48 — Гордонвилл, 49 — Делавэр-Бенд

ВОСТОК США

Выделяется 4 нефтегазоносных бассейна, содержащих 2500 нефтяных и около 1800 газовых месторождений (рис. 8.10). Основные продуктивные горизонты приурочены к ордовикским, девонским карбонатным и каменноугольным терригенным отложениям, залегающим на глубинах до 3 км.

Характеристика газов

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахожде- ния	Глубина залега- ния, м	Р пл. МПа	t пл. °С
Западно-					
Кевин-Саббарст, 1922	Ранний мел, горизонт саббарст	ГШ	381	2,5	Нет данных
Кат-Бэдж, 1926	Девон, свита дьюпероу	С	991	Нет данных То же	
	Ранний мел, свита кутевей	Р	792		
	Миссисиппий, свита мадисон	Р	962		
Блэклиф, 1958	Миссисиппий, свита мадисон, кровля	С	537	Нет данных То же	
	Миссисиппий, свита мадисон, подошва	С	1163		
Упллестон					
Ньюбург, 1955	Триас, свита спурфши	Р	983	Нет данных	
Блвер-Лодж, 1951	Миссисиппий, свита мадисон	Р	2600	Нет данных	10,8
	Девон	Р	3240	Нет данных	
	Ордовик, свита винипег	Р	4083	Нет данных	
Чарлсон, 1952	Пенсильванский, серия мипелуза	С	2127	То же	
				»	
Кэбин-Крик, 1953	Кембрий, свита флаткед	С	3080	30,1	Нет данных
Сидар-Крик, 1929	Поздний мел, горизонт пгл	С	360	Нет данных	
Флэт-Кулл, 1927	Ранний мел, свита блэклиф	С	600	4,0	Нет данных
НГБ Паудер-					
Билли-Крик, 1923	Поздний мел, горизонт уолл-крик	С	973	Нет данных	
Белл-Крик, 1967	Ранний мел, свита мадди	Р	1354	10,5	42
Хилайт, 1969	Ранний мел, свита мадди	Р	2974	Нет данных	
Ланс-Крик, 1918	Пенсильванский, свита конперс	Р	1348	То же	
НГБ					
Биг-Спрингс, 1951	Ранний мел, свита дакота	С	1015	Нет данных	
Риверсайд, 1955	Ранний мел, свита граперос	С	2043	То же	
Адена, 1953	Ранний мел, свита дакота	ГШ	1734	Нет данных	82
Мак-Клейв, 1952	Пенсильванский, серия морроу	С	1419	Нет данных	

Состав газа, об. %											
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + выше	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S
Канадский НГБ											
91,6	1,3	0,3	0,2	0,1		0,3		0,4	5,6	—	—
3,2	6,4	—	—	—	—	—	—	9,5	80,3	1,2	—
79,9	8,5	3,1	0,7	0,4	0,2	—	0,1	2,3	4,5	0,1	—
81,7	6,3	2,3	0,6	0,6	0,1	0,1	0,1	3,0	4,9	0,2	—
46,3	2,5	0,9	0,2	0,1	—	—	—	3,7	42,3	0,1	—
79,3	4,2	4,4	0,8	—	0,2	0,1	0,3	10,7	—	—	—
ский НГБ											
11,8	1,5	35,2	12,5	4,6	3,2	2,7	2,5	—	26,0	—	—
61,7	17,7	9,5	3,4	1,1	0,5	1,0	0,3	1,8	1,2	—	—
58,7	19,4	13,0	4,1	1,8	0,7	1,4	0,4	0,3	0,1	—	—
78,6	3,0	1,4	0,5	—	0,2	0,1	0,2	2,9	12,8	9,2	—
0,4	—	—	—	—	—	—	—	1,5	98,0	0,06	—
7,5	1,1	0,5	0,1	—	—	—	0,1	0,7	89,3	0,4	—
96,3	—	—	—	—	—	—	—	—	3,3	—	—
93,0	0,8	0,9	0,4	0,2	—	0,3	—	0,2	4,2	—	—
Ривер											
97,5	—	—	—	—	—	—	—	0,2	2,1	0,05	0,2
95,0	0,3	0,8	0,4	0,4	0,1	0,4	0,2	—	2,3	—	0,1
67,3	15,8	9,5	2,0	0,8	0,2	0,4	0,1	1,2	2,5	0,01	—
5,2	65,0	—	—	—	—	—	—	0,3	29,0	0,3	0,5
Денвер											
90,3	0,4	0,1	0,1	—	—	—	—	0,6	8,3	0,1	—
86,1	8,1	1,5	0,2	0,2	—	0,1	—	2,9	0,7	0,1	0,1
74,9	6,5	5,9	2,4	0,8	0,4	1,3	0,4	0,9	6,1	0,07	—
68,5	13,6	7,1	1,6	0,7	0,2	0,3	0,1	0,4	7,4	0,2	—

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахож- дения	Глубина залега- ния, м	Р _{пл} МПа	t _{пл} °C
--------------------------------	---	----------------------------	---------------------------	------------------------	-----------------------

Биг-Уола, 1948	Пенсильванский, свита тай-лер	Р	904	НГБ Крейзи — Нет данных	
Биг-Кули, 1954	Ранний мел, горизонт кат-крик	С	590	То же	

Элк-Бейсиш, 1922	Ранний мел, свита кло-верли	ГШ	854	Нет данных	
	Пенсильванский, свита теп-слип	Р	1453	Нет	54
Шотоп, 1929	Пермь, свита фосфорна	Р	1412	данных	
Литл-Грасс-Крик, 1917	Поздний мел, свита фрон-тир	С	823	Нет данных То же	
Гамильтон-Доум, 1917	Ранний мел, свита мадди	С	1094	»	
	Триас, свита чагуотер	Р	519	»	
Гебо, 1943	Пермь, свита фосфорна	Р	715	»	
	Пенсильванский, свита теп-слип	Р	1485	16	62,6

Стимбот-Бьютт, 1943	Поздний мел, свита фрон-тир	С	991	Нет данных	
	Пенсильванский, свита теп-слип	Р	2100	Нет	65
Пайлот-Бьютт, 1916	Поздний мел, свита фрон-тир	С	1021	данных Нет данных	
	Пенсильванский, свита теп-слип	Р	1982	Нет	74
Ривертон-Доум, 1949	Эоцен, свита уинд-ривер	Р	1660	данных Нет данных	
	Поздний мел, свита фрон-тир	ГШ	2912	32,9	Нет данных
Алкали-Бьютт, 1920	Пермь, свита фосфорна	ГК	4168	Нет данных	
Маскрат, 1928	Ранний мел, свита дакота	С	1305	То же	
	Поздний мел, свита фрон-тир	С	1311	»	
Биг-Санд-Дроу, 1918	Ранний мел, свита кло-верли	ГШ	1280	14,0	Нет данных

Пайвдейл, 1955	Палеоцен, свита фор-юшоп	С	2218	36,7	Нет данных
Биг-Пайли, 1938	Эоцен, свита уосатч	С	818	7,1	Нет данных

Состав газа, об. %

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	C ₂ H ₄ + + вышше	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S
-----------------	-------------------------------	-------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------	--	-----------------	----------------	----	------------------

Булл-Маунтинс

22,7	2,2	2,0	1,0	0,6	0,3	0,6	0,4	0,1	69,4	0,6	—
89,8	0,3	—	—	—	—	—	—	0,7	8,6	—	—

Блг-Хорн

77,5	19,7	—	—	—	—	—	—	0,3	2,4	0,07	—
51,9	13,0	4,8	3,6	—	2,5	0,7	3,2	2,4	—	17,8	—
30,9	10,8	22,6	19,4	—	6,5	2,1	—	7,6	—	—	—
89,5	1,5	—	—	—	—	—	—	0,1	8,8	—	—
89,4	7,8	1,6	—	0,7	0,3	0,1	0,1	—	—	—	—
91,3	1,0	0,9	0,8	0,4	0,3	0,5	0,6	—	3,9	0,1	—
38,8	19,6	15,4	6,2	2,9	1,6	1,6	2,5	3,8	7,4	0,1	—
35,7	5,2	2,3	1,1	—	0,4	—	0,2	6,1	48,3	—	0,7

Уинд-Ривер

83,9	15,7	—	—	—	—	—	—	—	—	0,4	—
44,2	16,9	13,4	9,6	—	3,7	1,7	3,3	6,6	—	—	—
96,8	0,2	—	—	—	—	—	0,2	2,8	—	—	—
86,3	8,7	2,3	0,8	—	0,2	—	0,3	1,0	—	—	—
87,0	4,4	1,4	0,3	0,8	0,1	1,4	1,3	1,2	2,0	0,01	0,1
96,3	1,3	0,3	—	0,1	0,1	—	0,1	0,7	1,0	—	—
78,9	0,2	0,1	—	0,2	0,1	0,1	0,2	0,5	14,2	0,22	—
95,1	4,3	—	—	—	—	—	—	0,4	0,1	0,02	—
97,1	0,7	—	0,1	—	—	0,1	—	1,3	0,8	—	—
84,0	11,4	—	—	—	—	—	—	0,3	3,6	—	0,7

Ривер

93,5	4,4	0,8	0,1	0,3	—	0,1	—	0,1	0,7	—	—
89,2	7,0	2,2	0,4	0,5	—	0,3	0,1	—	0,2	—	—

Месторождения, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залога - м	Рпл. МПа	Тпл. °С
Тил-Топ, 1951	Поздний мел, свита фронтир	С	2031	22,0	Нет данных То же
Батчер-Найф- Спрингс, 1972	Ордовик, свита блг-хори	С	4603	47,5	
	Пенсильванский, свита вебер	С	5264	Нет данных	
Черч-Бьюттс, 1946	Пенсильванский, свита морган	С	5550	То же	
	Ранний мел, свита дакота	ГК (35 г/м ³)	3846	38,0	121
	Пенсильванский, свита амсден	ГК	5540	Нет данных	
Ерейдл-Саут, 1973	Свита мадисон	ГК	5585	56,1	Нет данных 113
	Ранний мел, свита дакота	С	3294	41,5	
	Пермь, свита фосфорна, кровля	ГК	4087	Нет	104
	Подшва	ГК	4115	данных То же	
Тейбл-Рок, 1946	Пенсильванский, свита вебер	ГК	4270	»	105 116
	Эоцен, свита уосатч	С	1013	Нет данных	
Уэрс, 1920	Ранняя юра, свита паггет	ГК	4639	То же	
	Поздний мел, свита фронтир	С	671	»	
	Поздняя юра, свита санданс	С	1266	»	
	Пенсильванский, свита тенслин	ГШ	1793	»	
Ойл-Спрингс, 1938	Свита амсден	ГШ	1992	»	
	НГБ Ханна-				
Блг-Медисеп-Боу, 1935	Ранний мел, свита кловерли	С	502	Нет данных	
	Поздняя юра, свита санданс	С	686	8,4	Нет данных 61,0
	Поздняя юра, свита санданс	ГК	1685	16,5	
Канадиан-Ривер, 1956	Пенсильванский, свита тенслин	ГК (23,75 г/м ³)	2030	Нет данных	
	НГБ Порт-				
Норт-Мак-Каллем, 1925	Ранний мел, свита дакота	Р	620	6,3	Нет данных То же
	Ранний мел, свита дакота	Р	1998	16,4	

Состав газа, об. %

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + Высшие	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S
87,1	7,2	3,0	0,5	0,4	0,2	0,4	0,2	0,1	0,9	—	Следы
6,7	0,1	0,2	0,1	—	—	—	—	85,5	6,5	0,8	»
77,6	1,2	Следы		—	—	0,3	Следы	14,7	4,1	0,13	1,7
54,5	6,3	1,4	0,6	0,6	0,2	0,5	0,3	23,1	6,0	0,17	0,1
79,9	17,5	—	—	—	—	—	—	0,7	1,5		—
55,4	7,2	1,4	0,8	0,5	0,2	0,5	0,4	20,4	10,5	0,15	2,6
6,1	0,3	0,1	—	—	—	—	—	86,6	6,4	0,3	—
93,3	4,8	0,9	0,15	0,1	0,1	—	—	0,35	0,25	—	—
52,4	4,9	1,0	0,7	0,4	0,3	0,4	0,8	8,0	1,2	—	30,1
70,4	8,5	4,3	1,7	1,3	0,7	0,9	1,6	5,2	1,6	—	3,7
46,7	5,6	3,6	1,8	1,1	1,0	1,0	1,5	23,2	3,6	—	1,2
90,0	7,2	—	—	—	—	—	—	0,1	2,5	Нет давл- ных	—
95,5	0,5	0,1	—	—	—	—	—	2,8	1,2	—	—
94,9	0,2	0,1	—	—	—	—	—	1,0	3,8	—	—
87,1	2,3	2,3	—	1,8	0,8	0,4	0,4	3,7	1,6	—	—
26,8	6,4	5,3	—	2,8	1,0	0,4	0,4	52,0	4,1	—	—
16,5	6,4	6,7	—	3,8	1,4	0,4	0,4	40,5	22,3	—	—

Ларамии

94,9	0,3	—	—	—	—	—	—	—	4,8	—	—
99,7	0,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
70,7	28,9	—	—	—	—	—	—	0,2	—	—	0,2
93,4	—	—	—	6,1	—	—	—	0,2	0,1	—	0,2

Мидл-Парк

98,8	0,1	0,1	—	0,1	—	—	—	1,0	—	—	—
0,5	3,9	—	—	—	—	—	—	92,4	3,4	0,1	—

Месторождения, год открытия	Возраст и литологические продуктивные горизонты	Углеродная эквивалентность	Углеродная эквивалентность по Г. С.	Резерв млн т	Год отс.
--------------------------------	--	-------------------------------	---	-----------------	-------------

НГБ У. Вост.					
Кэмп-Крип, 1951	Поздний мел, свита ферроп	С	1525	Нет данных	
Алтамонт, 1970	Доцен, свита усотч	Р	3144	То же	
Блюбелл, 1955	Доцен, свита усотч	Р	4903	"	
Чапман-Гэкс, 1954	Доцен, свита грин-ривер свита усотч	С	922	"	
		С	1546	"	
Дуглас-Принс-Свут, 1963	Ранний мел, свита дакота	С	1796	"	

НГБ					
Авет, 1956	Пенсильваний, свита хермоза	Р	1667	15,2	56,1
Норт-Баушлари- Бьюлт, 1955	Девон, свита урей	С	1771	Нет данных	
Баушлари-Бьюлт, 1930	Пенсильваний, свита па- радокс	С	1428	То же	

НГБ					
Блэшко, 1927	Поздний мел, свита меса- верде	С	1647	Нет данных	
Ют-Доум, 1924	Ранний мел, свита дакота	ГК	714	То же	
		(4,8 кг/м ³)			
	Пенсильваний, свита па- радокс	ГК	2788	"	
		(6,9 кг/м ³)			
Биста, 1955	Поздний мел, свита гал- лап	Р	1441	Нет данных	70

Нефти легкие, главным образом малосернистые. В групповом составе преобладают нафтенновые углеводороды (табл. 8.28—8.30). Повышенное содержание серы в нефтях в девонских отложениях Мичиганского НГБ, по-видимому, связано с наличием здесь эвапоритовых пород.

Чисто газовые залежи установлены только в Предаппалачском и Предуошнтском бассейнах. Газы «сухие» с небольшим содержанием неуглеводородных компонентов (табл. 8.31).

МЕКСИКАНСКИЙ ЗАЛИВ

Установлено около 5000 нефтяных и газонефтяных и почти 4000 газовых и газоконденсатных месторождений (рис. 8.11).

По направлению к внешней (акваториальной) части бассейна происходит омоложение нефтегазосодержащих горизонтов от верх-

Состав газа, об. %												
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + + вышние	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S	
Пайсепп												
97,1	—	0,4	0,1	—	0,2	0,1	0,4	0,1	1,4	—	—	
71,4	14,3	7,8	2,5	1,3	1,0	0,6	0,6	0,2	0,3	—	—	
73,7	14,4	7,2	1,9	1,0	0,5	0,5	0,3	0,4	0,1	—	—	
97,8	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,5	0,1	0,1	
93,8	3,7	1,1	0,3	0,5	—	—	—	0,1	0,3	—	—	
61,1	2,5	1,2	0,2	0,2	—	0,1	—	21,4	12,5	0,7	—	
Парадокс												
76,8	4,2	6,6	1,1	0,5	0,1	—	0,1	2,6	13,7	—	0,3	
7,5	0,4	0,5	0,1	—	0,1	0,1	0,2	57,6	31,9	1,8	—	
66,6	4,5	2,5	0,7	0,1	0,2	0,1	0,1	4,9	19,3	0,8	—	
Сан-Хуан												
96,0	1,8	0,5	0,1	0,1	—	—	0,1	1,1	0,2	—	—	
78,8	19,9	—	—	—	—	—	—	0,4	0,6	0,1	—	
62,0	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	33,7	2,5	0,4	—	
79,2	11,1	5,7	0,9	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	1,6	—	0,2	

ней юры до плейстоцена. В этом же направлении увеличивается глубина залегания углеводородных скоплений от нескольких сотен метров до 6500 м.

Нефти внешней зоны в основном легкие, малосернистые. Лишь в районах, где их залежи связаны с кепроками соляных куполов, содержание серы в нефтях возрастает. Во внутренней, континентальной зоне, бассейна преобладают нефти средней плотности, иногда высокосернистые (табл. 8.32). По групповому составу нефти метано-нафтенные со средним выходом низкокипящих фракций (табл. 8.33, 8.34).

В составе газов отмечается небольшое количество гомологов метана и высокое содержание газового конденсата (табл. 8.35).

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Миддлтингега

Таблица 8,24

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл* МПа	tпл* °C	Рвис* МПа	G, м ³ /т	μ (37,8°С), сПа	γ ₄ ²⁰	Содержание в нефти, нев. %			
									Сера	Апат	Кисл	
Бемис-Шаттс, 1928	Кембро-ордовик, серия ар- бакл	1095				Нет данных	10	6,81	0,852	0,57	0,102	4,0
Холл-Гарни, 1931	Пенсильванский, серия канзас- слит	902				То же	10	4,14	0,828	0,34	0,108	2,1
Крафт-Пруса, 1937	Кембрий, свита ригаи	1021				»	10	2,43	0,811	0,27	—	2,0
Эльдорадо, 1915	Пермь, серия адмайр	200				»	10	4,21	0,841	0,18	0,085	2,3
	Кембро-ордовик, серия ар- бакл	740				»	10	5,11	0,853	0,27	—	2,9
Пайковд ¹ , 1910	Пермь, горизонт мур-капти	922				»	700	4,93	0,823	0,55	0,067	1,7
Элк-Сити, 1947	Пенсильванский, горизонт гра- нит-уоп	3007				»		1,53	0,769	0,10	—	0,2
Семент, 1917	Пенсильванский, горизонт мел- топ	1771				»	100	7,73	0,859	0,47	0,152	1,8
Эдмонд-Вест, 1943	Силуро-девон, серия хантон	2115				»	150	2,45	0,818	0,14	—	0,6
Окпалхома-Сити, 1928	Ордовик, горизонт упликок	1968	19,0			Нет данных	200	5,02	0,837	0,16	0,079	1,4
Барбак, 1920	Пенсильванский, горизонт бар- бак	832				Нет данных	—	4,13	0,827	0,24	0,051	1,3
Семпхол, 1926	Силуро-девон, серия хантон	1226				То же	50	4,1	0,832	0,27	—	1,7
Голдон-Тренд, 1944	Пенсильванский, горизонт гиб- сон	2241				»		4,10	0,820	0,19	—	0,9
Эола-Робберсон, 1921	Ордовик, свита бромайд	3358				»	80	1,60	0,804	0,13	—	0,4
Хилдтоп, 1913	Ордовик, свита ойл-крик	3022				»	80	4,17	0,835	0,27	0,110	1,0
	Пенсильванский, горизонт хилдтоп	574	Нет данных	20,0	Нет данных	»	—	20,3	0,882	0,92	—	4,3
Шо-Вол-Там, 1914	Пенсильванский, горизонт див	1060	Нет данных		Нет данных	»	51	25,0	0,803	1,34	0,243	4,9

Марнетта-Саут-Ист,
1957

Ордовик, свита ойл-крик

4331

То же

4,97

0,829

0,08

0,012

0,02

Пермский НГБ (штаты Техас, Нью-Мексико)

Эмпайр-Эбо, 1957

Равняя пермь, серия эбо

1921

Нет данных

290

2,4

0,820

0,27

0,014

0,5

Вэкслом, 1929

Поздняя пермь, свита сап-
адрес

1403

То же

300

4,2

0,850

0,95

0,075

2,2

Дентон, 1949

Девон, горизонт дентон

3850

»

190

2,3

0,797

0,17

0,014

0,5

Джастис, 1958

Поздняя пермь, свита блай-
небри

1658

»

—

4,1

0,835

0,51

0,08

1,3

Кистон, 1929

Ордовик, свита монтоя

2078

»

600

5,0

0,844

0,42

0,072

1,1

Поздняя пермь, свита купп

1045

10,3

33

10,3

101

5,12

0,854

0,95

—

1,7

Ранний ордовик, серия эл-
ленбергер

3017

30,0

63

29,6

275

4,08

0,815

0,13

0,042

0,5

Нейтс¹, 1926

Поздняя пермь, свита сап-
адрес

310

Нет данных

40

8,75

0,875

1,54

0,150

3,5

Левелленд, 1945

Поздняя пермь, свита сап-
адрес

1451

То же

285

5,22

0,870

2,12

0,136

2,8

Уоссон, 1936

Поздняя пермь, свита сап-
адрес

1517

»

210

4,31

0,861

1,76

0,081

1,7

Равняя пермь, горизонт ол-
баш

2532

»

170

1,63

0,819

0,31

0,047

1,5

Рассел-Порт, 1948

Девон

3435

23,0

Нет
данных

20,0

35

2,47

0,824

0,31

0,076

2,0

Доллархайд, 1945

Девон

2413

»

110

4,2

0,834

0,57

—

1,8

Ранний ордовик, серия эл-
ленбергер

3115

30

То же

10,4

50

4,2

0,818

0,23

—

1,6

Эмма, 1937

Ранний ордовик, серия эл-
ленбергер

3300

Нет данных

240

2,3

0,783

0,1

—

0,6

Бакке, 1952

Равняя пермь, серия вульф-
кемп

2592

То же

125

4,19

0,838

0,41

0,105

1,2

Пенсильванский, серия эбо

2745

»

—

4,14

0,828

0,1

0,079

0,6

Ранний ордовик, серия эл-
ленбергер

3782

»

270

0,159

0,799

0,21

0,044

1,3

* Содержание V и NI (10⁻⁴ ч/млн); Пайковд—8,4, 2,4; Нейтс—7,8, 2,0; Келли-Сивайдер—0,8, 1,0.

263

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Рпл. МПа	tпл. °С	Рнас. МПа	G, м ³ /т	μ (37,8°С), сПа	ρ _ж ²⁰	Содержание в нефти, вес. %		
									Сера	Азот	Воск
Андектор, 1946	Рапшый ордовик, серия эл-ленбергер	2588		Нет данных		110	2,4	0,810	0,22	—	1,1
Тп-Экс-Эл, 1944	Рапшый пермь, горизонт табб	1878		То же		600	5,05	0,843	0,54	0,08	1,7
	Рапшый ордовик, серия эл-ленбергер	2862		То же		245	2,42	0,809	0,23	0,036	1,0
Блок 31, 1945	Девон	2715	28,7	59	Нет данных	270	1,6	0,810	0,11	0,032	0,4
Погасус, 1949	Рапшый ордовик, серия эл-ленбергер	3995		Нет данных		1000	1,53	0,766	0,01	—	0,1
Вайри, 1953	Пенсильванский, серия бонд	3141		То же		500	1,63	0,815	0,1	0,048	0,3
	Силур, свита фасселман	3736		»		350	1,56	0,782	0,1	0,027	—
Спрабарри-Тренд, 1949	Рапшый ордовик, серия эл-ленбергер	4049		»		550	1,54	0,771	0,1	0,021	0,2
	Рапшый пермь, свита спрабарри	2180		»		290	5,10	0,850	0,18	0,483	2,3
Бридлов, 1951	Девон	3097	39,2	Нет данных		—	4,09	0,818	0,32	0,04	7,0
Келли-Спайдер ¹ , 1948	Пенсильванский, серия напюн	2137	21,8	То же		200	2,49	0,832	0,29	0,066	1,4
	Пенсильванский, серия строи	1171		Нет данных		25	2,47	0,825	0,31	0,068	1,4
КМА, 1937	Пенсильванский, серия строи	1332		То же		10	5,08	0,847	0,61	0,083	2,2
Халл-Силк-Сайкс, 1939	Пенсильванский, свита уингер	1653		»		30	13,06	0,871	0,80	0,202	3,3
Уолват-Бенд, 1938	Пенсильванский, свита сиско	1650		»			3,2	0,841	0,39	—	2,0
Беркбернетт, 1912	Пенсильванский, свита сиско	1480		»			3,9	0,830	0,35	—	2,5
Электра, 1911	Пенсильванский, горизонт корделл	2830		»			5,1	0,847	0,35	0,131	1,8
Шерман, 1947				»							

¹ Содержание V и N1 (10⁻⁴ ч/млн.); Панхеидл—8,4, 2,1; Пейто—7,8, 2,6; Хелли-Спайдер—0,6, 1,0.

Таблица 8.25

Фракционный состав нефтей месторождений Мидконтинента

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. н.—100°С		100—200°С		200—300°С		300—375°С		375—435°С		Остаток	
	Вы-ход, об. %	ρ _ж ²⁰	Вы-ход, об. %	ρ _ж ²⁰	Вы-ход, об. %	ρ _ж ²⁰	Вы-ход, об. %	ρ _ж ²⁰	Вы-ход, об. %	ρ _ж ²⁰	Вы-ход, об. %	ρ _ж ²⁰
Западный Внутренний НГБ												
Бемис-Шаттс; кембро-ордовик, серия арбакл	8,3	0,683	20,0	0,762	19,0	0,825	11,1	0,863	10,2	0,888	29,5	0,972
Холл-Гарри; пенсильванский, серия канзас-сити	10,6	0,691	25,6	0,761	21,3	0,824	10,6	0,859	9,3	0,884	21,1	0,961
Крафт-Пруса; кембрий, свита риган	15,5	0,671	25,4	0,756	22,4	0,820	10,5	0,859	7,5	0,885	17,6	0,960
Эльдорадо; пермь, серия адмайр	6,2	0,680	25,9	0,756	24,6	0,827	11,8	0,865	11,3	0,893	19,5	0,980
Панхеидл; пермь, горизонт мур-канти	11,1	0,686	20,0	0,764	17,8	0,818	10,2	0,845	10,4	0,866	27,2	0,934
Элк-Сити; пенсильванский, горизонт гранит-уон	26,7	0,678	29,2	0,767	18,8	0,824	7,6	0,860	6,3	0,876	6,1	0,918
Смелт; пенсильванский, горизонт мелтон	1,5	0,709	27,4	0,767	16,6	0,827	12,7	0,860	11,5	0,884	29,8	0,960
Эдмонд-Вест; силуро-девои, серия хантон	11,3	0,677	22,1	0,761	19,8	0,824	22,4	0,860	11,0	0,877	21,3	0,916
Оклагома-Сити; ордовик, горизонт уилкокк	7,0	0,693	20,5	0,763	19,9	0,822	12,4	0,854	12,4	0,882	26,0	0,928
Барбани; пенсильванский, горизонт барбани	9,7	0,683	20,5	0,764	19,0	0,825	10,8	0,859	10,9	0,884	26,0	0,925
Семпсон; силуро-девои, серия хантон	7,3	0,675	26,1	0,757	22,5	0,826	9,6	0,869	9,7	0,890	22,5	0,948
Голдон-Тренд; пенсильванский, горизонт гибсон	10,6	0,675	22,1	0,758	20,9	0,821	12,0	0,857	13,3	0,881	19,0	0,927
ордовик, свита бромайд	13,5	0,678	26,0	0,764	21,0	0,820	11,8	0,852	10,3	0,872	15,0	0,915
Эола-Робертсон, ордовик, свита ойл-крик	9,4	0,695	23,2	0,767	18,4	0,826	12,0	0,859	10,4	0,883	24,6	0,938
Шо-Вел-Там, пенсильванский, горизонт дж	3,2	0,704	14,5	0,767	17,5	0,842	10,3	0,886	3,8	0,905	48,9	0,972
Хилдтон, пенсильванский, горизонт хилдтон	4,3	0,717	12,9	0,774	19,4	0,829	12,3	0,865	14,1	0,890	36,7	0,966
Мариетта-Саут-Ист, ордовик, свита ойл-крик	1,3	0,703	20,1	0,758	26,3	0,816	16,3	0,848	14,8	0,863	20,1	0,892
Пермский НГБ												
Эшпайр-Эбо; рапшый пермь, серия эбо	10,0	0,705	25,0	0,767	22,2	0,832	11,4	0,867	10,5	0,885	16,3	0,920
Вэньюм; поздняя пермь, свита сан-андрес	7,9	0,704	25,6	0,781	21,5	0,836	10,9	0,880	10,7	0,903	22,2	0,970
Девон; девон, горизонт дентон	14,5	0,675	29,8	0,765	22,1	0,824	10,3	0,857	8,5	0,880	11,5	0,924
Джастис; поздняя пермь, свита блайнбри	9,2	0,688	23,0	0,766	22,2	0,831	10,8	0,870	11,6	0,890	21,8	0,944
ордовик, свита моптола	6,0	0,692	21,7	0,763	22,1	0,826	12,8	0,865	13,1	0,888	23,9	0,937

Месторождение; возраст и направление продуктивного горизонта	н. н. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Вы- ход, об. %	г _д	Вы- ход, об. %	г _д	Вы- ход, об. %	г _д	Вы- ход, об. %	г _д	Вы- ход, об. %	г _д	Вы- ход, об. %	г _д
Кистоп; позиция пермь, свита куш	2,1	—	24,0	0,761	23,1	0,839	11,8	0,865	11,3	0,889	20,7	0,949
Пейтс; позиция пермь, свита элленбергер	8,7	0,674	21,3	0,748	24,5	0,808	14,4	0,841	10,6	0,870	19,1	0,917
Левелланд; позиция пермь, свита сан-андрес	5,3	0,680	18,8	0,771	19,4	0,850	11,1	0,886	12,1	0,920	31,6	0,969
Уосон; позиция пермь, свита сан-андрес	9,7	0,716	21,3	0,763	17,6	0,840	10,7	0,879	10,8	0,913	28,3	0,987
Рашия пермь, свита сан-андрес	10,3	0,694	23,0	0,776	17,6	0,836	10,7	0,865	10,1	0,909	27,8	0,955
Рашия пермь, горизонт олбали	15,2	0,694	24,5	0,774	19,3	0,837	10,3	0,875	8,6	0,903	17,2	0,955
Рассел-Норт, девон	12,6	0,680	23,3	0,765	19,5	0,830	10,2	0,860	9,3	0,891	22,1	0,957
Долларханд; девон	12,7	0,679	23,1	0,766	18,6	0,832	9,8	0,870	9,6	0,891	24,7	0,951
ранний ордовик, серия элленбергер	9,1	0,671	22,5	0,737	25,9	0,802	12,2	0,844	8,8	0,876	21,4	0,936
Эмма, ранний ордовик, серия элленбергер	16,1	0,674	25,9	0,745	27,4	0,802	10,9	0,843	8,5	0,875	8,8	0,923
Бакте; ранняя пермь, серия вульфемп	10,1	0,704	25,7	0,779	18,8	0,831	10,5	0,874	10,3	0,879	22,4	0,945
пенсильванский, серия эбо	8,9	0,688	25,0	0,768	20,0	0,822	11,2	0,850	11,4	0,874	22,7	0,923
ранний ордовик, серия элленбергер	12,4	0,667	24,3	0,742	25,9	0,804	9,6	0,846	8,2	0,878	18,2	0,900
Авлеттор; ранний ордовик, серия элленбергер	11,4	0,669	23,5	0,748	22,4	0,807	12,5	0,844	8,7	0,874	20,0	0,930
Тл-Экс-Эл; ранняя пермь, горизонт табб	8,8	0,687	21,5	0,765	19,1	0,827	9,8	0,864	9,8	0,888	28,5	0,947
ранний ордовик, серия элленбергер	11,1	0,676	22,1	0,749	22,1	0,808	11,1	0,846	9,1	0,875	21,0	0,929
Блок 31; девон	17,7	0,678	24,1	0,763	20,5	0,819	10,0	0,858	8,9	0,881	12,5	0,928
Пегасус; ранний ордовик, серия элленбергер	14,9	0,663	28,0	0,733	29,0	0,795	9,5	0,835	8,3	0,865	4,6	0,906
Вайри; ранний ордовик, серия элленбергер	15,1	0,661	27,0	0,740	25,0	0,798	11,8	0,830	7,2	0,850	8,7	0,908
Спрэбери-Гренд; ранняя пермь, свита спре- бери	8,8	0,710	22,5	0,777	11,8	0,834	9,3	0,866	9,6	0,889	28,4	0,953
Бридлон; девон	6,4	0,685	26,4	0,749	27,9	0,819	14,2	0,860	10,1	0,888	14,0	0,930
Келли-Свайгер; пенсильванский, серия каптон	12,4	0,711	27,1	0,775	21,3	0,840	10,8	0,868	10,1	0,890	18,3	0,945
КМА; пенсильванский, серия строн	10,1	0,691	24,8	0,769	22,2	0,830	11,0	0,864	9,4	0,890	18,7	0,945
Халл-Слак-Сайкс; пенсильванский, серия строн	4,8	0,699	27,5	0,767	20,9	0,842	12,1	0,865	11,3	0,887	23,4	0,961
Уолнат-Бонд; пенсильванский, свита ушгер	7,3	0,689	17,2	0,764	17,2	0,829	10,5	0,873	11,8	0,895	35,7	0,971
Штерман; пенсильванский, горизонт корделл	7,4	0,691	20,1	0,762	20,2	0,834	9,7	0,864	11,3	0,894	29,0	0,952

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Мадконтинента (об. %)

Таблица 8.26

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 200°С			200—350°С		
	Мета-позые	Нафто-позые	Ароматичес-кие	Мета-позые	Нафто-позые	АРОМАТИЧЕСКИЕ
Западный Внутренний НГБ						
Бемис-Шаттс; кембро-ордовик, серия ар-бакл	96,7	2,5	0,8	48,3	12,2	39,5
Холл-Гарип; пенсильванай, серия канзас-сити	57,0	40,3	2,7	56,8	29,7	13,5
Крафт-Пруса; кембрий, свита риган	69,1	27,8	3,3	59,3	29,3	11,4
Эльдорадо; пермь, серия адмайр	59,4	38,6	2,0	54,7	34,1	11,2
Панхендл; пермь, горизонт мур-капти	61,9	32,4	5,7	61,9	22,7	15,4
Семент; пенсильванай, горизонт мелтон	44,6	48,8	6,8	52,9	30,0	17,1
Оклахома-Сити; ордовик, горизонт уил-кокк	53,7	40,6	5,7	57,6	26,2	16,2
Барбанк; пенсильванай, горизонт барбанк	60,7	32,3	7,0	54,8	32,2	13,0
Голден-Тренд; пенсильванай, горизонт гибсон	68,1	25,0	6,9	59,0	27,2	13,8
Эола-Робберсон; ордовик, свита ойл-крик	57,5	34,0	8,5	56,0	25,4	18,6
Шо-Вел-Там; пенсильванай, горизонт дла	50,4	41,1	8,5	41,4	36,1	22,5
Хилдтоп; пенсильванай, горизонт хилдтоп	37,7	56,3	6,0	50,8	36,3	12,9
Пермский НГБ						
Эмшайр-Эбо; ранняя пермь, серия эбо	58,2	30,0	11,8	52,0	26,0	22,0
Вэжком; поздняя пермь, свита сан-андрес	42,4	42,6	15,0	47,1	24,4	28,5
Девтон; девон, горизонт девтон	60,9	32,4	6,7	54,5	27,1	18,4
Кистон; поздняя пермь, свита кунп	53,2	34,9	11,9	52,2	30,6	17,2
ранний ордовик, серия элленбер-гер	77,1	17,3	5,6	71,9	16,4	11,7
Пейтс; поздняя пермь, свита сан-андрес	43,7	51,7	4,6	33,1	43,0	23,9
Левелленд; поздняя пермь, свита сан-ан-дрес	48,3	31,8	19,9	42,8	29,7	27,7
Уоссон; поздняя пермь, свита сан-андрес	53,1	32,4	14,5	44,0	33,9	22,1
Рассел-Норт; девон	60,3	33,7	6,0	52,7	24,7	22,6
Доллархайд; девон	63,7	27,5	8,8	50,3	28,2	21,5
Эмма; ранний ордовик, серия элленбергер	82,3	13,5	4,2	72,8	16,0	11,2
Бакке; ранняя пермь, серия вулфкем	45,2	41,3	13,5	Нет данных		23,2
пенсильванай, серия эбо	56,0	36,2	7,8	То же		14,8
ранний ордовик, серия элленбер-гер	87,0	8,5	4,5	,		14,3
Алдендор; ранний ордовик, серия эллен-бергер	80,0	13,2	6,8	69,3	19,3	11,4
Тн-Эис-Эл; ранняя пермь, горизонт табб	77,9	18,4	3,7	71,9	17,6	10,5
Блок 31; девон	62,2	30,5	7,3	57,2	26,5	16,3
Пегасус; ранний ордовик, серия элленбер-гер	89,1	6,2	4,7	80,6	14,2	5,2
Вайри; ранний ордовик, серия элленбер-гер	84,0	14,1	1,9	Нет данных		5,2
Спраберри-Тренд; ранняя пермь, свита спраберри	35,2	62,1	2,7	47,5	36,4	16,1
Бридлов; девон	68,4	28,8	2,8	Нет данных		13,3
Колли-Спайдер; пенсильванай, серия каньон	40,9	54,6	4,5	47,8	32,8	19,4
ГМА; пенсильванай, серия строн	52,4	40,9	6,7	52,4	26,6	21,0
Халл-Слэк-Сайкс; пенсильванай, серия строн	26,8	69,2	4,0	2,9	58,3	38,8

Характеристика газон

Месторождение, год открытия	Враст и наименование продуктивного горизонта	Условный на- хождение	Глубина на- легания	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
Аврух, 1945	Гембро-ордовик, серия ар- бакл	P	1097		Западных Нет данных
Глак, 1957	Миссисипий, свита осейдж	ГК (10 г/м ³)	1412		То же
Хьюготов, 1922	Пермь, свита херрингтон- крайдер	C	781		»
	Свита чейиз	C	823		3,4 32,2
	Пенсильванский, серия мор- роу	C	1670		Нет данных
Троспер, 1969	Ордовик, свита вайола	C	4080		То же
Арлетт, 1965	Силуро-девон, серия хан- тон	C	4622		»
Ла-Верне, 1930	Пенсильванский, серия мор- роу	C	2394		18,4 68
Буффало-Уоллоу, 1967	Пенсильванский, серия мор- роу	C	4852		Нет данных
	Силуро-девон, серия хан- тон	C	5984		То же
Уошито-Крик, 1900	Силуро-девон, серия хан- тон	C	5886— 6222		63,7 179
Гейджиби-Крик, 1964	Ордовик, свита смэшсон	C	4781		Нет данных
Милс-Ранч, 1971	Пенсильванский, серия мор- роу	C	5014		То же
Лидей, 1970	Силуро-девон, серия хан- тон	C	5022		»
Алекс-Саут, 1963	Миссисипий, горизонт кавингхен	C	3617		»
	Ордовик, свита бромайд	C	4857		»
Чатвуд, 1962	Ордовик, свита бромайд	C	4939		63,4 Нет данных
Раш-Спрингс, 1966	Миссисипий, свита спринг- гер	C	5140		76,5 То же
Картер-Нокс, 1956	Ордовик, свита бромайд	C	4670		675 114,4
Павхедл, 1910	Ранняя пермь, горизонт грашп-уон	P	845		Нет данных
Падьюка, 1967	Ранняя пермь, серия вулфкеш	ГК (24 г/м ³)	3919		Пермский Нет данных
	Пенсильванский, серия мор- роу	C	4535		То же
Антилоп-Ридж, 1962	Девон	ГК (96 г/м ³)	4470		»
Арепа-Роха, 1969	Пенсильванский, серия ато- ка	ГК (21 г/м ³)	4470 4747		»
Куэйл-Ридж, 1960	Пенсильванский, серия мор- роу	ГК (300 г/м ³)	4105		»
Торо, 1961	Ранний ордовик, серия эллебергер	C	6068		»

Состав газа, об. %												
СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	С ₆ Н ₁₄ + + n-аппарат	СО ₂	N ₂	Н ₂	Н ₂ S	
Внутренний НГБ												
78,3	10,7	—	—	—	—	—	—	0,3	9,5	1,2	—	
90,8	3,7	1,2	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	1,8	0,2	—	
50,5	3,7	2,1	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	41,4	0,8	—	
76,6	6,0	3,5	0,9	0,5	0,3	—	0,1	—	11,5	0,37	—	
69,4	6,0	3,2	0,8	0,6	0,2	0,2	0,3	0,2	18,4	0,5	0,1	
96,4	0,7	0,2	—	—	—	—	—	1,8	0,6	0,04	0,2	
95,8	0,3	—	—	—	—	—	—	2,1	1,7	—	0,1	
87,6	6,2	2,9	0,7	0,4	0,1	0,2	0,3	0,6	0,7	0,1	—	
95,7	0,5	0,1	—	—	—	—	—	3,3	0,3	—	—	
89,8	0,1	—	—	—	—	—	—	8,7	1,2	—	—	
90,6	0,1	—	—	—	—	—	—	7,1	2,1	—	—	
96,9	0,7	0,5	—	—	—	—	—	1,4	0,3	0,1	—	
94,8	2,7	0,6	0,1	0,2	—	0,1	0,1	0,7	0,5	0,02	—	
95,8	0,5	0,1	—	—	—	—	—	1,2	2,3	—	0,1	
84,7	5,3	2,4	0,9	0,3	0,2	0,3	0,3	0,6	4,0	0,05	0,1	
84,5	7,3	2,9	1,0	0,3	0,2	0,4	0,3	0,5	2,1	—	0,1	
85,7	7,1	3,5	1,1	0,7	0,3	0,3	0,3	0,4	0,7	0,6	—	
96,9	1,5	0,3	—	—	—	—	—	0,3	0,4	—	0,1	
80,36	5,45	2,8	1,19	0,66	0,66	0,59	7,74	0,55	—	—	—	
04,5	4,0	2,8	1,0	0,6	0,2	0,2	0,2	0,1	21,3	0,9	—	
НГБ												
87,7	7,4	2,2	0,6	0,3	0,3	0,1	0,4	0,2	0,7	—	—	
97,4	0,7	0,1	—	—	—	—	—	1,0	0,8	—	—	
85,4	7,6	2,5	0,8	0,3	0,2	0,2	0,3	1,4	1,2	0,1	—	
93,2	3,3	1,0	0,1	0,4	—	0,1	0,2	0,6	1,0	0,01	0,1	
83,2	9,3	4,0	0,7	0,4	0,1	0,2	0,1	0,4	1,3	0,02	0,1	
96,6	0,2	0,1	—	—	—	—	—	2,3	0,8	—	—	

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условие на- ходжения	Глубина за- ложения, м	Рпл, МПа	tпл, °С
Ми-Вайда, 1969	Силур, свита фасселман	С	4981	Нет данных То же	
	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	5625		
Локридж, 1966	Ранний ордовик, серия элленбергер	ГК (10 г/м ³)	5994		
Рола-Уолкер, 1967	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	6193		
Барстоу, 1969 Линтериа, 1966	Силур, свита фасселман	С	5352		
	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	6565		
Койаноса, 1962	Пенсильванский, серия строн	ГК (654 г/м ³)	2928		
	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	4575		
Рохо-Кабаллос-Вест, 1966 Гомес, 1963	Ранняя пермь, серия вульфкемп	С	4653		
	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	6569		
Паккет, 1952	Ранний ордовик, серия элленбергер	ГК (до 5 г/м ³)	4442		
Грой-Ранч-Вест, 1971	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	5596		
Браун-Бассет, 1958	Ранняя пермь, серия вульфкемп	ГК (35 г/м ³)	1891		
	Силур, свита фасселман	С	3788		
	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	4407		
Ушк-Саут, 1968	Ордовик, свита монтойа	ГК (220 г/м ³)	4987		
	Ранний ордовик, серия элленбергер	ГК (100 г/м ³)	5562		
Эветтс, 1970	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	6173		
Юппе, 1929	Поздняя пермь, свита блайнберри	ГШ	1710		
Тв-Экс-Эл, 1944	Ранний ордовик, серия элленбергер	Р	2831		
Клстон, 1929	Ордовик, горизонт мак-кв	Р	2546	25,5 Нет данных	
Спрабери-Тренд, 1949	Девон	ГК (390 г/м ³)	3425	Нет данных	
Бендум, 1947	Девон	ГК (100 г/м ³)	3051	То же	
	Ранний ордовик, серия элленбергер	ГК (680 г/м ³)	3660		
Нокона, 1953	Пенсильванский, свита спско	Р	364		
Делавэр-Бенд, 1963	Ордовик, свита ойл-крик	ГК (150 г/м ³)	4361		
Гордонвилл, 1962	Ордовик, свита ойл-крик	ГК (150 г/м ³)	4710		
Шерман, 1966	Пенсильванский, горизонт корделл	ГШ	2620		

Состав газа, об. %											
СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	С ₆ H ₁₄ + + высшие	СО ₂	N ₂	Н ₂	Н ₂ S
92,5	0,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
47,0	0,1	—	—	—	—	—	—	6,4	0,4	0,01	—
95,4	2,0	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,2	52,0	0,4	0,03	—
85,5	0,7	0,2	0,1	0,1	—	—	0,3	0,9	0,4	—	0,1
95,2	0,6	0,1	—	0,1	0,1	—	0,3	9,4	3,0	—	—
89,7	0,1	—	—	—	—	—	—	3,1	0,6	0,01	—
83,9	8,1	3,0	0,8	0,6	0,3	—	0,6	9,4	0,7	—	—
95,0	2,0	Нет данных		0,4	Нет данных		—	0,2	—	—	—
94,4	3,0	0,6	0,2	—	0,2	—	0,3	1,5	—	—	—
95,5	0,1	0,1	—	—	—	—	—	—	0,7	—	—
70,6	1,0	0,4	—	0,1	0,2	—	0,2	1,0	3,3	0,01	—
51,6	—	—	—	—	—	—	—	26,7	0,8	0,03	—
88,7	4,6	2,7	0,8	0,5	0,1	0,4	0,3	47,7	0,5	0,03	—
96,0	0,5	—	—	—	—	—	—	0,3	1,5	0,1	0,1
38,7	0,2	0,2	—	—	—	—	—	3,0	0,4	—	—
65,1	13,5	9,3	3,8	2,0	1,3	0,6	1,1	47,5	10,5	—	—
76,8	11,1	5,6	1,9	1,3	0,5	0,5	0,4	1,8	0,8	—	0,1
98,3	0,2	—	—	—	—	—	—	0,5	1,3	—	—
81,7	8,7	4,1	1,1	0,5	0,3	—	0,5	1,0	0,4	0,03	—
70,9	13,9	5,0	1,1	0,3	0,3	0,2	0,1	0,2	2,9	0,11	—
85,3	7,3	3,0	0,9	0,5	0,6	0,1	0,7	0,1	6,9	0,1	1,1
73,5	13,5	4,9	0,9	0,6	0,3	—	0,1	0,1	1,4	—	—
78,1	11,3	4,5	1,5	0,7	0,4	0,4	0,8	0,6	4,7	—	—
63,2	16,5	9,5	3,2	1,7	1,0	0,6	0,8	0,9	1,4	—	—
58,6	3,5	2,4	1,2	0,6	0,2	0,3	0,2	0,2	3,2	0,1	—
87,2	6,4	2,8	1,0	0,4	0,4	0,2	0,4	0,1	32,5	0,4	—
90,2	5,2	2,3	0,6	0,4	0,3	—	0,2	0,3	0,9	0,02	—
83,2	7,1	4,6	1,4	1,1	0,4	—	0,7	0,2	0,7	—	—
								0,2	1,1	—	0,1

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Востока США

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина за- течения, м	P _{нат} МПа	t _{нат} °С	P _{нест} МПа	C, м ³ /т	μ (37,8°С), сПа	ρ ₂₀ г/см ³	Содержание в нефти, вес. %		
									Сера	Азот	Кисл.
Мичиганский НГБ (штаты Мичиган, Индиана, Огайо)											
Дип-Ривер, 1944	Поздний девон, свита даунд	1127		Ист данных	—	—	6,83	0,854	0,80	Ист данных	4,3
	Средний девон, серия дотройт- ривер	1208		То же			4,17	0,831	0,78	0,1059	1,2
Шьюэскин, 1950	Ордовик, серия тремтон-Блен-ри- вер	1275		»	200		4,01	0,819	0,20	0,055	1,0
Колдуотер, 1944	Поздний девон, свита даунд	1136		»	70		1,57	0,786	0,30	0,010	0,4
Иллинойский НГБ (штаты Иллинойс, Индиана, Кентукки, Теннесси, Миссури)											
Клей-Сити, 1937	Миссисипи, горизонт мак-клоски	913		Ист данных			4,08	0,831	0,15	—	2,1
Нью-Хармони, 1939	Миссисипи, горизонт мак-клоски	879		Ист данных 33			5,07	0,845	0,23	0,158	2,2
Младен, 1937	Миссисипи, свита бетел	475		Ист данных			4,08	0,831	0,20	Ист данных	2,6
Сейлем, 1938	Миссисипи, свита о'лаз	544		То же			4,10	0,830	0,17	0,102	3,3
Алброн-Консоли- дейд, 1940	Миссисипи, горизонт мак-клоски	900		»			0,70	0,840	0,18	0,124	1,6
Дейл, 1940	Миссисипи, свита о'лав	922		»			5,05	0,843	0,15	0,080	1,4
Селтралли, 1937	Миссисипи, серия чертер	450		»			5,03	0,839	0,19	—	3,1
Гриффит, 1938	Миссисипи, свита сайпросо	750		»			5,00	0,848	0,20	0,105	3,5
Сарингфилд, 1944	Пенсильванский, горизонт мейсфилд	352		»			4,45	0,831	0,44	0,13	1,7
Предатлантический НГБ (штаты Нью-Йорк, Пенсильвания, Западная Виргиния, Виргиния, Огайо, Кентукки, Мэриленд, Теннесси, Алабама)											
Аллегейни, 1879	Поздний девон, горизонт ринбург	399		Ист данных			4,88	0,816	0,12	0,028	0,7
Брефорд, 1871	Поздний девон, горизонт бредфорд	480		То же			4,82	0,820	0,11	0,010	0,4
Виг-Синнинг, 1818	Поздний силур—ранний девон, го- ризонт коринферус	300		»			4,98	0,844	0,14	—	1,8

Групповой углеводородный состав фракций нефтей
месторождений ПГБ Мексиканского залива (об. %)

Таблица 8.34

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н.к. — 200°С			200 — 350°С		
	Метановые	Нафтовые	Аромати- ческие	Метановые	Нафтовые	Аромати- ческие
Дарст-Крик; ранний мел, свита эдуардс	64,7	32,8	2,5	63,5	25,5	11,0
Нечес; поздний мел, серия вудбайн	56,3	34,1	9,6	55,1	21,5	23,4
Ван; поздний мел, серия вудбайн	87,4	4,3	8,3	59,8	24,9	15,3
Талю; ранний мел, свита палаксн	69,8	22,4	7,8	51,5	23,3	25,2
Матюлия; поздняя юра, свита смаковер	73,4	10,6	16,0	59,7	12,1	28,2
Банстервилл; поздний мел, серия таска- луса	43,4	54,2	2,4	34,6	47,9	17,5
Ист-Тексас; поздний мел, серия вудбайн	48,9	45,8	5,3	51,9	27,1	21,0
Каддо-Пайн-Айленд; поздний мел, гори- зонт апнона	48,2	40,3	11,5	54,9	31,2	13,9
Свеллингс; олигоцен, свита фрио	55,2	32,8	12,0	55,1	29,3	15,6
Том-О'Коннор; олигоцен, свита фрио	40,6	50,6	8,8	27,4	50,8	21,8
Вест-Ранч; олигоцен, свита фрио	26,5	62,9	10,6	17,0	55,7	27,3
Олд-Ошен; олигоцен, свита фрио	49,6	37,6	12,8	50,3	31,5	18,2
Хейстингс-Ист; олигоцен, свита фрио	27,2	58,3	14,5	32,7	42,5	24,8
Томпсон; миоцен	—	90,3	9,7	14,5	66,6	18,9
Алахуак; олигоцен, свита фрио	40,0	48,3	11,7	45,7	38,8	15,5
Копро; эоцен, свита кокфилд	34,3	38,4	27,3	43,3	16,7	40,0
Кот-Бланш-Бей-Вест; миоцен	39,0	44,9	16,1	45,0	35,5	19,5
Бейю-Сейл; миоцен, горизонт сент-мэри	52,0	30,3	17,7	53,8	29,5	16,7
Лейк-Барр; миоцен	60,0	28,6	11,4	53,1	30,8	16,1
Кайлу-Айленд; миоцен	52,9	38,9	8,2	50,4	33,9	15,7
Бей-Мерчауд, блок 2; миоцен	18,9	60,5	20,6	13,8	76,8	9,4
Парадис; миоцен, горизонт парадис	48,7	38,6	12,7	48,5	34,7	16,8
Лейк-Сальвадор; миоцен	51,1	32,1	16,8	56,6	27,5	15,9
Лейк-Вашингтон; миоцен, серия флешинг	55,1	36,2	8,7	37,3	42,5	20,2
Гранд-Бей; миоцен	47,4	43,0	9,6	51,7	33,4	14,9
Юджин-Айленд, блок 126; миоцен	63,4	26,1	10,5	60,7	27,4	11,9
Саут-Тимбальер, блок 131; миоцен	60,8	30,4	8,8	47,9	35,9	16,2
Гранд-Айл, блок 16; миоцен	43,4	49,3	7,3	51,5	33,7	14,8
Вест-Делта, блок 30; миоцен	28,4	63,4	8,2	35,7	48,4	15,9

Фракционный состав нефтей месторождений Востока США

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к.—100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}
Мичиганский НГБ												
Дни-Ривер; поздний девон, свита давди	8,1	0,665	17,3	0,750	21,9	0,809	10,7	0,857	4,3	0,889	31,4	0,977
средний девон, серия дэтройт-ривер	8,2	0,687	21,3	0,764	20,3	0,819	11,0	0,860	10,6	0,884	27,3	0,932
Пьюласки; ордовик, серия трептон-блэк-ривер	10,5	0,674	20,3	0,749	21,2	0,812	9,6	0,851	9,1	0,880	25,5	0,940
Колдуотер; поздний девон, свита давди	12,9	0,672	27,6	0,746	25,3	0,802	9,7	0,849	8,5	0,873	11,8	0,913
Иллинойский НГБ												
Клей-Сити; миссисиппий, горизонт мак-кроски	10,5	0,687	23,1	0,763	19,5	0,826	9,7	0,862	9,4	0,884	25,1	0,945
Нью-Хармони; миссисиппий, горизонт мак-кроски	10,1	0,701	21,1	0,768	20,6	0,830	9,2	0,869	10,6	0,892	25,4	0,967
Лауден; миссисиппий, свита бетел	12,0	0,677	11,5	0,765	18,5	0,827	11,0	0,865	10,5	0,891	24,4	0,958
Сейлем; миссисиппий, свита о'ваз	11,4	0,690	21,1	0,769	19,3	0,827	10,4	0,860	10,4	0,888	25,3	0,959
Албион-Консолидейтид; миссисиппий, горизонт мак-кроски	5,8	0,704	23,8	0,769	20,5	0,830	10,3	0,863	10,2	0,885	29,2	0,940
Дойл; миссисиппий, свита о'ваз	7,7	0,696	21,4	0,764	19,0	0,826	10,2	0,858	10,9	0,883	30,0	0,932
Сентралин; миссисиппий, серия честер	11,1	0,679	21,8	0,763	19,9	0,820	10,1	0,861	11,0	0,884	25,1	0,965
Гриффин; миссисиппий, свита сибиресс	8,7	0,680	22,2	0,763	19,2	0,823	10,8	0,857	11,3	0,885	27,5	0,907

Спрингфилд; пенсильванский, горизонт месс-филд

5,9 | 0,690 | 20,6 | 0,763 | 19,8 | 0,831 | 12,2 | 0,870 | 13,7 | 0,897 | 27,7 | 0,982

Предашпалачский НГБАллегейши; поздний девон, горизонт ричбург
Брадфорд; поздний девон, горизонт брадфорд10,1 | 0,681 | 20,9 | 0,761 | 19,5 | 0,813 | 10,1 | 0,842 | 10,1 | 0,864 | 27,0 | 0,904
6,5 | 0,700 | 24,2 | 0,760 | 20,0 | 0,810 | 10,8 | 0,839 | 11,9 | 0,859 | 25,0 | 0,900

Таблица 8.30

Групповой углеводородный состав фракций нефтей месторождений Востока США (об. %)

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к.—200° С			200—350° С		
	Метано-вые	Нафте-новые	Аромати-ческие	Метано-вые	Нафте-новые	Аромати-ческие
Иллинойский НГБ						
Клей-Сити; миссисиппий, горизонт мак-кроски	55,7	38,1	6,2	49,3	34,3	16,4
Лауден; миссисиппий, свита бетел	55,1	40,5	4,4	55,4	28,0	16,6
Нью-Хармони; миссисиппий, горизонт мак-кроски	47,5	49,4	3,1	50,5	32,9	16,8
Сейлем; миссисиппий, свита о'ваз	53,1	41,9	5,0	54,2	28,7	17,1
Предашпалачский НГБ						
Брадфорд; поздний девон, горизонт брад-форд	57,0	37,7	5,3	67,5	23,6	8,9

Характеристика газов месторождений Востока США

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	Состав газа, об. %												
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₆ H ₁₄	C ₄ H ₁₀ + + высшие	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S	
Мичиганский НГБ																
Фредерик, 1971	Силур, серия ниагара	P	2185	85,5	5,4	2,8	0,9	1,5	0,3	0,3	0,3	0,3	2,2	—	—	—
Влю-Лейк, 1970	Силур, серия ниагара	СС	2167	89,6	5,0	2,4	0,7	1,3	0,1	0,3	0,3	—	0,4	—	—	
Плтерс, 1955	Силур, свита селайша	СС	730	87,5	4,7	1,8	0,5	0,7	0,2	0,2	0,3	0,2	3,9	—	—	
Оверсел, 1956	Силур, свита селайша	СС	790	84,0	7,1	2,8	0,6	0,9	—	0,3	0,3	—	4,1	—	—	
Албион, 1957	Ордовик, серия трентон- близ-ривер	P	1270	63,0	7,2	3,2	0,7	—	—	—	2,7	0,2	0,1	22,7	0,2	—
Иллинойский НГБ																
Уаверли, 1946	Девон	C	302	94,9	—	—	—	—	—	—	—	—	1,2	3,6	0,05	0,3
Фрогтаун, 1951	Силур	С	678	93,1	0,6	0,5	0,3	0,3	0,1	—	0,1	0,7	4,1	0,09	—	—
Стормс, 1939	Миссисипий, горизонт уолтерсберг	ГШ	674	86,2	—	—	—	—	—	—	—	0,3	4,0	0,16	—	0,4
Стириц, 1971	Миссисипий, горизонт тар-спрингс	C	590	96,4	0,8	0,2	—	0,2	—	—	—	0,1	2,1	0,12	—	—
Корнинг-Саут, 1970	Миссисипий, свита хар- дигсберг	C	679	96,1	0,6	—	—	—	—	—	—	—	2,9	0,15	—	—
Предаппалачский НГБ																
Грип, 1970	Девон, свита орискапп	C	2429	97,3	1,8	0,1	—	—	—	—	—	—	0,3	0,6	0,02	—
Спруэлл, 1961	Девон, свита орискапп	СС	2377	97,6	1,6	0,1	—	—	—	—	—	0,2	0,4	0,02	—	—
Пайнтон, 1969	Девон, свита орискапп	СС	2482	96,6	1,6	0,1	—	—	—	—	—	0,2	1,2	0,02	0,1	—
Ленокс, 1970	Силур, серия клинстон	СС	1078	89,3	4,4	1,4	0,3	0,3	—	0,1	0,1	—	3,8	0,12	0,1	—
Кацфилд, 1971	Силур, серия клинстон	СС	1635	87,8	5,6	1,9	0,6	0,2	0,1	0,1	0,1	—	3,5	0,1	—	—
Вест-Эдисон, 1964	Кембро-ордовик, горизонт тремшоло	C	915	70,7	11,7	7,2	3,3	1,5	1,0	1,0	1,0	0,1	2,4	—	—	—
Брук-Рав, 1969	Миссисипий Девон, горизонт бенсон	C	885	93,9	3,0	0,6	0,1	0,1	0,1	—	0,1	—	1,3	0,12	0,7	—
		C	1022	87,7	7,5	2,2	0,5	0,3	0,3	—	0,2	0,1	0,9	0,05	0,2	—
Куперс-Крик, 1970	Силур, горизонт пьюбург	C	1771	91,3	1,6	0,4	0,2	0,1	—	0,1	0,1	—	1,7	0,1	4,1	—
Бранчленд, 1950	Ордовик, горизонт сент- плтер	СС	2160	78,1	4,9	—	—	—	Нет данных			14,8	1,7	0,08	—	—
	Кембрий, свита покс	C	2367	85,1	2,1	0,6	0,2	0,1	—	0,2	—	5,5	5,5	0,11	0,1	—
Продуонитский НГБ (штаты Алабама, Миссисипи, Арканзас, Теннесси, Оклахома)																
Квинтон-Саут	Пенсильванский, свита ред- ок	C	2135	86,0	1,3	—	—	—	—	—	—	—	1,1	9,2	0,03	—
Клинта, 1946	Пенсильванский, свита спайро	C	1693	94,9	1,8	0,2	—	—	—	—	—	—	1,5	1,3	0,1	0,1
Уилбургтон	Пенсильванский, свита спайро	C	3057	96,1	1,0	—	—	—	—	—	—	—	2,4	0,5	—	—
Ред-Ок, 1912	Пенсильванский, свита ред- ок	C	2135	96,1	1,9	0,2	—	—	—	—	—	—	1,2	0,4	—	—
	Свита спайро	C	3512	92,8	0,4	0,1	—	—	—	—	—	—	5,6	0,9	0,1	—
Боуанза	Пенсильванский, горизонт хейл	C	2420	92,8	2,1	0,4	—	—	—	—	—	—	1,5	3,0	0,1	—
Сесил, 1949	Пенсильванский, горизонт кейзи	C	1047	98,0	1,0	0,1	—	—	—	—	—	—	0,2	0,5	0,1	0,2
	Горизонт дюпп	C	1146	98,5	0,8	0,1	—	—	—	—	—	—	0,1	0,4	0,1	—
Посамтрот, 1966	Пенсильванский, свита бар- тон	C	1092	91,8	0,9	0,1	—	—	—	—	—	—	0,2	5,6	0,1	—
	Свита брентвуд	C	1437	97,2	1,3	0,1	—	—	—	—	—	—	0,2	0,9	0,1	0,1
Уайт-Ок, 1943	Пенсильванский, свита бай- нум	C	870	98,1	1,0	0,1	—	—	—	—	—	—	0,1	0,6	0,1	—
	Свита брентвуд	C	1294	97,7	1,3	0,1	—	—	—	—	—	—	0,2	0,5	0,1	—
Этна, 1928	Пенсильванский, серия это- на	C	1308	98,0	1,0	0,2	—	—	—	—	—	—	0,2	0,5	0,1	—
Скрентон	Пенсильванский, свита бар- тон	C	1950	96,4	1,1	0,1	—	—	—	—	—	—	1,4	0,7	0,1	—
Малдоп, 1952	Миссисипий, свита сан- дорс	ГК (24 г/м ³)	1581	85,0	15,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений ПГБ Мексиканского залива (штаты Техас, Луизиана, Арканзас, Миссисипи, Алабама, Флорида)

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина зале- габайт, м	Рпл. МПа	t _{пл.} °С	С, м ³ /т	η (37,8°С), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти, вес. %		
								Сера	Азот	Кисл.
Дарст-Крик, 1929 Люлинг-Брайсон, 1922 Нечес, 1953	Ранний мел, свита эдуардс	791	Нет данных		10	5,04	0,841	0,78	0,075	1,8
	Ранний мел, свита эдуардс	655	То же		10	15,9	0,884	0,86	0,110	2,5
	Поздний мел, серия вудбайн	1423	Нет данных	76	180	2,46	0,820	0,13	0,083	2,2
Фэрроу, 1960 Вал, 1929 Талко ¹ , 1936 Магнолия, 1938 Скулер ¹ , 1937	Поздний мел, горизонт дрэймс	3014	Нет данных	127	480	2,39	0,799	0,24	0,01	0,3
	Поздний мел, серия вудбайн	838	»	53	70	1,65	0,823	0,1	—	0,6
	Ранний мел, свита палакен	1301	»	71	—	106,1	0,931	3,00	0,134	9,7
	Поздняя юра, свита смикопер	2300	24,5	102	360	1,66	0,833	0,90	0,02	1,6
	Поздняя юра, свита джонс	2310	25,0	Нет данных	490	6,88	0,861	1,55	—	4,3
Сосо, 1945 Бакстервилл, 1944 Ситронелл, 1955	Ранний мел, свита родесса	3073	Нет данных		250	4,10	0,820	0,89	0,02	2,3
	Поздний мел, серия таскалуса	2665	То же		40	310,3	0,952	2,71	0,111	9,4
	Ранний мел, свита родесса	3340	Нет данных	117	—	4,04	0,808	0,38	0,02	1,3
Ист-Тексас ¹ , 1930	Поздний мел, серия вудбайн	1110	Нет данных	113	340	4,14	0,828	0,32	—	1,7
		444	(1012 м)	62	65	5,04	0,841	0,37	—	1,9
Каддо-Пайп-Айленд, 1905	Поздняя юра, свита бодкау	2586	То же		400	1,43	0,718	0,1	—	—
		1868	23,0	Нет данных	180	1,62	0,816	0,1	0,014	0,2
Коттон-Валлс, 1922 Силлингс, 1937	Олигоцен, свита фрио	1801	Нет данных	70	110	1,7	0,852	0,18	0,036	0,6
		1874	Нет данных	—	259	1,65	0,829	0,11	0,024	0,3
Олд-Ошен, 1934 Хейстингс-Ист, 1934	Олигоцен, свита фрио	2598	То же		600	4,22	0,844	0,11	—	0,8
		1840	17,3	Нет данных	580	7,83	0,871	0,15	0,02	1,1
Томпсон, 1931 Ракун-Бенд, 1928 Анахуак ¹ , 1935 Конро ¹ , 1931	Мiocен	1065	11,4	Нет данных	130	27,3	0,911	0,25	—	1,5
		1028	10,3	То же	40	8,94	0,894	0,19	0,048	1,3
		2153	Нет данных	—	250	5,15	0,859	0,23	0,041	0,9
		1525	15,6	Нет данных	540	1,67	0,837	0,15	—	0,4
Сур-Лейк, 1902	Эоцен, свита кук-маунтин	3410	Нет данных	141	10	2,46	0,822	0,14	—	0,5
		1220	Нет данных	—	50	7,07	0,884	0,15	0,03	0,5
Спидлтон, 1901 Кот-Блаш-Бей-Вест, 1940	Мiocен	4815	Нет данных	144	160	5,14	0,857	0,16	0,033	0,9
		3111	Нет данных	—	600	5,08	0,844	0,16	—	0,6
Бейло-Сейл, 1941 Лейк-Барр, 1929	Мiocен, горизонт сент-мэри	5044	То же		570	2,46	0,823	0,14	0,02	0,3
		3891	»	»	340	5,08	0,848	0,23	—	1,6
Кайлу-Айленд, 1930 Бей-Мерчанд, блок 2, 1949	Мiocен	1189	»	»	60	54,1	0,933	0,46	—	2,8
		3118	»	»	600	4,23	0,845	0,23	—	0,9
Парадис, 1939 Лейк-Сальвадор, 1940	Мiocен	2607	»	»	200	5,08	0,848	0,14	0,02	0,7
		3270	»	»	230	14,2	0,866	0,37	0,146	3,3
Лейк-Вашингтон, 1931 Бастия-Бой, 1941	Мiocен, серия флеминг	3353	»	»	350	5,07	0,845	0,15	0,04	1,0
		3050	37	93	270	5,10	0,850	0,31	—	1,0
Гранд-Бей, 1938 Юджин-Айленд, блок 126, 1950	Мiocен	2771	Нет данных		100	15,0	0,892	0,35	0,04	1,3
		2733	»	»	200	4,23	0,840	0,20	0,039	0,8
Саут-Тимбалер, блок 131, 1958 Гранд-Айл, блок 16, 1948	Плюцен	2121	»	»	100	4,22	0,843	0,18	0,04	0,8
		3050	»	»	50	16,7	0,893	0,33	0,09	2,0
Вест-Делта, блок 30, 1949	Мiocен	—	»	»	—	—	—	—	—	—

¹ Содержание V и Nl (10⁻⁴ ч/млн.): Талко—8,8, 2,6; Скулер—15,1, 10,2; Ист-Тексас—1,2, 0,9; Анахуак—0,2, 1,2; Конро—0,1, следы.

Фракционный состав нефтей месторождений ПГБ Мексиканского залива

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	в.н. — 100° С		100 — 200° С		200 — 300° С		300 — 375° С		375 — 435° С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}
Дарст-Крик; ранний мел, свита эдуарде	2,3	0,680	23,4	0,749	23,9	0,816	14,9	0,851	11,6	0,875	23,2	0,948
Нечес; поздний мел, серия вудбайн	12,3	0,686	21,7	0,772	19,7	0,827	9,3	0,857	11,7	0,879	19,7	0,941
Фаруэй; поздний мел, горизонт джоймс	11,6	0,680	24,5	0,748	23,4	0,813	10,8	0,848	11,4	0,872	13,4	0,910
Ван; поздний мел, серия вудбайн	8,0	0,676	19,0	0,749	19,4	0,823	11,6	0,870	6,2	0,892	35,3	0,951
Талко; ранний мел, свита палакси	—	—	10,7	0,745	14,1	0,833	11,2	0,876	13,3	0,906	50,7	1,012
Магполля; поздняя юра, свита смаковор	8,6	0,681	23,6	0,760	21,7	0,826	12,2	0,871	10,2	0,898	20,5	0,951
Скулер; поздняя юра, свита джонс	7,1	0,679	19,3	0,758	20,7	0,827	10,3	0,870	10,3	0,898	31,7	0,978
Бансторвилл; поздний мел, серия таскалуса	0,8	0,711	4,4	0,765	12,7	0,845	13,4	0,888	14,7	0,920	52,8	1,022
Сосо; ранний мел, свита родесса	12,0	0,683	24,5	0,745	22,0	0,809	12,2	0,857	9,6	0,885	19,4	0,964
Сатропелл; ранний мел, свита родесса	10,7	0,676	23,5	0,736	24,5	0,802	11,6	0,843	11,3	0,872	16,7	0,956
Нет-Тексас; поздний мел, серия вудбайн	13,5	0,681	22,1	0,770	19,2	0,828	11,5	0,859	9,1	0,881	22,9	0,954
Каддо-Пайп-Айленд, поздний мел, горизонт яннова	5,7	0,712	21,3	0,773	26,7	0,827	12,8	0,853	11,8	0,873	21,5	0,930
Коттон-Валли; поздняя юра, свита боднау	40,0	0,671	40,8	0,753	10,8	0,792	—	—	—	—	3,4	0,823
Саллингсон; олигоцен, свита фрио	7,5	0,607	31,9	0,771	30,4	0,832	9,9	0,868	9,9	0,909	4,0	0,982
Том-О'Коннор; олигоцен, свита фрио	5,8	0,730	23,7	0,787	34,7	0,871	15,7	0,921	8,0	0,968	10,0	1,008
Вест-Ранч; олигоцен, свита фрио	6,6	0,705	28,6	0,768	38,3	0,833	12,2	0,874	7,4	0,916	5,6	0,992
Олд-Ошен; олигоцен, свита фрио	5,5	0,693	17,6	0,775	30,5	0,836	15,1	0,869	11,5	0,901	17,6	0,940
Хейстингс-Нест; олигоцен, свита фрио	2,9	0,751	12,9	0,785	30,8	0,850	15,4	0,885	12,5	0,907	23,0	0,942
Томпсон; миоцен	—	—	1,4	0,843	30,7	0,871	17,8	0,894	15,9	0,911	38,5	0,945
Раккуд-Бенд; эоцен, горизонт хонли	1,4	0,730	10,8	0,793	31,4	0,870	19,4	0,902	15,1	0,914	22,6	0,964
Авахуак; олигоцен, свита фрио	1,7	0,712	16,0	0,774	32,6	0,837	15,3	0,869	12,6	0,888	21,6	0,938
Конро; эоцен, свита конфилд	6,8	0,724	27,8	0,788	36,2	0,847	13,3	0,870	8,2	0,883	7,5	0,940
Сур-Лейк; эоцен, свита кук-маувтин	9,0	0,699	27,4	0,777	24,0	0,832	10,8	0,858	11,0	0,878	16,7	0,919
Спиддлтон; миоцен	1,8	0,725	12,4	0,793	37,3	0,870	18,0	0,903	14,1	0,920	17,6	0,942
Кот-Бламп-Бей-Вест; миоцен	2,1	0,712	14,5	0,780	30,0	0,835	16,5	0,869	13,5	0,888	21,9	0,933
Бейшо-Сейл; миоцен, горизонт сент-марк	3,6	0,693	14,9	0,777	32,4	0,828	16,2	0,857	12,7	0,881	18,1	0,928
Лейкс-Барр; миоцен	7,8	0,698	28,4	0,764	26,4	0,826	16,7	0,868	5,9	0,888	14,1	0,932
Кайлу-Айленд; миоцен	6,4	0,698	21,7	0,765	24,9	0,829	11,9	0,867	11,2	0,896	23,1	0,952
Бей-Мерчанд; блок 2, миоцен	1,2	Нет данных	1,3	0,798	22,6	0,874	19,8	0,922	18,6	0,948	34,8	0,988
Парадис; миоцен, горизонт парадис	2,3	0,709	27,1	0,769	28,7	0,833	12,2	0,871	10,6	0,895	18,9	0,940
Лейк-Сальвадор; миоцен	1,8	0,719	12,8	0,771	30,5	0,824	20,9	0,857	18,4	0,886	14,3	0,944
Лейк-Вашингтон; миоцен, серия флеминг	5,3	0,688	14,7	0,770	20,1	0,844	11,4	0,893	14,0	0,922	32,5	0,985
Бастиян-Бей; миоцен	1,5	0,704	20,3	0,757	24,0	0,819	21,6	0,852	13,1	0,882	19,5	0,941
Гранд-Бей; миоцен	4,3	0,691	16,2	0,773	26,8	0,830	17,4	0,859	12,5	0,882	22,6	0,935
Юджин-Айленд; блок 126, миоцен	—	—	4,1	0,794	27,7	0,852	21,9	0,888	18,1	0,910	26,9	0,947
Саут-Тимбальер, блок 131; миоцен	1,3	0,721	26,1	0,774	33,7	0,832	13,1	0,873	10,5	0,893	15,3	0,941
Гранд-Айл, блок 16; миоцен	4,6	0,701	21,2	0,770	29,0	0,829	14,1	0,867	10,8	0,892	18,6	0,941
Вест-Делта, блок 30; миоцен	1,3	0,720	8,2	0,774	25,4	0,842	18,6	0,887	15,6	0,909	32,7	0,958

Характеристика газоп месторожд

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения ¹	Глубина залегания, м	Р.пл. МПа	t _{пл} , °C
Кларк-Ранч, 1970	Эоцен, свита уилкокс	ГК (21,0)	1830	29,8	Нет данных
Ла-Глория, 1939	Олигоцен, свита фрио	С	2105	22,1	То же
Эль-Пейстл, 1951	Олигоцен, свита фрио	ГК (3,0)	4155	66,0	»
Силлгесон, 1938	Олигоцен, свита фрио	ГК (28,0)	2257	28,0	»
Агуа-Далс, 1928	Олигоцен, свита фрио	ГК (13,0)	1981		Нет данных
Чоколит-Бейо, 1952	Олигоцен, свита фрио	ГК (30,0)	3361		То же
Норт-Элтон, 1939	Олигоцен, свита фрио	С	1842	19,8	66,1
	свита виксберг	ГК (95,0)	2486	24,9	78,3
Вашингтон, 1950	Эоцен, горизонт коффилд «Д»	ГК (370,0)	2836	32,3	90,0
Опелусас, 1950	Эоцен, горизонт спарта	ГК (370,0)	3446	39,2	113,9
Норт-Лерой, 1957	Олигоцен, свита фрио	С	3690	68,2	122,2
Вермилион, блок 46, 1957	Мноцен	ГК (50,0)	4649	52,0	Нет данных
Парклердо-Вест, 1970	Олигоцен, свита фрио	ГК (47,0)	4773	79,8	То же
Гарден-Сити, 1956	Мноцен	ГК (50,0)	4758	94,4	137,8
Голливуд-Хума, 1945	Мноцен, горизонт голл- вуд	С	4392	77,3	128,3
Литл-Бей, 1969	Мноцен, горизонт оцима	ГК (570,0)	5705		Нет данных
Лейк-Ранкурсл, 1949	Мноцен	С	3965	42,4	114,4
Гранд-Айл, блок 25, 1962	Мноцен	ГК (40,0)	6234		Нет данных
Коффилд-Бей, 1953	Мноцен, горизонт коффи- бей	ГК	3973	44,4	108,3
Бастив-Бей, 1941	Мноцен	С	4621	58,9	127,8
Кейти, 1935	Эоцен, свита уилкокс	С	3120	43,9	Нет данных
Хай-Айленд, блок 120, 1968	Мноцен	ГК (45,0)	3418	59,4	То же
Ист-Мад-Лейк, 1947	Мноцен	ГК (27,0)	3660	44,7	120,0
Джонсон-Бейю, 1946	Мноцен, серия флеминг	ГК (140,0)	2280	24,0	85,6
Торнуэлл-Саут, 1942	Олигоцен	ГК (100,0)	3900	79,0	125
Лейк-Артур, 1937	Олигоцен	ГК (64,0)	3431	60,0	115
Бейо-Сегвет, 1960	Мноцен, горизонт село- текс	ГШ	2806	30,5	87,8
Рейн, 1953	Олигоцен, свита фрио	ГК (170,0 — среднее по месторо- ждению)	4117	76,8	136,7
Еган, 1943	Олигоцен, свита фрио	ГШ	3233	34,0	90,7

Состав газа, об. %

Сит.	C ₁ H ₄	C ₂ H ₆	n-C ₃ H ₈	i-C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	C ₂ H ₂ + + высшие	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S
89,4	6,0	2,1	0,5	0,5	0,1	0,2	0,4	0,6	0,1	—	—
96,0	1,8	0,7	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	—	0,8	—	—
89,4	5,6	2,1	0,5	0,8	0,2	—	0,7	0,1	0,6	—	—
89,8	5,1	2,0	0,6	0,4	0,2	0,2	0,3	0,6	0,7	—	—
90,0	4,9	2,8	0,7	0,6	0,2	0,4	0,3	—	—	—	—
89,5	5,3	2,0	0,5	0,4	0,2	0,1	0,2	0,7	1,0	—	—
95,3	2,9	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1	1,0	—	—	—	—
88,2	6,2	3,0	0,8	0,8	0,3	0,2	0,5	0,2	—	—	—
82,1	5,6	4,3	1,4	1,1	0,5	0,7	4,2	—	—	—	—
79,1	6,7	5,0		2,7		6,1		0,5	—	—	—
94,3	3,6	1,0	0,2	0,3		0,11		0,5	0,1	—	—
90,9	3,3	2,0	0,5	0,9	0,3	0,2	0,3	1,4	0,3	—	0,1
92,3	3,8	1,5	0,2	0,4	0,1	—	0,3	1,2	0,2	—	—
92,0	4,3	1,1	0,2	0,2	—	0,1	0,8	1,4	—	—	—
93,7	3,2	1,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	1,2	—	—	—
83,4	7,0	3,4	0,9	0,9	0,3	—	0,3	3,1	0,7	—	—
96,3	1,7	0,6	0,2	0,2	—	—	—	0,5	0,4	—	—
92,7	2,5	1,7	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,4	0,6	—	—
94,2	2,5	1,2	0,4	0,3	0,1	0,1	0,3	0,4	0,4	—	—
96,7	1,1	0,4	0,1	0,1	—	—	0,2	1,1	—	—	—
91,8	3,3	1,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	2,7	0,3	—	0,1
93,8	2,9	0,9	0,2	0,3	0,1	—	0,2	1,3	0,1	—	—
95,0	3,2	0,7		0,4			0,3	0,3	—	—	—
94,4	3,3	0,9	0,5	—		0,2	0,2	0,2	0,3	—	—
85,5	6,8	3,6	0,8	1,4	0,1	0,2	0,4	1,0	0,2	—	—
80,6	14,0	—	—	—	—	—	—	0,6	4,4	—	—
97,1	1,4	0,4	0,1	0,1	—	—	0,2	0,3	0,4	—	—
87,0	6,1	3,0	0,8	0,8	0,2	0,3	0,6	1,1	—	—	—
90,1	4,5	1,6	0,5	0,4	0,2	0,2	2,0	0,4	—	—	—

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения ¹	Глубина залегания, м	Р.пл. МПа	t _{пл.} °С
Мидленд, 1949	Олигоцен, свита фрио	ГК (130,0 — среднее по месторо- ждению)	3599	75,4	116,7
Нил, 1940	Эоцен, горизонт кембелл	ГК (78,0)	3400	22,5	126,7
Травик, 1949	Ранний мел, горизонт пет- тет	ГК	2300	27,8	98,0
	Поздняя юра, серия кот- тон-валли	(21,0)	3605	39,8	Нет данных
Ист-Тексас, 1930	Поздний мел, серия вуд- байн	Р	1099	11,3	62
Картидж, 1936	Ранний мел, свита глеп- роуз	ГК	1244	13,4	Нет данных
	Ранний мел, свита трей- виспик	ГК	1952	24,1	103
Нью-Хоп, 1943	Поздняя юра, свита сма- ковер	ГК (695,0)	3711	Нет данных	
Родесса, 1930	Поздняя юра, свита сма- ковер	ГК	3355	42,0	Нет данных
Слайго, 1922	Ранний мел, свита слайго	С	1525	Нет данных	
Растоп, 1937	Поздняя юра, серия кот- тон-валли	ГК (67,0)	2623	То же	
Мовро, 1916	Поздний мел, горизонт мовро	С	690	73,0	47,8
Елак-Лейк, 1964	Ранний мел, горизонт пет- тет	ГШ	2440	28,1	117
Гупшвилл, 1944	Поздний мел, свита игл- форд	С	2357	Нет данных	
	Ранний мел, свита слайго	(23,0)	4146	То же	
Брукхейвен, 1943	Поздний мел, свита таска- луса	Р	3141	»	
Фомосла, 1971	Поздняя юра, свита сма- ковер	Р	2862	»	
Бактервилл, 1944	Эоцен, свита уилкокс	С	1580	16,3	Нет данных
	Поздний мел, свита игл- форд	ГК (25,0)	2322	Нет данных	
Джей, 1970	Поздняя юра, свита сма- ковер	Р	4718	То же	
Блэджек-Крик, 1972	Поздняя юра, свита сма- ковер	Р	4816	»	
	Поздняя юра, свита пор- флет	Р	4917	»	
Хаттерс-Понд, 1974	Поздняя юра, свита сма- ковер	Р	5500	63,8	161,1
	Поздняя юра, свита пор- флет	Р	5545	64,4	161,7

¹ В скобках указывается содержание газового конденсата в м³/т.

Состав газа, об. %

СН.	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + + высшие	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S
88,1	5,3	2,3	1,2		0,4		2,4	0,3	—	—	—
81,2	8,0	4,3	2,2		0,9		0,6	2,8	—	—	—
97,2	0,7	0,3	—	—	—	—	—	1,1	0,6	—	0,1
96,9	1,3	0,4	—	—	—	—	—	1,2	0,1	—	—
75,5	11,8	—	—	—	—	—	—	0,6	11,4	—	—
85,7	2,9	1,0	0,3	0,4	0,2	0,1	0,3	0,2	8,9	0,06	0,1
88,2	4,6	1,7	0,6	0,7	0,5	0,2	0,7	0,7	1,9	0,02	0,1
45,36	6,95	4,2	3,07	1,27	Нет дан- ных	13,81	Нет дан- ных	3,84	7,79	—	13,7
86,7	2,5	0,6	0,2	0,2	0,2	—	—	0,3	1,0	8,1	—
94,2	3,5	0,9	0,2	0,3	0,1	—	0,1	0,6	0,1	—	—
85,7	6,1	2,5	0,8	0,5	0,3	0,4	1,3	2,2	0,2	—	—
91,8	0,6	0,04	0,05		0,01		—	0,1	7,4	—	—
82,3	3,9	4,3	1,1	—	0,4	0,1	0,2	6,0	1,6	—	—
97,2	0,3	0,1	—	—	0,1	—	—	0,9	1,4	0,03	—
94,1	0,2	0,1	—	—	0,3	—	—	4,3	1,0	0,03	—
70,1	14,1	7,6	5,2		3,1		—	—	—	—	—
57,8	4,2	1,7	0,7	0,8	0,3	0,4	0,3	31,0	3,5	0,04	—
96,6	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	—	0,2	0,6	1,5	—	—
96,0	0,5	0,5	0,3		—	0,4	—	0,9	1,4	0,03	—
69,2	10,9	4,3	1,0	0,7	0,4	—	0,2	3,3	2,7	—	7,2
62,1	11,7	3,4	1,1	1,2	0,3	0,5	0,2	2,4	6,9	0,04	0,1
77,4	3,1	0,6	0,5	0,7	0,7	0,2	0,9	1,6	14,2	0,03	—
46,3	9,6	6,7	4,1	2,3	2,4	2,1	17,6	6,1	2,8	—	—
50,3	9,7	6,2	3,7	2,2	1,8	1,9	14,6	6,4	3,2	—	—

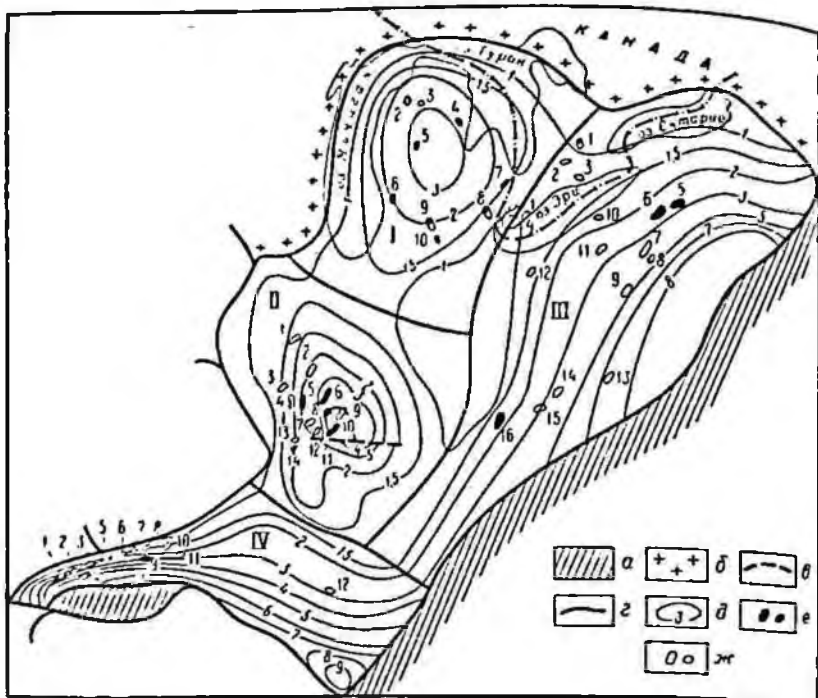


Рис. 8.10. Схема размещения месторождений нефти и газа в группе бассейнов Востока США и Канады

а — палеозойские складчатые сооружения Уошито и Аппалачей; б — докембрийский фундамент на поверхности или под маломощным чехлом; в — основные разломы; г — границы НГБ; д — неоплатиты осадочного чехла в км; месторождения: е — нефти, ж — газа. Нефтегазовые бассейны и месторождения: I — Мичиганский НГБ: 1 — Довер, 2 — Блю-Лейк, 3 — Фредерик, 4 — Дип-Ривер, 5 — Колдуотер, 6 — Оверсел, 7 — Шутерс, 8 — Нортуилл, 9 — Албон, 10 — Пьюласки; II — Иллинойский НГБ: 1 — Уаверли, 2 — Лауна, 3 — Фрогтаун, 4 — Сентралия, 5 — Сейлем, 6 — Клей-Сити, 7 — Дейл, 8 — Алонон-Консолидейтл, 9 — Нью-Хармони, 10 — Гриффин, 11 — Спрингфилд, 12 — Стормс, 13 — Стирип, 14 — Корнинг-Саут; III — Предаппалачский НГБ: 1 — Гоблес, 2 — Вершоил-Вест, 3 — Норфолк, 4 — Тильбюри, 5 — Аллегейни, 6 — Брэдфорд, 7 — Грп, 8 — Падингтон, 9 — Спрулл, 10 — Ленокс, 11 — Канфилд, 12 — Вест-Эдисон, 13 — Брук-Рид, 14 — Куперс-Крик, 15 — Брапчсайд, 16 — Виг-Спнинг; IV — Предуошнтский НГБ: 1 — Квинтон-Саут, 2 — Уилбуртон, 3 — Кинга, 4 — Ред-Ок, 5 — Бонакса, 6 — Сесил, 7 — Посамтрот, 8 — Уайт-Ок, 9 — Эгпа, 10 — Скрантон, 11 — Джерусалем, 12 — Малдос

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

к разделу «Северная и Центральная Америка»

Щелкачев В. Н. Анализ разработки крупнейшего в США нефтяного месторождения Восточный Техас. — «Нефт. хоз-во», 1975, № 5, с. 76—80.

A n a l y s e s of crude oil from 546 important oil fields of the USA, 1966; US Bur. Mines, WJ 6819, 345 p.

A n a l y s e s of natural gases of the USA, 1964—1973, Wash 1964—1974; US Bur. Mines Information circular No. 8221, 8239, 8302, 8316, 8356, 8395, 8443, 8475, 8518, 8554, 8607, 8658.

A n d e r s o n C. C., H i n s o n H. H. Helium-bearing natural gases of the USA. Analyses and analytical methods, 1951; US Bur. Mines Bull. 486, 141 p.

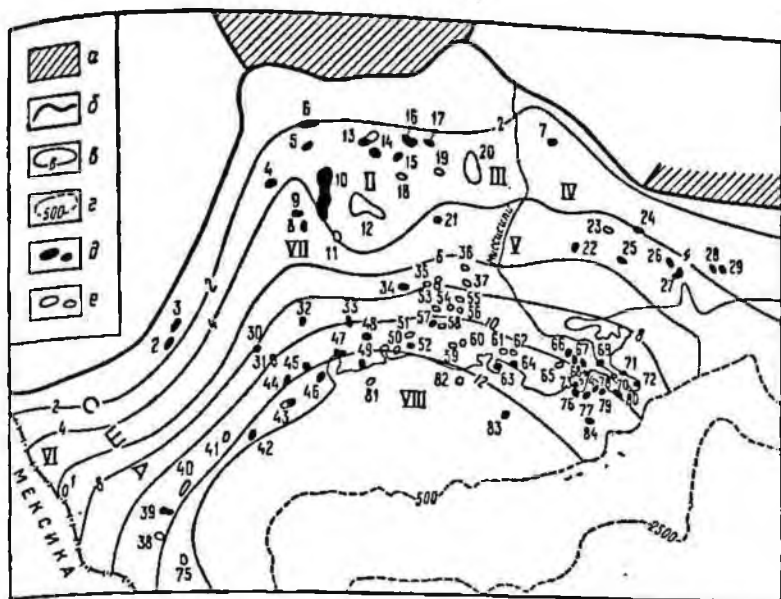


Рис. 8.11. Схема размещения месторождений нефти и газа Юга США (НГБ Мексиканского залива)

а — палеозойские складчатые сооружения Аппалачей и Уашито на поверхности; б — градицы нефтегазоносных бассейнов; в — изопахиты осадочного чехла в км; г — изобаты в м; месторождения: д — нефтяные, е — газовые и газоконденсатные (1 — Кларк-Ранч, 2 — Дарт-Крик, 3 — Люлинг-Браншон, 4 — Ван, 5 — Нью-Хоп, 6 — Талио, 7 — Фомосла, 8 — Нейсо, 9 — Фаруай, 10 — Ист-Тексас, 11 — Трапп, 12 — Картивн, 13 — Родесса, 14 — Калдо-Пайн-Айленд, 15 — Коттон-Валли, 16 — Магнолия, 17 — Сикулер, 18 — Слейто, 19 — Растон, 20 — Монро, 21 — Блан-Лейк, 22 — Бруксфилд, 23 — Гунивилл, 24 — Сосо, 25 — Бакстервилл, 26 — Ситронвилл, 27 — Хаттерс-Поуд, 28 — Джей, 29 — Блэкнесс-Крик, 30 — Ранкуи-Бенд, 31 — Кейти, 32 — Копро, 33 — Сур-Лейк, 34 — Нил, 35 — Норт-Виллоу, 36 — Вашингтон, 37 — Опелусас, 38 — Ла-Глория, 39 — Саллисон, 40 — Агуа-Дале, 41 — Том-О'-Коннор, 42 — Вест-Раяч, 43 — Олд-Ошен, 44 — Томисок, 45 — Хей-стингс-Ист, 46 — Чоколит-Бейю, 47 — Анахуак, 48 — Спитдлтон, 49 — Хай-Айленд, 50 — Джонсон-Бейю, 51 — Блан-Лейк, 52 — Ист-Мад-Лейк, 53 — Лейк-Артур, 54 — Мидленд, 55 — Еган, 56 — Рейн, 57 — Бейю-Сегнет, 58 — Торнуэлл-Саут, 59 — Норт-Лерой, 60 — Парктерю-Вест, 61 — Литл-Бей, 62 — Гарден-Сити, 63 — Кот-Бланш-Бей-Вест, 64 — Бейю-Сейл, 65 — Голливуд-Хума, 66 — Парадис, 67 — Лейк-Сальвадор, 68 — Коффи-Бей, 69 — Лейк-Вашингтон, 70 — Бастиян-Бей, 71 — Велпс, 72 — Гранд-Бей, 73 — Лейк-Варр, 74 — Лейк-Ранкурси, 75 — Эль-Пейстл, 76 — Каблуг-Айленд, 77 — Бей-Мерчад, блок 2, 78 — Гранд-Айл, блок 16, 79 — Гранд-Айл, блок 25, 80 — Вест-Делта, блок 30, 81 — Хай-Айленд, блок 129, 82 — Вермилион, блок 48, 83 — Юджин-Айленд, блок 128, 84 — Саут-Тимбалер, блок 181). Основные структурные элементы НГБ Мексиканского залива: I — поднятие Сал-Маркос; II — свод Сабин; III — свод Монро; IV — купол Джексона; V — поднятие Уингелс; VI — впадина Про-Грандс; VII — впадина Тайлер; VIII — «желоба» Галф-Кост

Biggs Paul, Ralph H. Espach. Petroleum and natural gas fields in Wyoming, 1960; US Bur. Mines Bull. 582, 538 p.

Blasko Donald P., Wenger Welton, Morris I. C. Oil-fields and crude oil characteristics Cook inlet Basin Alaska. Rept. Invest. US Bur. Mines Rept. Invest. 1972, No. 7688, p. 1-44.

Boone W. I. Jr. Helium-bearing natural gases of the USA. Analyses and analytical methods. Supplement to bull. 486, 1958; US Bur. Mines Bull. 576, 117 p.

Characteristics of Prudhoe Bay crude; Oil and gas journ., october 25, 1971, p. 113.

Delgado O. S. R., Loreto E. G. Reforms cretaceous reservoirs; 1975, Petrol. eng. inter., vol. 47, No. 14, p. 56-86.

- Hayden H. I. Distribution of uranium and other metals in crude oils, 1961, US Geol. Survey Bull. 1100-B, p. 17-99.
- Heise Horst. Geochemistry of Beaufort Basin oils breaks newground, Canad. Petrol., July, 1975, p. 41-43.
- Hydrocarbon Processing April, 1974, p. 94-96.
- International oil and gas development, 1973 (review of 1972), vol. 43, part 2, Production United States and Canada, 750 p.
- Jim West. Champlin gearing up to produce Brady deep Unit's Weber reservoir, 1975; Oil and gas jour., vol. 73, No. 25, p. 87-93.
- Jones Th. S., Smith H. M. Relationships of oil composition and stratigraphy in the Permian basin, 1965. In «Fluids in subsurface environments». Amer. Assoc. Petrol. Geol., Mem. 4, p. 101-224.
- Kraemer A. J., Wade G. Tabulated analyses of Texas crude oils, 1939; US Bur. Mines, Technical paper 607.
- McKinney C. M., Garton E. L. Analyses of crude oil from 470 important oil fields of the USA, 1957; US Bur. Mines RJ 5376, 276 p.
- McKinney C. M., Garton E. L. Analyses of 42 crude oils from Mexico, 1960; US Bur. Mines RJ 5595, 26 p.
- McNabb Dan. Gas play along Mexican border gains momentum, 1975; Oil and gas jour., vol. 73, No. 30, p. 37-40.
- Moses P. L. Geothermal gradients now known in greater detail, 1964; World oil, vol. 152, No. 6, p. 79-82.
- Natural gases of North America (symposium in two volumes) 1968; Editor B. Warren Beebe Amer. Assoc. Petrol. Geol., Mem. 9, 2493 p.
- Munnery R. D., Miller R. D. Helium-bearing natural gases of the USA. Analyses. second supplement to bull 486, 1963, US Bur. Mines Bull. 617, 126 p.
- Occurrence of oil and gas in West Texas; 1957 edited F. A. Heard the University of Texas, publication No. 5716, 442 p.
- Oil and gas fields in West Texas (symposium) 1966, Publ. by West Texas geological Society, No. 66-52, 396 p.
- Prudhoe Bay data are revealed at Alaskan hearing for first time. Oil and Gas Journ. 1971, v. 69, N 21, p. 57-61.
- Thompson Fred R., Thachuk A. Richard. Compositional simulation of a gas - cycling project, Bonnie - glen D-3A pool, Alberta, Canada. Journ. of Petrol. Technol., NT-11, november, 1974, p. 1285-1294.
- Wenger W. J. Characteristics petroleum from Powder - River basin 1961; US Bur. Mines RJ 5723, 65 p.
- Wenger W. J., Reid B. M. Properties of petroleum from the Four Corners area of Arizona, Colo, N. Mexico and Utah, 1960; US Bur. Mines RJ 5587, 70 p.
- Wenger W. J., Whisman M. L., Ball J. S. Characteristics and analyses of 92 Colorado crude oils, 1957; US Bur. Mines RJ 5309, 60 p.

9. Южная Америка

Из 14 стран Южной Америки добыча нефти и газа ведется в девяти (рис. 9.1).

Всего на южноамериканском континенте открыто 884 месторождения, в том числе 674 нефтяных, 93 газовых, 117 нефтегазовых и газонефтяных.

В разделе излагаются сведения о составе нефтей и газов всех нефтегазодобывающих стран континента. Наиболее полно охарактеризованы месторождения Венесуэлы, Бразилии и Боливии. Для остальных стран приводится лишь краткая характеристика состава нефтей и газов или даются сведения по отдельным месторождениям.

АРГЕНТИНА

Нефтегазоносные бассейны: Центральнопредандийский, Мендоса, Неукен, Сан-Хорхе, Магелланов.

Количество месторождений: нефтяных — 157, газовых — 32, газонефтяных и нефтегазовых — 22.

Центральнопредандийский НГБ

Открыто 13 нефтяных и 3 нефтегазовых месторождения (рис. 9.2). Почти все месторождения мелкие, к категории средних относятся месторождения Мадрехонес, Кампо-Дуран и Каймансито. Основная продуктивная толща — каменноугольно-пермские отложения (свиты тариха и тупамби), залегающие на глубине 3500—4050 м. Второй по значению продуктивной толщей являются отложения верхнего мела (свита якорите), на глубине 4000—5000 м. Мелкие нефтяные залежи известны в кайнозойских отложениях. Нефти бассейна отличаются невысокой плотностью (0,74—0,81).

НГБ Мендоса

Открыто 18 нефтяных месторождений. Нефтеносные горизонты приурочены к отложениям триаса на глубинах от 1800 до 2400 м. Ряд мелких нефтяных залежей известен в палеогеновых отложениях.

Нефти характеризуются средними значениями плотности (0,83—0,86).

ПГБ Неукен

Известно 40 нефтяных, 17 газовых и 13 газонефтяных и нефтегазовых месторождений. Большинство месторождений мелкие. Регионально нефтеносны верхне- и среднеюрские породы (свиты тордиальо,



Рис. 9.1. Обзорная карта добычи нефти и газа Южной Америки
Штриховкой показаны нефтегазодобывающие страны

лотена, релено). Преимущественной газоносностью отличаются отложения нижнего мела (свиты китуюко, мулиничко). Глубина залегания продуктивных горизонтов 850—3200 м. Нефти характеризуются средними и высокими значениями плотности (0,830—0,900), высоким газосодержанием — до 4300 м³/т.

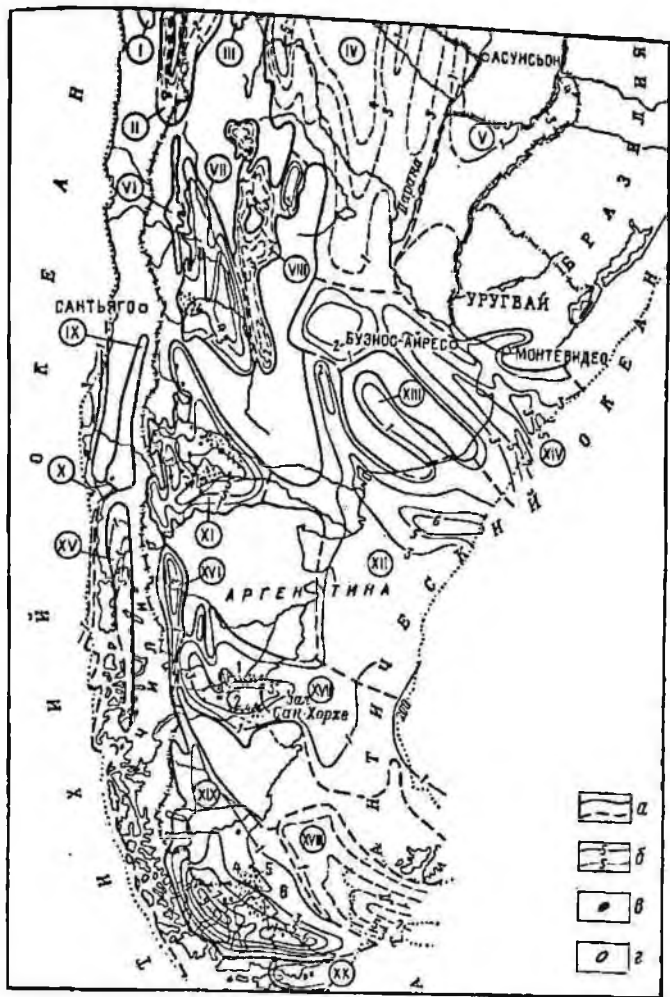


Рис. 9.2. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Аргентины и Чили

а — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые; I — Тамаругальского ВНГБ, II — ВНГБ Альтаплано, III — Пампасо-Андийского ВНГБ, IV — Центральнопределийского НГБ, V — Паранского ВНГБ, VI — Сан-Хуанского ВНГБ, VII — НГБ Мендоса, VIII — ВНГБ Ла-Риоха, IX — НГБ Продольной Долины, X — НГБ Лебу-Арауко, XI — НГБ Неунен, XII — ВНГБ Рио-Колорадо, XIII — ВНГБ Таггил, XIV — ВНГБ Рио-Саладо-Канелонес, XV — ВНГБ Осорно, XVI — ВНГБ Майо, XVII — НГБ Сая-Хорхе, XVIII — ВНГБ Мальвиас, XIX — Магелланова НГБ, XX — ВНГБ Наваррино; б — запасы осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: в — нефть, г — газ (1 — Серро-Драгон, 2 — Наньядон-Граде, 3 — Комодоро-Ривадавия, 4 — Эль-Ковдор, 5 — Серро-Редондо, 6 — Мавантiales)

ПГБ Сан-Хорхе

Выявлено 65 нефтяных, 5 газовых и 4 газонефтяных месторождений. Известно крупное месторождение Комодоро-Ривадавия, остальные — мелкие и средние. Основная продуктивная толща — верхний мел (свита чубут), на глубине 137—2500 м.

На месторождении Комодоро-Ривадавия (открыто в 1907 г.) продуктивны верхнемеловые отложения на глубинах от 400 до 2500 м; плотность нефти меняется от 0,878 до 0,930, содержание ванадия $1,4 \cdot 10^{-6}$ г/млн.

На месторождении Серро-Драгон (открыто в 1957 г.) нефтеносны отложения свиты чубут на глубине 1298—1859 м. Плотность нефти 0,913; содержание серы 0,18, кокса — 3,4%.

Фракционный состав $\left(\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}; \rho_4^{20}} \right)$: н. к.—100; $\frac{100-200}{1,9; 0,705}$; $\frac{200-300}{6,5; 0,781}$; $\frac{300-375}{8,6; 0,892}$; $\frac{375-435}{9,1; 0,917}$; остаток $\frac{59,6; 0,969}{14,0; 0,842}$.

Групповой углеводородный состав фракции н. к. — 200° С (об. %): метановые — 41, нафтеновые — 56, ароматические — 3.

ПГБ Магелланов

Выявлено 21 нефтяное, 2 газонефтяных и 10 газовых месторождений. Месторождения в основном мелкие, два газовых (Эдь-Кондор и Серро-Редондо) относятся к категории средних. Продуктивные отложения верхнего (свита чубут) и нижнего (свита спрингхилл) мела и верхней юры. Глубина залегания 1500—2300 м. Нефти месторождений бассейна характеризуются плотностью 0,810—0,870.

Состав газа месторождения Серро-Редондо, открытого в 1962 г. (об. %): CH_4 — 88,1; C_2H_6 — 5,6; C_3H_8 — 2,6; *i*- C_4H_{10} — 0,6; *n*- C_4H_{10} — 0,7; *i*- C_5H_{12} — 0,3; *n*- C_5H_{12} — 0,2; C_6H_{14} + высшие — 0,3; N_2 — 1,4; CO_2 — 0,2. Продуктивный горизонт — свита спрингхилл (мел) на глубине 1830 м.

БОЛИВИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Центральнопредандийский, Альтипано.

Количество месторождений: нефтяных — 16, газовых — 14, газонефтяных и нефтегазовых — 7.

Центральнопредандийский ПГБ

Открыто 16 нефтяных, 13 газовых и 7 нефтегазовых и газонефтяных месторождений (рис. 9.3). Основные продуктивные горизонты приурочены к отложениям девонского и каменноугольно-пермского возраста. Мелкие залежи нефти и газа известны в меловых и палеогеновых отложениях. Глубины залегания продуктивных горизонтов 800—3200 м.

Нефти девонских отложений отличаются низкой плотностью и высоким содержанием низкокипящих фракций (табл. 9.1—9.2). Газы метановые со значительным содержанием гомологов (табл. 9.3).

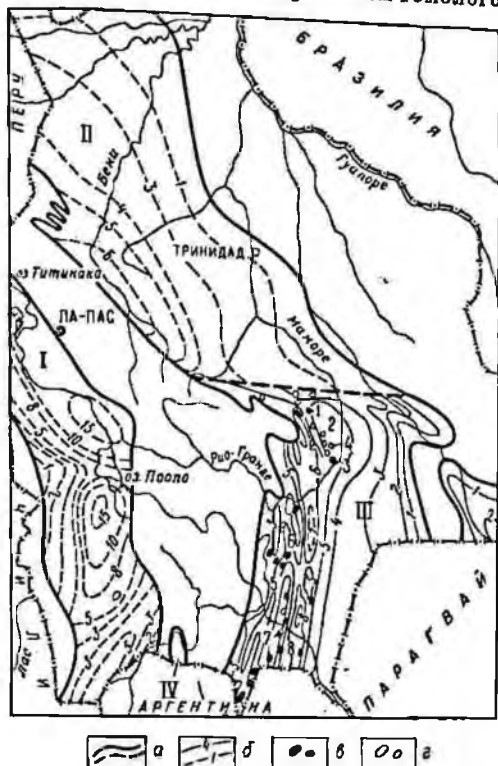


Рис. 9.3. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Боливии

а — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые; I — НГБ Альтиплано, II — ВНГБ Мадре-де-Диос, III — Центральнопредандийского НГБ, IV — Пампасо-Андийского ВНГБ; б — изопакеты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: 1 — нефти, 2 — газа (1 — Колпа, 2 — Палмар, 3 — Рио-Гранде, 4 — Ла-Пенья, 5 — Гуаируй, 6 — Кампери, 7 — Лос-Монос, 8 — Санаядита)

НГБ Альтиплано

В 1973 г. открыто мелкое газовое месторождение Вильке, продуктивны песчаники кайнозойского возраста на глубине 884 м.

БРАЗИЛИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Среднеамazonский, Сержиши-Алагоас, Режонкаву, Эспириту-Санту, Северо-Восточный Прибрежный, Маражо-Баррейриньяс, Пелотас.

Количество месторождений: нефтяных — 68, газовых — 15, газонефтяных и нефтегазовых — 15.

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Боливии

Месторожде- ние, год от- крытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$t_{пл}, ^\circ C$	ρ_4^{20}	Сера, вес. %
Центральнопредавдлийский НГБ					
Гуанруй, 1947	Средний девон, свита ик- ри	811	40,6	0,75	0,02
Кампери, 1927	Средний девон, свита ик- ри	1200—2000	42,2— 45,6	0,759	0,02
Лос-Монос, 1950	Раяний девон, свита лос- монос	2198—3150	Нет данных	0,775	Нет данных
Саяялдита, 1926	Пермо-карбон, свита та- риха	500—850	То же	0,82— 0,87	0,03

Таблица 9.2

Фракционный состав нефтей месторождений Боливии

Месторождение; возраст и наименование продук- тивного горизонта	п. к.— 150° C		150— 200° C		200—300° C		300— 375° C		375—400° C		Остаток, об. %
	выход, об. %	выход, об. %	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	выход, об. %	выход, об. %	ρ_4^{20}			
Центральнопредавдлийский НГБ											
Гуанруй; средний девон, свита икири	61,2	16,8	13,3	0,735	5,2	1,6	0,863	1,9			
Кампери; средний девон, свита икири	44,7	19,8	19,3	0,741	9,5	4,6	0,834	2,1			

Среднеамазонский НГБ

Открыто 2 мелких нефтяных месторождения (табл. 9.4, 9.5). Оба в настоящее время не разрабатываются (рис. 9.4).

НГБ Сержиши-Алагоас

Открыто 18 нефтяных, одно газовое и 7 нефтегазовых месторождений. Месторождения относятся к категории средних и мелких.

Продуктивны песчаники и известняки верхней юры, нижнего мела, верхнего мела и палеогена. Глубина залегания 400—2500 м. Нефти легкие и средние, малосернистые (табл. 9.4, 9.5).

НГБ Рекокаву

Открыто 41 нефтяное, 12 газовых и 8 нефтегазовых месторождений. Большинство месторождений относится к категории мелких. Наибольшее значение в добыче нефти и газа имеют месторождения

Характеристика свободных газов месторождений Боливии Таблица 9.3

Месторожде- ние, год от- крытия	Возраст и наименование продуктив- ного гори- зонта	Глубина на- ложения, м	Состав газа, об. %									
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + высшие	N ₂	CO ₂
Колпа, 1961	Пермо-кар- бон, свита нижняя тариха	2714	84,4	6,7	4,0	0,8	1,4	Сле- ды	0,7	0,8	0,5	0,1
Палмар, 1965	Пермо-кар- бон, свита тагуати	2643	88,8	5,4	2,9	0,2	0,9	0,2	0,2	0,2	0,9	Сле- ды
Рио- Гранде, 1961	Пермо-кар- бон, свита тагуати	1279	85,4	5,3	3,4	0,5	1,2	0,5	0,2	0,3	1,9	Сле- ды
Ла- Пенья, 1965	Девон, свита санта роса	3448	90,2	3,7	2,1	0,4	0,7	0,3	0,4	1,0	0,5	0,2
Кампир, 1927	Средний девоц, свита шкири	1200	57,65	18,02	11,69	1,91	5,47	1,07	1,69	1,48		1,02

Миранга, Дом-Жоау, Кандейяс, Такипи, Бурасика и Агуа-Гранди. Продуктивные отложения верхней юры и нижнего мела на глубине 400—4500 м. Нефти вязкой и средней плотности, отличаются малым содержанием серы и высоким содержанием твердых парафинов (табл. 9.4, 9.5).

НГБ Эспириту-Санту

Открыто 4 нефтяных и одно газовое месторождение. Гарупа — самое крупное месторождение этого бассейна и страны, где продуктивны отложения верхнего и нижнего мела на глубине 2000—3000 м. Плотность нефти 0,871, содержание серы 0,14%.

НГБ Маражо-Баррейриньяс

Открыто одно нефтяное (Сан-Хуан) и одно газовое (Эспигайо) месторождения. Оба месторождения мелкие и в настоящее время не эксплуатируются.

НГБ Пелотас

В 1971 г. открыто единственное мелкое нефтяное месторождение Патосо.

НГБ Северо-Восточный Прибрежный

В 1974 г. открыто первое нефтяное месторождение Убарана. Продуктивны песчаники мела (свита аку) на глубине 2400 м. Месторождение находится в стадии разведки.

Физико-химическая характеристика нефтей Бразилии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	μ (°С), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %			
					сера	парафины	ас- фаль- тены	вана
Среднеамазонский НГБ								
Нова-Олинда, 1955	Поздний девон, свита ку- руа	2115—2745	Нет данных	0,812	—	Нет данных		0,32
НГБ Серкиши-Алагоас								
Риашуалу, 1961	Ранний мел, горизонт кар- мополис	Нет данных	25,2 (37,8)	0,874	Нет данных	16—20	1—3	Нет данных
Сиририсиньо, 1967	Ранний мел, горизонт кар- мополис	400—650	65 (37,8)	0,894	То же	15—20	1—4	То же
Жекья, 1957	Мел, свита жекья	500—505	Нет данных	0,827	0,05	Нет данных		0,39
Кармополис, 1963	Ранний мел, горизонт кар- мополис	550—700	363 (54,4)	0,930	Нет данных	9—10	6—7	Нет данных
Серкиши-Субмаршо, 1970	Кайзойой	1324—1325	Нет данных	0,817	Нет данных			
НГБ Рекокаву								
Мпранга, 1965	Мел, свита пльяс	1000—1500	6,7 (37,8)	0,835	0,1	Нет данных		
Агуа-Гранди, ¹ 1951	Поздняя юра, свита сержи	1140	4,8	0,820—0,825	0,04	24	Нет данных	
Мата-ди-Сау-Жоу, 1967	Мел	2909—3578	Нет данных	0,830	0,08	Нет данных		
Кандейяс, ¹ 1941	Ранний мел, свита кан- дейяс	1033—1393	То же	0,861	0,99	То же		
Дом-Жоу, ¹ 1947	Ранний мел, свита кан- дейяс	160—375	6,2—7,9 (54,4)	0,834	0,05	15	24,5	2,2
Бурасика, 1959	Мел, свита пльяс; поздняя юра, свита сержи	550—740	60,2—59,4 (37,8)	0,860—0,849	Нет данных			

¹ Агуа-Гранди: $p_{пл} = 12,8$ МПа, $t_{пл} = 68^\circ \text{С}$, $G = 80$ м³/т; Кандейяс: $p_{пл} = 14,0$ МПа, $t_{пл} = 70^\circ \text{С}$, $G = 80$ м³/т; Дом-Жоу: $p_{пл} = 4,2$ МПа, $G = 80$ м³/т.

Таблица 9.5

Фракционный состав нефтей месторождений Бразилии

Месторождение; возраст и индекс продук- тивного горизонта	н. и. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}
Среднеамазонский НГБ												
Нова-Олинда; поздний девон, свита куруа	9,8	0,676	24,6	0,751	23,1	0,809	9,9	0,842	10,9	0,872	21,2	0,901
НГБ Серкиши-Алагоас												
Жекья; мел, свита жекья	3,72	0,693	9,85	0,750	13,86	0,809	8,86	0,823	13,3	0,838	46,8	0,899
НГБ Рекокаву												
Мата-ди-Сау-Жоу; мел	4,59	0,693	10,16	0,755	16,36	0,811	9,9	0,830	11,2	0,843	35,03	0,897
Кандейяс; ранний мел, горизонт кандейяс	3,07	0,708	8,13	0,762	12,12	0,813	10,6	0,835	5,3	0,844	59,8	0,901
Дом-Жоу; ранний мел, свита кандейяс	5,39	0,662	13,85	0,742	16,82	0,800	11,73	0,835	13,93	0,866	36,6	0,894

ВЕНЕСУЭЛА

Нефтегазоносные бассейны: Маракаибский, Оринокский, Баринас-Апуре, Токуйо-Бонайре.

Количество месторождений: нефтяных — 223, газовых — 6, газо-нефтяных и нефтегазовых 10.

Маракаибский НГБ

Открыто 47 нефтяных, 2 газовых и 3 газонефтяных месторождения. Продуктивные горизонты приурочены к отложениям мела, палеогена и неогена на глубине 110—4500 м.

В пределах зоны нефтегазонакопления Боливар Прибрежный известны три гигантских нефтяных месторождения — Тиа-Хуана, Бочакеро и Лагунильяс; кроме этого в бассейне установлено 7 крупнейших, 2 крупных и 20 средних месторождений.

Состав нефтей тесно связан с глубиной и стратиграфической принадлежностью продуктивных горизонтов. Отложения миоцена — олигоцена содержат тяжелые высокосернистые нефти (табл. 9.6, 9.7). Нефти эоцена носят промежуточный характер, в отложениях палеоцена и мела распространены залежи сравнительно легких низкосернистых нефтей.

Нефти Маракаибского НГБ отличаются высокой газонасыщенностью.

Состав газа, растворенного в нефти месторождений зоны Боливар (об. %): CH_4 — 82,0; C_2H_6 — 10,0; C_3H_8 — 3,7; C_4H_{10} — 0,6; C_5H_{12} + + выше — 0,7; CO_2 — 0,2; N_2 — 1,5.

Сведения по газам других месторождений приведены в табл. 9.9.

НГБ Баринас-Апуре

Открыто 10 нефтяных месторождений. Продуктивны отложения мела и эоцена на глубинах от 2800 до 3864 м.

Нефти тяжелые, низко- и высокосернистые (табл. 9.6—9.8).

Оринокский НГБ

Открыто 164 нефтяных, 4 газовых и 7 нефтегазовых месторождений. Продуктивны отложения мела, палеогена и неогена на глубинах от 225 до 5000 м. Газонефтяное месторождение Кирикоре является крупнейшим.

Нефти отличаются большим разнообразием (табл. 9.6—9.8). Легкие, низкосернистые нефти с высоким содержанием твердых парафинов распространены преимущественно в меловых и миоцен-олигоценных отложениях в центральной части бассейна. По направлению к платформенному ограничению бассейна возрастает плотность нефтей и увеличивается содержание серы.

По составу газов (растворенных и газовых шапок) данных очень мало (табл. 9.9). Усредненный состав растворенного газа месторождений района Большой Хусепии (об. %): CH_4 — 67,3; C_2H_6 — 0,5; C_3H_8 — 0,3; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 0,2; $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 0,2; CO_2 — 31,5.

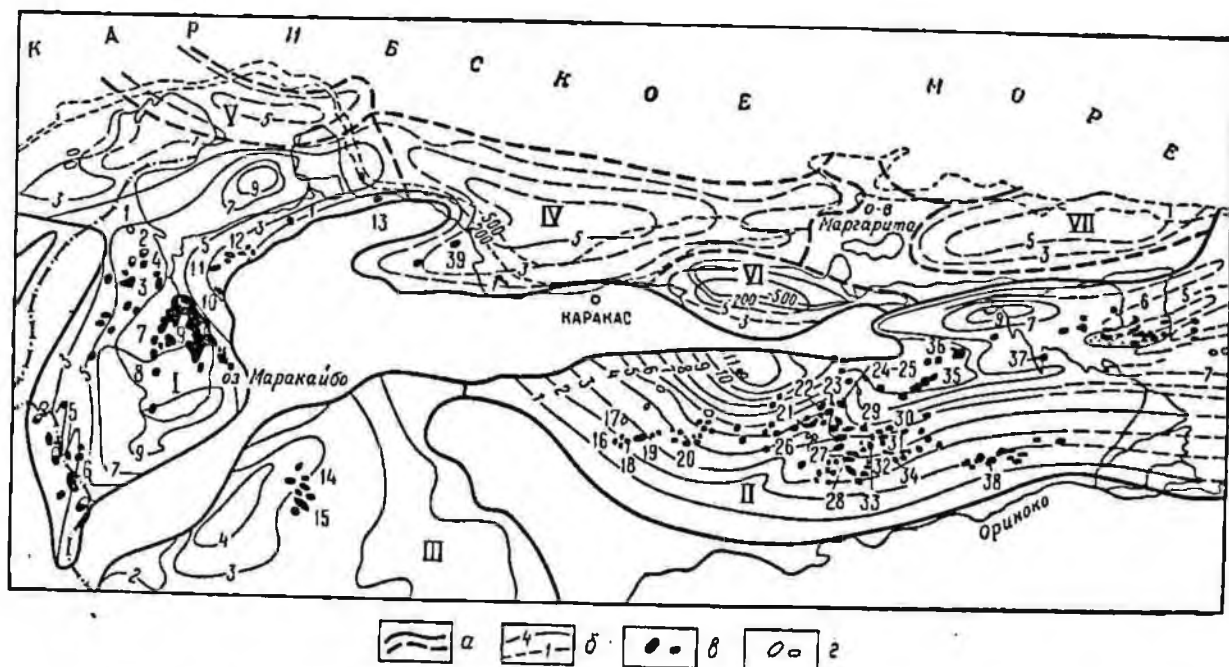


Рис. 9.5. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Венесуэлы

а — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые; I — Маракайбского НГБ, II — Ориноконского НГБ, III — НГБ Баринаса-Апуре, IV — НГБ Тонуйто-Болайре, V — Западно-Парагуанского ВНГБ, VI — ВНГБ Туй-Кариако, VII — НГБ Шельфа Маргариты; б — изомехты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: в — нефти, з — газа (1 — Амла, 2 — Мара, 3 — Боскан, 4 — Ла-Консепсьон, 5 — Тарра, 6 — Эль-Кубо-Лас-Крусес, 7 — Лама, 8 — Лаго, 9 — Сентро, 10 — Тиа-Хуана, Бачагеро, Кабимас, Лагунильяс, 11 — Эль-Мено-де-Мауроа, 12 — Омбре-Пинтадо, 13 — Кумаребо, 14 — Сильвестре, 15 — Сянно, 16 — Пуесо, 17 — Гуавинита, 18 — Паласио, 19 — Лас-Мерседес, 20 — Рунс, 21 — Санта-Ана, 22 — Эль-Робло, 23 — Санта-Роса, 24 — Гуариро, 25 — Сан-Хосе, 26 — Бока, 27 — Чимаре, 28 — Офиспа, 29 — Гуара, 30 — Мета; 31 — Оскуроте, 32 — Леона, 33 — Мерей, 34 — Дасьон, 35 — Мулатя, 36 — Кирикиро, 37 — Покералес, 38 — Пилон, 39 — Эль-Мено-де-Аюста

Таблица 9.6

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Венесуэлы

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	μ (37,8° С), спз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти					
					Сера, вес. %	Асфальтены, вес. %	Конец, вес. %	V, 10-4 г/млн	Ni, 10-4 г/млн	
Амана, 1928	Эоцен	1390	89	0,806	0,69	Нет данных	2,6	29	8	
Мара, 1945	Мел	1500—3180	Нет данных	0,874	1,73	Нет данных		173	16,3	
		2021	17,4	0,882	2,19	4,1	6,5	206	15	
Боскан, 1946	Эоцен — олигоцен	1980—2280	1320	0,991	5,54	18,0	5,5	937	119	
Тарра, 1947	Палеоцен, свита кататумбо	1296—1677	37,0	0,839	0,68	Нет данных		42	6,6	
Эль-Кубо-Лас-Крусес, 1916	Эоцен, свита мпирадер	240—750	Нет данных	0,880	0,97	Нет данных				
Лама, 1957	Мноцен — эоцен	2538	14,7	0,881	1,27	То же				
Лаго, 1958	Палеоген	3490	10,8	0,868	1,41	Нет данных		179	22	
Сентро, 1957	Эоцен	3839	Нет данных	0,871	1,42	То же		179	30	
Тиа-Хуана, 1928	Мноцен	915	95,7	0,977	2,66	3,4	11,6	216	24	
Бачагеро, 1930	Мноцен	160—775	728,2	0,968	2,62	Нет данных	6,5	413	39	
Кабимас, 1917	Мноцен — олигоцен	1050	1518	0,980	2,63	4,9	11,4	348	45	
Лагунильяс, 1926	Мноцен	670	607	0,921	1,71	2,1	4,4	158	40	
	Мноцен	160—775	Нет данных	0,945	2,12	Нет данных	5,8	228	30	
Эль-Мено-де-Мауроа, 1920	Эоцен	915—2621	226,6	0,958	2,43	3,9	11,3	305	8	
Омбре-Пинтадо, 1928	Олигоцен, свита агуа-клара, лапуртга	304—974	Нет данных	0,858	0,24	Нет данных				
Кумаребо, 1931	Олигоцен, свита агуа-клара	160	23,8	0,887	0,47	То же				
	Мноцен, свита сонорро	123—845	1,6	0,790	0,07					

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	t (37,8° С), с/г	r _{пл} ²⁰	Содержание в нефти				
					Сера, вес. %	Асфаль- тены, вес. %	Кисл., вес. %	V ₁₀₋₄ ч/мин	N ₁ , 10 ⁻⁴ ч/мин
НГБ Борниас-Апуре									
Сильвестре, 1948	Эоцен, свита гобернадор	2857—3131	15,2	0,893	1,0	Нет данных	5,3	205	63
Сивко, 1953	Мел, свита эскадалоса	2774	39,0	0,913	1,38	То же	5,9	Нет	данных
Орпокский НГБ									
Лас-Морседес, 1942	Мел, свита гуашишта	1400—1630	5,0	0,848	0,62	Нет данных			
Рупс, 1949	Мноцен — олигоцен, свита офисна	1357	6,6	0,863	0,97	2,2	4,2	111	Нет данных
Санта-Ана, 1936	Олигоцен, свита меркуре	2313—2694	Нет данных	0,852	0,43	4,0	2,05	Нет данных	
Эль-Робле, 1939	Мноцен	1445	То же	0,784	0,15	—	Нет данных		
	Олигоцен, свита меркуре	2987	29,3	0,766	0,08	—	0,76	Нет данных	
Санта-Роса, 1941	Олигоцен — миоцен, свита офисна	2267	2,7	0,836	0,09	Нет данных	0,02	То же	
Гуарпо, 1939	Мноцен — олигоцен, свита офисна	1286—2746	1,7	0,806	0,13	То же	1,15	•	
Сан-Хоакен, 1939	Мноцен — олигоцен, свита офисна	3100	3,0	0,815	0,14	•	0,8	•	
	Олигоцен, свита меркуре	1160—2000	3,1	0,830	0,22	Нет данных		2,4	32,0
Чинапире, 1948—1952	Мноцен — олигоцен, свита офисна	2135	9,5	0,885	1,07	Нет данных	5,2	56	13
		2195	4,0	0,847	0,59	0,7	1,9	Нет данных	
Офисна, 1937	Мноцен — олигоцен, свита офисна, горизонт Р	1450	8,6	0,875	0,77	1,1	4,9	54	8
	горизонт С	1000	Нет данных	0,898	1,48	Нет данных	3,5	129	Нет данных
	горизонт L ₁	1165—1333	4,2	0,849	0,55	То же	2,49	Нет данных	
Гуара, 1946	Мноцен — олигоцен, свита офисна	1723	55,4	0,920	1,85	•	5,3	То же	
		3050	3,4	0,834	0,5	0,7	2,4	•	
Мата, 1954	Мноцен — олигоцен, свита офисна	2745—3812	52,8	0,926	1,59	Нет данных	5,4	130	25
	Олигоцен, свита меркуре		6,2	0,808	0,60	То же	3,1	21	5
Леона, 1938	Олигоцен — миоцен, свита офисна, горизонт G	1958—2007	182,3	0,892	1,28	5,0	7,35	Нет данных	
Дасьон, 1957	Мноцен — олигоцен, свита офисна	2043	171,8	0,922	1,77	5,7	9,4	133	29
Мулата	Мноцен — олигоцен	1140—2160	Нет данных	0,858	0,6	0,4	2,1	Нет данных	
Квиркире, 1928	Мноцен — миоцен	2135—2198	93,2	0,951	1,33	1,0	4,5	102	18
		2550	85,1	0,935	0,94	Нет данных		31,3	59
Педорвалес, 1933	Мноцен, свита ла-пила	1630	Нет данных	0,939	2,86	5,6	9,6	Нет данных	
Пилон, 1937	Мноцен — олигоцен	1021—1097	1320	0,973	2,11	Нет данных	7,3	181	72

Примечания. 1. Мата: силикагелевые смолы — 9,1% на глубине 2021 м. 2. Борниас: парафины — 1,3%, силикагелевые смолы 29,4%. 3. Тарра: G=788 м³/т. 4. Санта-Ана: r_{пл}=29,4 МПа, t_{пл}=131° С, парафины — 19,2%. 5. Эль-Робле: парафины — 4,5% на глубине 1445 м, силикагелевые смолы — 3,0% на глубине 2987 м. 6. Гуарпо: парафины — 13,9%. 7. Офисна: горизонт Р — r_{пл}=14,8 МПа, t_{пл}=83,3° С, G=665 м³/т, силикагелевые смолы — 3,9%; горизонт С — r_{пл}=10,2 МПа, t_{пл}=66,7° С, G=340 м³/т; горизонт L₁ — r_{пл}=13,0 МПа, t_{пл}=78,7° С, G=750 м³/т. 8. Гуара: r_{пл}=18,3 МПа, t_{пл}=87,8° С на глубине 1723. 9. Леона: r_{пл}=20,0 МПа, t_{пл}=93,9° С, G=460 м³/т. 10. Мулата: парафины — 4,4%, силикагелевые смолы — 7,9%.

Фракционный состав нефтей месторождений Венесуэлы

Месторождение; возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	н. к. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}
Маракаибский НГБ												
Амана; эоцен	5,7	0,688	18,8	0,775	19,0	0,838	13,9	0,871	12,3	0,897	30,0	0,963
Маря; мел	11,5	Нет данных	10,6	Нет данных	13,7	0,771	17,5	Нет данных	8,7	Нет данных	26,7	Нет данных
	4,6	0,679	16,1	0,758	16,3	0,820	10,5	0,861	12,4	0,887	39,1	0,987
Боскан; эоцен — олигоцен	—	—	3,6	0,796	12,9	0,863	3,3	0,915	10,2	0,928	66,8	1,047
Тарра; палеоцен, свита кататумбо	22,5	Нет данных	13,5	Нет данных	16,3	0,763	15,2	Нет данных	15,0	Нет данных	17,5	Нет данных
Эль-Кубо-Лас-Крусес; эоцен, свита мирадор	13,7	То же	10,7	То же	14,8	0,773	12,5	То же	23,7	То же	24,0	То же
Лаго; палеоген	17,9	»	9,0	»	13,3	0,759	14,4	»	18,3	»	26,0	»
Сентро; эоцен	14,5	»	10,0	»	14,8	0,792	13,2	»	16,2	»	29,8	»
Тиа-Хуана; миоцен	0,4	»	1,0	»	7,3	0,825	14,0	»	23,2	»	53,5	»
Кабимас; миоцен	3,2	0,674	10,7	0,769	15,3	0,849	11,0	0,896	6,6	0,921	52,9	0,990
Бачакеро; миоцен	0,9	0,779	4,8	0,798	11,8	0,862	11,8	0,915	4,1	0,940	65,0	1,010
Лагушильяс; миоцен эоцен	3,7 4,5	0,711 Нет данных	6,5 5,7	0,789 Нет данных	11,9 6,8	0,854 Нет данных	10,4 16,3	0,900 Нет данных	3,1 16,0	0,920 Нет данных	63,8 47,0	0,998 Нет данных
Эль-Менс-де-Мауроа; олигоцен, свиты агуа-клара, ла-пуэрта	25,8	То же	11,2	То же	20,0	0,793	14,6	То же	14,4	То же	14,0	То же
Омбре-Питтадо; олигоцен, свита агуа-клара	11,5	»	7,5	»	20,7	0,796	20,0	»	13,3	»	26,0	»
Кумаребо; миоцен, свита сокоро	34,0	»	16,8	»	16,1	0,760	18,3	»	8,9	»	5,4	»
НГБ Баринас-Апуре												
Сильвестре; эоцен, свита гобернадор	13,9	Нет данных	8,7	Нет данных	14,3	0,801	15,3	Нет данных	16,7	Нет данных	30,0	Нет данных
Спико; мел, свита эснадалоса	3,7	0,686	13,1	0,767	16,1	0,840	11,3	0,885	13,9	0,914	39,9	1,026
Оринокийский НГБ												
Руис; миоцен — олигоцен, свита офисива	12,5	Нет данных	11,6	Нет данных	19,9	0,815	18,7	Нет данных	18,6	Нет данных	15,2	Нет данных
Санта-Ана; олигоцен, свита мерекуре	10,0	То же	6,3	То же	10,7	0,809	22,7	То же	23,0	То же	17,0	То же
Эль-Робле; олигоцен, свита мерекуре	56,4	»	11,7	»	13,3	0,750	8,2	»	5,5	»	3,7	»
Санта-Роса; миоцен — олигоцен, свита офисива	3,0	0,715	31,0	0,790	32,6	0,844	13,8	0,863	12,3	0,870	7,0	0,928
Гуарно; миоцен — олигоцен, свита офисива	29,2	Нет данных	11,0	Нет данных	15,3	0,790	14,5	Нет данных	18,0	Нет данных	8,2	Нет данных
Сан-Хоакин; миоцен — олигоцен, свита офисива	18,0	То же	9,5	То же	14,5	Нет данных	19,5	То же	23,0	То же	14,0	То же
олигоцен, свита мерекуре	15,9	0,680	26,4	0,783	21,0	0,835	9,6	0,854	12,3	0,866	13,1	0,954
Бока; миоцен — олигоцен	17,5	Нет данных	8,5	Нет данных	17,2	0,788	15,8	Нет данных	17,0	Нет данных	22,5	Нет данных
Чимпре; миоцен — олигоцен, свита офисива	4,5 20,7	0,705 Нет данных	18,2 10,0	0,781 Нет данных	20,5 17,3	0,846 Нет данных	12,2 17,2	0,884 Нет данных	12,7 12,4	0,906 Нет данных	31,2 17,0	0,998 Нет данных
Офисива; миоцен — олигоцен	7,3	0,675	17,9	0,781	19,8	0,843	13,1	0,876	12,6	0,899	29,2	0,993

Месторождение; возраст, наименование в порядке продуктивного горизонта	в. к. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}
Офисина; свита офисина; горизонт Р горизонт С	15,5	Нет данных	8,6	Нет данных	14,0	0,811	14,1	Нет данных	10,2	Нет данных	30,5	Нет данных
	22,7	То же	11,3	То же	16,6	0,771	16,4	То же	16,5	То же	15,5	То же
Гуара; миоцен — олигоцен, свита офисина	4,0	0,691	13,8	0,774	16,9	0,843	11,3	0,806	11,6	0,915	42,0	1,034
	27,4	Нет данных	12,6	Нет данных	19,6	Нет данных	12,9	Нет данных	9,5	Нет данных	14,0	Нет данных
Мата; миоцен — олигоцен, свита офисина	3,4	0,671	10,9	0,775	17,0	0,855	10,1	0,806	14,8	0,923	43,0	1,023
	6,2	0,645	18,1	0,785	23,1	0,847	14,5	0,898	6,3	0,910	28,0	0,970
Оскуроте; миоцен — олигоцен	7,0	Нет данных	4,0	Нет данных	9,1	0,911	13,6	Нет данных	17,3	Нет данных	48,0	Нет данных
	13,5	То же	9,3	То же	15,7	0,808	16,5	То же	17,8	То же	27,0	То же
Леона; олигоцен — миоцен, свита офисина, горизонт С	—	—	1,9	0,767	13,8	0,862	12,7	0,914	4,9	0,933	65,5	1,024
Мерей; миоцен — олигоцен, свита офисина; олигоцен, свита мерекуре	7,9	Нет данных	5,2	Нет данных	13,4	0,804	13,6	Нет данных	19,1	Нет данных	40,3	Нет данных
Дасьон; миоцен — олигоцен, свита офисина	1,0	То же	3,6	То же	16,7	0,841	22,2	То же	20,2	То же	35,0	То же
	3,0	»	8,3	»	21,0	0,845	21,2	»	19,8	»	26,0	»
Педервалес; миоцен свита лапика	8,2	»	7,3	»	12,4	»	10,6	»	17,0	»	44,0	»
	—	—	1,9	0,801	15,5	0,867	12,3	0,919	10,8	0,943	58,4	1,022

Таблица 9.9

Характеристика газов месторождений Венесуэлы

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	$t_{пл}, ^\circ C$	Состав газа, об. %									
					CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i-C_4H_{10}$	$n-C_4H_{10}$	$i-C_5H_{12}$	$n-C_5H_{12}$	$C_6H_{14} + \text{вышше}$	N_2	CO_2
Маракабский НГБ														
Ла-Консепсьон, 1925—1953 Кузыаребо, 1931	Эоцен, свита консепсьон	Р	960—2400	Нет данных	70,9	8,2	6,2			3,7			—	2,8
	Плиоцен, свита сокорро	Р	123—845	То же	63,89	9,49	12,41	3,32	5,48	2,4	1,14	1,87	—	—
Ориноковский НГБ														
Пуясон	Олигоцен, свита ла-паскуа	С	200	Нет данных	85,4	2,88	1,35	0,33	0,51	0,19	0,14	0,28	0,12	3,8
	Гуавиньита	ГШ	900—915	82	87,42	2,66	1,65	0,37	0,73	0,29	0,27	0,63	0,48	5,5
Паласно	Олигоцен, свита ла-паскуа	ГШ	915—1030	77	87,6	3,73	1,77	0,6	0,94	0,43	0,34	0,81	2,76	1,0
	Олигоцен, свита роблесито	ГШ	600—640	99	99,59	0,09	—	—	—	—	—	—	0,12	0,2
Лас-Мерседес, 1942	Олигоцен, свита чагуарамас	Р	1200—1230	93	83,8	3,56	1,93	0,47	0,91	0,30	0,35	0,59	0,4	7,6
	свита ла-паскуа	ГШ	1250—1270	94	88,17	1,55	0,90	0,15	0,57	0,22	0,30	0,64	1,9	5,8
Санта-Ана, 1936	Олигоцен, свита офисина	ГШ	1960—2313	88	60,21	9,03	6,65	1,55	2,10	0,46	6,22	—	—	4,78
	Эоцен, свита мерекуре	ГШ	2313—2694	132	77,73	3,45	1,33	0,22	0,32	0,17	0,33	1,83	—	14,02

Групповой углеводородный состав нефтей месторождений Венесуэлы (об. %)

Месторождение; возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	н. к. — 200° С			200—350° С		
	Метано- лы	Нафтено- вые	Аромати- ческие	Выход	Метано- вые + наф- теновые	Аромати- ческие
НГБ Баринас-Апуре						
Сильвестре; золец, свита гоберладор	55	37	8	24,1	73	27
Синко; золец, свита эскавдалоса	53	39	8	20,7	75	25
Оринокский НГБ						
Чимуре; миоцен — олигоцен, свита офи- сипа	41	45	14	20,7	76	24
Офисипа; миоцен — олигоцен, свита офи- сипа, горизонт Р	54	31	15	26,8	73	27
Гуара; миоцен — олигоцен, свита офисипа	51	28	21	21,1	73	27
	57	27	16	22,4	75	25
Мата; миоцен — олигоцен, свита офисипа	53	32	15	21,9	74	26
	56	24	20	29,6	70	30
Мерей; миоцен — олигоцен, свита офисипа; олигоцен, свита мерекуре	84	—	16	19,9	75	25
Дасюн; миоцен — олигоцен, свита офисипа	49	39	12	24,9	76	24

НГБ Токуйо-Бомайре

Открыто два нефтяных месторождения в отложениях олигоцена на глубинах до 1 км. Оба месторождения мелкие, в настоящее время не разрабатываются.

На месторождении Эль-Мене-де-Агоста (открыто в 1927 г.) продуктивны песчанки олигоцена (4 продуктивных горизонта свиты сан-лоренсо на глубине 100—650 м). Плотность нефти 0,802—0,869.

Фракционный состав ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{С}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.} - 200}{53}$; $\frac{200 - 300}{33,45}$;
остаток > 300
13,55

КОЛУМБИЯ

Нефтегазопосные бассейны: Нижней Магдалены, Верхней и Средней Магдалены, Маракайбский, Верхнеамазонский, Баринас-Апуре, Боливарский.

Количество месторождений: нефтяных — 55, газовых — 9, газонефтяных и нефтегазовых — 42.

НГБ Нижней Магдалены

Открыто 3 газовых и 5 нефтегазовых месторождений (рис. 9.6). Все месторождения мелкие. Нефтеносны отложения олигоцена, газоносны отложения миоцена. Глубины залегания продуктивных горизонтов от 700 до 3000 м.

Нефти как правило легкие, малосернистые (табл. 9.10, 9.11).
 Групповой углеводородный состав нефти месторождения Диф-
 сийль (свита дифсиль, глубина 1700—1777 м) в. к. — 200° С (об. %):

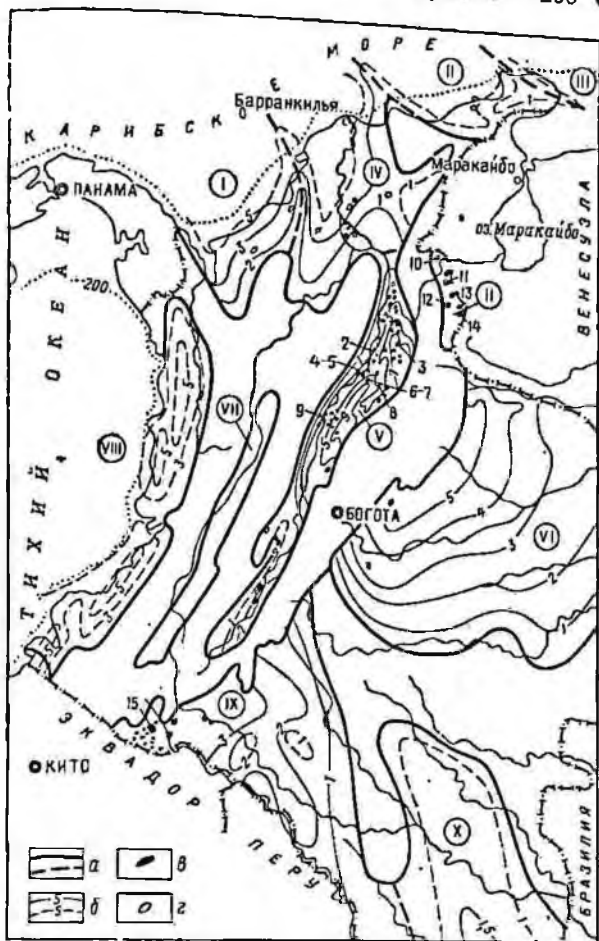


Рис. 9.6. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Колумбии

a — границы НГБ и ВГБ установленные и предполагаемые: I — Боливарского НГБ, II — Маранальского НГБ, III — Западно-Парагуанского ВГБ, IV — НГБ Нижней Магдалены, V — НГБ Верхней и Средней Магдалены, VI — НГБ Барияс-Ануре, VII — ВГБ Кауна, VIII — ВГБ Аtrato, IX — Верхнеамазонского НГБ, X — Среднеамазонского НГБ; б — изопахиты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: 1 — нефти, 2 — газа (1 — Дифсиль, 2 — Кантагалье, 3 — Шабоа, 4 — Касабе, 5 — Галаан, 6 — Ла-Спра, 7 — Инфантас, 8 — Колорадо, 9 — Веласке, 10 — Пуэрто-Барно, 11 — Тибу, 12 — Петролеа, 13 — Карбонера, 14 — Рио-Сулл, 15 — Орито)

метановые — 67, нефтеновые — 18, ароматические — 15. Во фракции 200—350° С содержание метановых и нефтеновых углеводородов 77, ароматических — 23 об. %.

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Колумбии

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	γ (37,8°С), СПВ	ρ_{4}^{20}	Серл, вес. %	Коне, вес. %
-----------------------------	--	----------------------	------------------------	-----------------	--------------	--------------

НГБ Нижней Магдалены

Дифисиль, 1948	Олигоцен, свита дифисиль	1700—1777	2,1	0,817	0,16	0,3
----------------	--------------------------	-----------	-----	-------	------	-----

НГБ Верхней и Средней Магдалены

Каптагальо, 1943	Поздний эоцен, свита каптагальо	1910	257,1	0,935	1,98	10,1
Пайоа, 1962	Эоцен, свита ла-пас	2133—3353	6,4	0,859	0,83	4,2
Касабо, 1945	Олигоцен, свита колорадо, горизонт А	796	175,8	0,929	1,08	8,5
	свита мугроса, горизонт В	1359	135,0	0,930	1,06	6,0
Галан, 1945	Олигоцен, свита колорадо, горизонт А	1098	242	0,936	1,11	8,4
Лл-Сира, 1926	Эоцен, свита ла-пас, горизонт С	977	43,1	0,908	0,96	6,4
Иффитас, 1918	Эоцен, свита ла-пас, горизонт С	1280	17,2	0,879	0,88	5,6
Колоридо, 1945	Эоцен, свита ла-пас, горизонт С	1146	3,3	0,824	0,25	1,6
Веласкес, 1946	Эоцен, свита гуадуас	2154—2163	49,4	0,914	1,03	6,3

Маракабский НГБ

Пуэрто-Барко, 1957	Ранний мел, свита урибавте	2500	8,2	0,856	0,89	Нет данных
Тибу, 1941	Эоцен, свита барко	1481	10,4	0,865	1,03	4,9
	Ранний мел, свита урибавте	2551	1,73	0,788	0,12	0,3
Петролеа, 1933	Ранний мел, свита урибавте	369	2,0	0,792	0,12	0,2
Карбопора, 1938	Эоцен, свита барко	590	29,5	0,920	1,34	7,2

Верхнеамазонский НГБ

Орито, 1963	Мел	2350—2630	4,1	0,850	0,69	Нет данных
-------------	-----	-----------	-----	-------	------	------------

Примечание. Содержание V и Ni (10⁻⁶ г/мл): Тибу—80 и 90 (на глубине 1481 м); Петролеа—60 и 9,0; Орито—25 и 11.

НГБ Верхней и Средней Магдалены

Открыто 35 нефтяных, 2 газовых и 30 нефтегазовых месторождений. Месторождение Ла-Сира крупное, 7 месторождений относятся к категории средних. Продуктивны отложения мелового, эоценового и олигоценного возраста, глубины залегания продуктивных горизонтов от 640 до 3880 м.

Нефти характеризуются средней плотностью и высокой сернистостью (табл. 9.10, 9.11).

Групповой углеводородный состав нефти месторождения Пайоа (свита ла-пас, глубина 2500 м): н. к. — 200° С (об. %): метановые — 65, нафтеновые — 25 и ароматические — 10. Во фракции 200—350° С метановых и нафтеновых углеводородов — 80, ароматических — 20 об. %.

Групповой углеводородный состав нефти месторождения Веласкес (свита гуадуас, глубина 2154—2163 м): н. к. — 200° С (об. %): метановые — 50, нафтеновые — 40, ароматические — 10. Во фракции 200—350° С метановых и нафтеновых углеводородов 81, ароматических — 19 об. %.

Состав растворенного газа месторождения Пайоа (свита ла-пас) (об. %): CH_4 — 84,5; C_2H_6 — 7,3; C_3H_8 — 4,5%; *i*- C_4H_{10} — 1,3; *n*- C_4H_{10} — 1,3; *i*- C_5H_{12} — 0,3; *n*- C_5H_{12} — 0,2; C_6H_{14} + высшие — 0,3; N_2 — 0,2; CO_2 — следы.

Маракалбский НГБ

Открыто одно нефтяное, 2 газовых и 7 нефтегазовых месторождений. Два месторождения (Тибу и Рио-Сулия) относятся к категории крупных, остальные — средние и мелкие.

Продуктивны отложения нижнего мела, верхнего мела — палеоцена и эоцена. Глубины залегания от 30 до 2600 м.

Нефти меловых залежей обладают низкой плотностью и малым содержанием серы; вверх по стратиграфическому разрезу и с уменьшением глубины залегания продуктивных горизонтов увеличивается плотность нефтей и содержание серы (табл. 9.10, 9.11).

Верхнеамазонский НГБ

Открыто 17 нефтяных месторождений. Самое крупное — Орито, относится к категории крупнейших. Продуктивны отложения мелового возраста, глубины залегания от 915 до 3300 м.

Нефти имеют среднюю и повышенную плотность (табл. 9.10, 9.11).

Групповой углеводородный состав суммарного дистиллата месторождения Орито (об. %): метановые — 34,3; нафтеновые — 41,8; ароматические — 23,9.

Содержание смол и асфальтенов в нефтях этого месторождения составляет соответственно — 5,9 и 0,06%.

Фракционный состав нефтей месторождений Колумбии

Месторождение; возраст и индекс продук- тивного горизонта	н. н. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—375° С		375—435° С		Остаток	
	Выход, об. %	P_4^{20}	Выход, об. %	P_4^{20}	Выход, об. %	P_4^{20}	Выход, об. %	P_4^{20}	Выход, об. %	P_4^{20}	Выход, об. %	P_4^{20}
НГБ Нижней Магдалены												
Дифисиль; олигоцен, сви- та дифисиль	40,8	0,758	6,4	0,816	27,4	0,848	16,8 (300—500° С)		0,867—0,892		7,1 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,953
НГБ Верхней и Средней Магдалены												
Каптагальо; поздний эо- цен, свита каптагальо	0,7	0,768	2,4	0,822	16,6	0,854	26,1 (300—500° С)		0,879—0,926		47,3 ($< 500^\circ \text{C}$)	1,005
Пайоа; эоцен, свита ла- пас	8,9	0,673	19,3	0,765	18,1	0,826	9,8	0,869	9,7	0,887	33,2	0,968
Касабе; олигоцен, свита колорадо, горизонт А	5,8	0,775	Нет данных		18,7	0,855	27,1 (300—500° С)		0,880—0,928		47,9 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,989
свита мугроса, горизонт В	6,1	0,786	То же		17,9	0,860	30,1 (300—500° С)		0,887—0,930		45,1 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,983
Галан; олигоцен, свита колорадо, горизонт А	5,5	0,772	»		17,8	0,864	27,3 (300—500° С)		0,878—0,933		48,4 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,994
Ла-Сигра; эоцен, свита ла- пас, горизонт С	12,2	0,759	2,9	0,824	16,2	0,855	24,4 (300—500° С)		0,879—0,922		43,0 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,976
Колорадо; эоцен, свита, ла-пас, горизонт С	33,6	0,740	10,5	0,806	15,8	0,839	17,9 (300—500° С)		0,855—0,881		20,7 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,938
Веласкес; эоцен, свита гуадуас	1,5	0,684	9,0	0,767	18,4	0,840	13,7	0,884	15,6	0,912	40,2	0,988
Маранаубский НГБ												
Нуэрто-Барко; ранний мел, свита урибанте	16,9	Нет дан- ных	14,9	Нет дан- ных	9,0	0,767	17,8	Нет дан- ных	19,0	Нет данных	26,7	Нет дан- ных
Тпбу; эоцен, свита барко;	21,9	0,737	13,3	0,814	8,1	0,849	14,4 (300—500° С)		0,859—0,899		38,1 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,959
ранний мел, свита урибанте	51,4	0,734	18,7	0,811	8,3	0,845	11,4 (300—500° С)		0,852—0,878		9,0 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,912
Петролеа; ранний мел, свита урибанте	48,0	0,741	11,9	0,807	16,3	0,838	12,6 (300—500° С)		0,855—0,876		8,8 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,908
Карбонера; эоцен, свита барко	16,6	0,741	Нет данных		20,2	0,870	23,0 (300—500° С)		0,904—0,944		40,1 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,992
Ворхлеамазонский НГБ												
Орито; мел	10,1 (95— 150° С)	0,675	20,9 (150— 175° С)	0,767	9,3 (175— 250° С)	0,822	20,3 (250—350° С)	0,855	20,4 (350— 500° С)	0,887—0,895	17,2 ($< 500^\circ \text{C}$)	0,976

ПГБ Баринас-Апуре

Открыто два мелких нефтяных месторождения (Гуавно и Кастилья). Продуктивны отложения мелового возраста на глубинах 2200—2800 м.

Болварекпй ПГБ

Открыто 2 газовых месторождения с продуктивными отложениями в золене и олигоцене, залегающими на глубине около 2 км.

ПЕРУ

Нефтегазоносные бассейны: Верхнеамазонский, Гуаякиль-Прогрессо, Укаяли, Притихоокеанский, Альтиплано.

Количество месторождений: нефтяных — 46, газовых — 1, газонефтяных — 1.

Верхнеамазонский ПГБ

Открыто 7 нефтяных и одно газонефтяное месторождения (рис. 9.7). Продуктивны песчаники верхнего мела на глубине 3050—4260 м. Нефти характеризуются средней плотностью, отличаются низким содержанием серы.

ПГБ Гуаякиль-Прогрессо

Открыто 34 нефтяных месторождения, из них 2 (Лобитос и Умболът) относятся к категории средних, остальные мелкие. Продуктивны песчаные горизонты золене на глубинах до 2287 м.

Нефти как правило легкие, малосернистые. На месторождении Лобитос (открыто в 1902 г.) на глубине 1350 м (зоцен) плотность нефти 0,841; содержание серы 0,12%, вязкость 39 сПа при 37° С. Выход фракций (об. %): н. к. — 200° С — 29,2; 100—200° С — 44.

На площади Ла-Бреа-Паринас (открыто в 1888 г.) продуктивны отложения кайнозойского возраста на глубинах от 150 до 1500 м. Плотность нефти 0,837—0,851; содержание серы 0,08—0,12%. Фракционный состав нефти

$$\left(\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}; \rho_4^{20}} \right) : \frac{\text{н. к.} - 100}{34 - 38; 0,757}; \frac{100 - 200}{12,6; 0,820};$$
$$\frac{200 - 300}{16 - 20; 0,850}; \frac{300 - 500}{40 - 42; 0,885}$$

ПГБ Укаяли

Открыто два нефтяных и одно газовое месторождения. Все месторождения мелкие. Продуктивны песчаники мелового возраста на глубинах от 280 до 660 м.

На газовом месторождении Агуайтна (открыто в 1961 г.) продуктивны меловые песчаники свиты кушабатай. Состав газа (об. %): CH_4 — 82,5; C_2H_6 — 6,4; C_3H_8 — 2,5; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 0,9; $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 0,7; $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ — 0,1; $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ — 0,5; C_6H_{14} + высшие — 0,6; N_2 — 5,9.



Рис. 9.7. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Перу

а — границы НГБ и ВНГБ установленные и предлагаемые: I — НГБ Гуаякиль-Прогресо, II — Верхнеамазонского НГБ, III — Среднеамазонского НГБ, IV — Притихоокеанского НГБ, V — ВНГБ Мантаро, VI — НГБ Уналли, VII — ВНГБ Мадре-де-Диос, VIII — ВНГБ Макарагуа, IX — НГБ Альтиплано; б — изопакеты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: е — нефти, г — газа (1 — Умболт, 2 — Лобитос, 3 — Ла-Бреа, 4 — Парияс, 5 — Агуайта)

Притихоокеанский НГБ

Открыто 2 нефтяных месторождения. Продуктивны отложения эоцена на глубине 2000—2500 м.

НГБ Альтиплано

Известно одно мелкое нефтяное месторождение Цирри. Продуктивны известняки мелового возраста (свита моо) на глубине 320 м.

ТРИНЦАД П ТОБАГО

Нефтегазоносные бассейны: Оринокский, Шельфа Маргариты.

Количество месторождений: нефтяных — 37, газовых — 3, газонефтяных и нефтегазовых — 4.

Оринокский ПГБ

Выявлено 37 нефтяных, 2 газовых и 4 газонефтяных и нефтегазовых месторождений (рис. 9.8). Месторождения относятся к категориям средних и мелких.

Основная продуктивная толща — мiocен (глубина 150—5000 м). Продуктивные горизонты в олигоцене — эоцене и мелу имеют под-

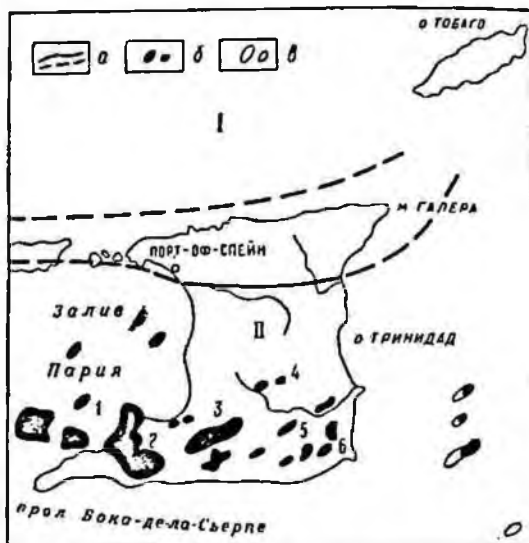


Рис. 9.8. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Тринидада и Тобаго

а — границы ПГБ установленные и предполагаемые; I — Шельфа Маргариты, II — Оринокского; месторождения: а — нефти, б — газа (1 — Ерайтон, 2 — Файзабад, 3 — Барричпорс; 4 — Табанит, 5 — Лизард-Спрингс, 6 — Гуаянгуаре)

чиненное значение. Нефти как правило средние и тяжелые (плотность меняется от 0,850 до 0,920), характерно высокое содержание серы (до 2%).

На месторождении Файзабад (открыто в 1918 г.) продуктивны отложения неогена на глубине 150—4000 м. Плотность нефти 0,927. Содержание серы 0,95, кокса — 3,5%. Фракционный состав нефти (фракция, °С):

п. к.—100	100—200	200—300	300—375	остаток
1,0	15,0	25,0	24,0	35,0

Групповой углеводородный состав фракции н. к. — 200° С (об. %): метановые — 40, нафтеновые — 47, ароматические — 13.

На месторождении Форест-Резерв (открыто в 1913 г.) продуктивны горизонты мiocена на глубинах от 150 до 4920. Плотность нефти 0,87 — 0,930. Содержание серы 0,75, асфальтенов — 1,0%. Фракционный состав нефти: н. к. 200° С — 21, 200—300° С — 30 об. %.

На месторождении Барракпоре (открыто в 1911 г.) продуктивные породы олигоцена на глубине 400—2900 м. Плотность нефти 0,750—0,950; содержание асфальтенов до 9,5%. Фракционный состав нефти н. к. — 200° С — 13, 200—300° С — 35 об. %.

Групповой углеводородный состав фракции н. к. — 200° С (об. %): метановые — 36, нафтеновые — 59, ароматические — 5.

Состав газа газовой шапки (об. %): CH_4 — 95,65; C_2H_6 — 2,25; C_3H_8 — 1,05; C_4H_{10} — 0,8; C_5H_{12} + выше — 0,25.

На месторождении Табакит (открыто в 1911 г.) продуктивные отложения олигоцена. Плотность нефти 0,795—0,814; содержание серы 0,33, кокса — 0,30%.

Отмечается повышенное содержание твердых парафинов. Фракционный состав нефти ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.} - 100}{14,0}$; $\frac{100 - 200}{35,0}$; $\frac{200 - 300}{24,0}$; $\frac{300 - 400}{10,0}$; $\frac{400 - 500}{8,0}$; $\frac{\text{остаток}}{7,0}$.

Углеводородный состав фракции н. к. — 200° С (об. %): метановые — 56, нафтеновые — 32, ароматические — 12.

На месторождении Гуаягуаре (открыто в 1903 г.) продуктивные отложения миоцена. Плотность нефти 0,85—0,88. Групповой углеводородный состав фракции н. к. — 200° С (об. %): метановые — 54; нафтеновые — 28, ароматические — 18. Состав газа газовой шапки (об. %): CH_4 — 87,72; C_2H_6 — 5,76; C_3H_8 — 3,65; C_4H_{10} — 1,98; C_5H_{12} + выше — 0,91.

На месторождении Брайтон (открыто в 1908 г.) продуктивные горизонты миоцена на глубине 213—1402 м. Плотность нефти 0,870—0,940. Состав газа газовой шапки (об. %): CH_4 — 67,48; C_2H_6 + выше — 4,44; H_2S — 4,3; CO_2 — 22,78; N_2 — 1,0.

На месторождении Лизард-Спрингс продуктивны меловые отложения. Состав газа (об. %): CH_4 — 92,20; C_2H_6 — 5,74; C_3H_8 — 1,35; C_4H_{10} — 0,49; C_5H_{12} + выше — 0,9.

ПГБ Шельфа Маргариты

Известно одно газовое месторождение. Продуктивны песчаники олигоцена на глубине около 200 м. Месторождение не разрабатывается.

ЧПЛИ

Нефтегазоносные бассейны: Магелланов, Лебу-Арауко, Продольной Долины.

Количество месторождений: нефтяных — 23, газовых — 13, газонефтяных и нефтегазовых — 14.

ПГБ Магелланов

Открыто 23 нефтяных, 10 газовых и 14 газонефтяных и нефтегазовых месторождений (см. рис. 9.2). Основной продуктивный горизонт — песчаники нижнего мела (святы спрингхилл), залегающие

на глубине 1700—2300 м. Подчиненное значение имеют туфогенные песчаники верхней юры (свита тобифера) на глубине 1800—2400 м. Отложения миоцена (свита лорето) и эоцена (свита агуа-фреска) являются газоносными на глубине 1670—3280 м.

Нефть месторождения Манантпалес (открыто в 1945 г.; свита сирингхилл, глубина 2240—2320 м) характеризуется плотностью 0,821; содержание серы 0,05, кокса — 0,4%. Фракционный состав нефти $\left(\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, вес. \%}} \right)$: $\frac{\text{н. к.} - 100}{17,3}$; $\frac{100 - 200}{12,9}$; $\frac{200 - 300}{20,5}$; $\frac{300 - 375}{23,3}$; $\frac{375 - 435}{21,5}$.

Характерной особенностью нефтей Магелланова НГБ являются низкая серпистость.

НГБ Лебу-Арауко

Открыты 2 газовых месторождения. Продуктивны песчаники мелового возраста (месторождение Лебу; глубина 1500 м) и песчаники миоцена (месторождение Сааведра; глубина 1450 м).

НГБ Продольной Долины

Открыто одно газовое месторождение. Залежь приурочена к палеоценовым отложениям.

ЭКВАДОР

Нефтегазоносные бассейны: Гуаякиль-Прогрессо, Верхнеамазонский.

Количество месторождений: нефтяных — 50, газовых 1, газонефтяных — 1.

НГБ Гуаякиль-Прогрессо

Открыто 26 нефтяных и 1 газовое месторождение (рис. 9.9). Нефтяные месторождения относятся к категории мелких. Нефтепосны меловые (свита санта-элена), эоценовые (свита сокорро) и палеоценовые (свита асукар) отложения. Глубина залегания продуктивных отложений 150—3020 м.

На месторождении Санта-Элепа нефть характеризуется плотностью 0,827; содержание серы 0,05%. Фракционный состав нефти $\left(\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}} \right)$: $\frac{\text{п. к.} - 100}{25,5}$; $\frac{100 - 200}{15,5}$; $\frac{200 - 300}{20,5}$; $\frac{300 - 375}{23,3}$;

$\frac{375 - 435}{20,5}$.

Групповой углеводородный состав: фракция н. к. — 200°С (об. %): метановые — 52, нафтеновые — 43, ароматические — 5; фракция 200—350°С (об. %): метановые и нафтеновые — 79, ароматические — 21.

Газовое месторождение Амистад (открыто в 1970 г.) относится к категории крупнейших; продуктивны песчаники миоцена на глубине 2870—3130 м. Состав газа (об. %): CH_4 — 98,5; CO_2 — 1,5.

Верхнесамазонский НГБ

Открыто 24 нефтяных и 1 газонефтяное месторождения. Месторождения средние и мелкие, лишь нефтяное месторождение Шушуйфинди относится к категории крупнейших. Продуктивны песчаники

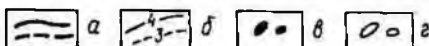
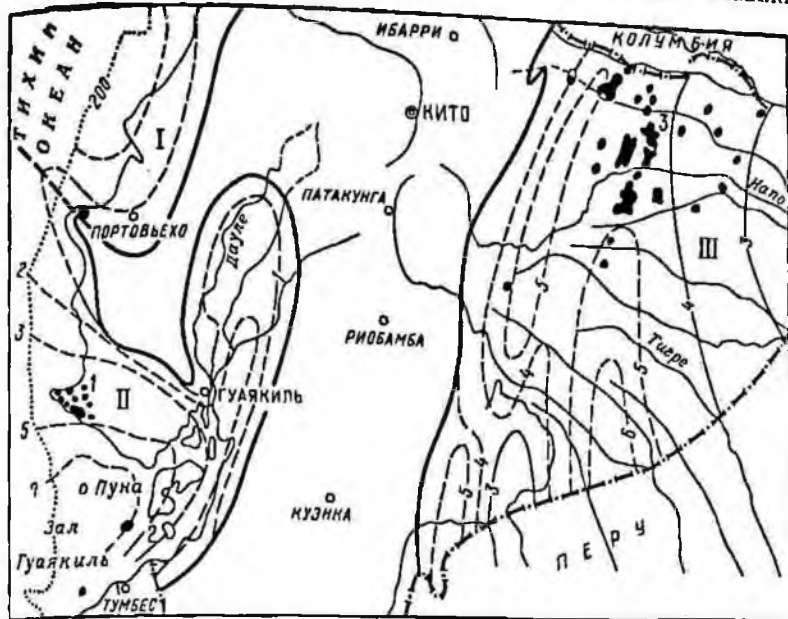


Рис. 9.9. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Эквадора

а — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые: I — ВНГБ Аtrato, II — НГБ Гуаякиль-Прогрессо, III — Верхнесамазонского НГБ; б — изопачеты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: в — нефти, г — газа (1 — Санта-Элена, 2 — Амистад, 3 — Шушуйфинди)

нижнего (свита ольин) и верхнего (свиты напо и тена) мела. Глубина залегания 1300—3100 м.

На месторождении Шушуйфинди (открыто в 1969 г.) продуктивны отложения свиты напо на глубине 2935—2990 м. Плотность нефти 0,898; содержание смол силикагелевых — 6,4, асфальтенов — 6,2%; газонасыщенность нефти 57 м³/т. Групповой углеводородный состав фракции н. к. — 200°С (об. %): метановые — 13,6, нафтеновые — 61,2, ароматические — 25,2.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

к разделу «Южная Америка»

- Жовин-Итало-Чильоне, Джеральдо-де-Андраре. Геологическое строение бассейна Реконкаво в Бразилии и описание расположенных в его пределах крупнейших нефтяных месторождений. — В кн.: Геология гигантских месторождений нефти и газа. М., «Мир», 1973, с. 304—333.
- Analise de alguns petroleos brasileiros baseados no método de Rotina Bureau of Mines. Bol. técn. da Petrobras, 1959, No. 3, p. 196—205.
- Analyses de gases. Bul. Tecn. de Y. P. E. Boliviano, 1969, vol. 5, No. 3—4, p. 40.
- Analyses of natural gases. Bureau of Mines Information circular, 1967, p. 130—133; 1970, p. 133, 168.
- Barraza B. Characteristics of the crude petroleum of the Ganzo Azul Company and its products. Actas y trabajos 3-d Congr. Peruano Quim (Lima, Peru), vol. 2, 1949 (1950); chem. Abstr. vol. 47, No. 3, 1953, p. 9366.
- Blade O. C., Garton E. L., McKinney C. M. Analyses of crude from Middle East, South America, Canada. Oil and Gas, 1950, No. 9, p. 70.
- Borger H. D., Lenert E. F. The geology and development of the Bolivar coastal field at Maracaibo, Venezuela. Fifth World Petrol. Congr. 1959, sec. 1, p. 29.
- Egon M., Nestor A. Geologic outline and oil fields of Sergipe basin, Brazil. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1972, vol. 56, No. 6, p. 1034—1047.
- Evaluating the new foreign crudes. Oil and Gas, 1971, No. 6, p. 77—78.
- Funkhouser H. J., Sasse L. C., Hedberg H. D. Santa Ana, San Joaquin, Guariso and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), central Anzoategui, Venezuela. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1948, No. 10, p. 1851—1909.
- Hedberg H. D., Sasse L. C., Funkhouser H. J. Oil fields of greater Oficina area, central Anzoategui, Venezuela. Bull. Amer. Assoc., Petrol. Geol., 1947, vol. 31, No. 12, p. 2089—2170.
- Hugel Helmut. Planejamento de produção racional para los campos petrolíferos de Recôncavo. Bol. técn. da Petrobras, 1959, No. 1—3, p. 227—252.
- Labatut E. Petroleo Baiano. Bol. técn. da Petrobras, No. 3, 1959, p. 263—281.
- Le gaz naturel en Venezuela et les indéisions des projets de G. N. L. Gazd'aujourd'hui, 1973, vol. 97, No. 4, p. 142—143.
- Nelson W. L., Thery Fombona G., Noriega Salazar D. Petroleos crudos de Venezuela y otros países. Caracas, 1959, p. 400.
- Patterson J. M., Wilson J. G. Oil fields of Mercedes region, Venezuela. Bull. Amer. Assoc., Petrol. Geol., 1953, vol. 37, No. 12, p. 2705—2734.
- Suter H. H. The general and economic geology of Trinidad. B. W. I. Colonial geology and mineral resource, 1951, vol. 2, No. 3, p. 177—217; No. 4, p. 271—307; vol. 3, No. 1, p. 3—51.
- Suter H. H. El Mene Acosta field, Falcon Venezuela. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1947, vol. 31, No. 12, p. 2193—2206.
- Williams Z. M., Veiga D. G. Avaliação de óleos lubrificantes I-Petroleo. D. João-D-J-4I-BA. Bol. técn. da Petrobras, vol. 4, No. 61, p. 105—119.
- Williams Z. M., Veiga D. G. Avaliação de óleos lubrificantes: III-Petroleo Tuquipe (Tq-3-BA) Bol. técn. da Petrobras, 1962, vol. 5, No. 4, p. 135—149.

10. Приложения

Метод разгонки нефтей, принятый в США
(Distillation of Bureau of Mines Routine Method)

Таблица 10.1

№ фракции	°F	°C	Температура, соответствующая атмосферному давлению, °C
-----------	----	----	--

Стадия I. Дистилляция при атмосферном давлении

1	≤122	≤50	
2	167	95	
3	212	100	
4	257	125	
5	302	150	
6	347	175	
7	392	200	
8	437	225	
9	482	250	
10	527	275	

Стадия II. Дистилляция при 40 мм рт. ст. остаточного давления

11	392	200	300
12	437	225	350
13	485	250	375
14	527	275	400
15	572	300	435

Таблица 10.2

Дистиллятные продукты первичной перегонки нефти

Название фракций в зарубежных публикациях	Температурные интервалы отбора фракций с учетом физических параметров	Технические наименования в СССР
Light gasoline — легкий бензин	Фракции ≤100° C	Бензиновый дистиллат ≤180° C
Gasolin and naphta — бензин и лигроин	Фракции ≤200° C с плотностью ≤0,825	Керосиновый дистиллат ≥150—200° C

Название фракции в зарубежных публикациях	Температурный интервал отбора фракции с учетом физических параметров	Технические наименования в СССР
Kerosine — керосин	Фракции 200—275° С с плотностью $\geq 0,825$	
Light gasoil — легкий газойль	Фракции $< 275^\circ \text{C}$ с плотностью $> 0,825$	Дизельный дистиллат $\leq 250\text{—}350^\circ \text{C}$
Heavy gasoil — тяжелый газойль	Вакуумный дистиллат (станд. II) с вязкостью < 50 с. Сейболта-Универсального при 100°F	$> 350^\circ \text{C}$ — мазут
Nonviscous lubricating distillate — невязкий смазочный дистиллат	Дистиллат с вязкостью 50—100 с. Сейболта-Универсального при 100°F	
Viscous lubricating distillate — вязкий смазочный дистиллат	Дистиллат с вязкостью 100—200 с. Сейболта-Универсального при 100°F	

Таблица 10.3

Пересчет плотности ρ_{15}^{15} на ρ_4^{20}
 Формула пересчета: $\rho_4^{20} = \rho_{15}^{15} - \Delta$

ρ_{15}^{15}	Δ	ρ_{15}^{15}	Δ	ρ_{15}^{15}	Δ
0,7000—0,7100	0,0051	0,8000—0,8100	0,0045	0,9000—0,9100	0,0040
0,7100—0,7200	0,0050	0,8100—0,8200	0,0044	0,9100—0,9200	0,0039
0,7200—0,7300	0,0050	0,8200—0,8300	0,0044	0,9200—0,9300	0,0038
0,7300—0,7400	0,0049	0,8300—0,8400	0,0043	0,9300—0,9400	0,0038
0,7400—0,7500	0,0049	0,8400—0,8500	0,0043	0,9400—0,9500	0,0037
0,7500—0,7600	0,0048	0,8500—0,8600	0,0042	0,9500—0,9600	0,0037
0,7600—0,7700	0,0048	0,8600—0,8700	0,0042	0,9600—0,9700	0,0036
0,7700—0,7800	0,0047	0,8700—0,8800	0,0041	0,9700—0,9800	0,0036
0,7800—0,7900	0,0046	0,8800—0,8900	0,0041	0,9800—0,9900	0,0035
0,7900—0,8000	0,0046	0,8900—0,9000	0,0040	0,9900—1,0000	0,0034

Таблица 10.4

Перевод °АНЦ в ρ_4^{20}

ρ_4^{20}	°АНЦ	ρ_4^{20}	°АНЦ	ρ_4^{20}	°АНЦ
1,000	9,54	0,890	26,82	0,790	46,65
0,990	10,95	0,880	28,59	0,780	48,92

Продолжение табл. 10.4

ρ_4^{20}	°АНИ	ρ_4^{20}	°АНИ	ρ_4^{20}	°АНИ
0,980	12,34	0,870			
0,970	14,08	0,860	30,43	0,770	51,23
0,960	15,37	0,850	32,28	0,760	53,60
0,950	16,91	0,840	34,20	0,750	56,06
0,940	18,49	0,830	36,15	0,740	58,55
0,930	19,96	0,820	38,16	0,730	61,14
0,920	21,70	0,810	40,20	0,720	63,78
0,910	23,36	0,800	42,29	0,710	66,48
0,900	25,08		44,47	0,700	69,30

Примечание. АНИ—Американский нефтяной институт (API—American Petroleum Institute).

Перевод °F (t) в °C (t')

Таблица 10.5

$$\text{Формула перевода: } t' = \frac{t - 32}{1.8}$$

°F	°C	°F	°C	°F	°C
-300	-184,4	-25	-31,7	250	121,1
-275	-170,6	0	-17,8	275	135,0
-250	-156,7	25	-3,9	300	148,9
-225	-142,8	50	10,0	325	162,8
-200	-128,9	75	23,9	350	176,7
-175	-115,0	100	37,8	375	190,0
-150	-101,1	125	51,7	400	204,4
-125	-87,2	150	65,6	425	218,3
-100	-73,3	175	79,4	450	232,2
-75	-59,4	200	93,3	475	246,1
-50	-45,6	225	107,2	500	260,0

Таблица 10.6

Пересчет условной вязкости (показаний различных вискозиметров) в кинематическую вязкость

Вискозиметр	Диапазон вязкости (значения T или E)	Уравнение для пересчета
Вискозиметр Сейболта универсальный (SU)	< 100 с	$v = 0,226T - 195/T$
	> 100 с	$v = 0,22T - 1,35/T$
Вискозиметр Сейболта «Фурел» (SF)	25—40 с	$v = 2,24T - 184/T$
	> 40 с	$v = 2,16T - 60/T$
Вискозиметр Редвуда № 1 (стандартный или торговый) (RS)	34—100 с	$v = 0,26T - 179/T$
	> 100 с	$v = 0,247T - 50/T$
Вискозиметр Редвуда № 2 (адмиралтейский) (RA)	32,5—90 с	$v = 2,458T - 100/T$
	> 90 с	$v = 2,447T$
Вискозиметр Энглера (E, Э)	1,35—3,2° E	$v = 8E - 8,64/E$
	$> 3,2°$ E	$v = 7,6E - 4/E$

Примечание. v—кинематическая вязкость, сСт; T—время, с; E—вязкость, °E.

Таблица 10.7
Пересчет условной вязкости в кинематическую вязкость (сантистоксы)

Кинематическая вязкость, сСт	Условная вязкость					Градусы Энглера °E
	Секунды Сейболта универсального, с		Секунды Редвуда торгового, с			
	100° F	210° F	70° F	140° F	200° F	
2,0	32,6	32,8	—	30,1	—	1,12
4,0	39,0	39,4	35,3	35,9	36,3	1,32
6,0	45,4	45,8	40,5	41,1	41,5	1,48
8,0	51,9	52,4	46,0	46,3	46,9	1,65
10,0	58,8	59,2	51,7	52,0	52,6	1,84
12,0	65,9	66,5	57,9	58,1	58,8	2,03
14,0	73,5	74,2	64,3	64,5	65,2	2,23
16,0	81,2	82,0	71,0	71,4	72,2	2,44
18,0	89,3	90,2	77,9	78,4	79,4	2,66
20,0	97,6	98,6	85,0	85,7	86,9	2,88
22,0	106,1	107,1	92,4	93,2	94,5	3,10
24,0	114,7	115,8	99,9	100,9	102,2	3,32
26,0	123,4	124,5	107,5	108,6	110,0	3,57
28,0	132,2	133,5	115,3	116,5	118,0	3,82
30,0	141,0	142,4	123,1	124,4	126,0	4,08
32,0	149,8	151,5	131,0	132,3	134,1	4,34
34,0	158,8	160,5	138,9	140,2	142,2	4,59
36,0	167,7	169,6	146,9	148,2	150,3	4,85
38,0	176,8	178,8	155,0	156,2	158,3	5,10
40,0	185,9	187,8	163,0	164,3	166,7	5,30
42,0	195,0	197,0	171,0	172,3	175,0	5,62
44,0	204,0	206,2	179,1	180,4	183,3	5,88
46,0	213,1	215,4	187,2	188,4	191,7	6,08
48,0	222,2	224,5	195,2	196,6	200,0	6,32
50,0	231,2	233,8	203,3	204,7	208,3	6,52
55,0	254,0	256,8	223,5	225,0	225,0	7,24
60,0	277,0	280,0	243,6	245,3	250,0	7,89
65,0	299,8	303,2	263,5	265,5	270,5	8,56
70,0	322,7	326,0	284,0	286,0	291,5	9,21
75,0	345,6	349,3	304	306	312	9,88
80	368,5	372,5	324	327	333	—
85	391,5	395,8	344	347	353	—
90	414,4	419,1	364	367	375	—
95	437,5	442,3	384	387	396	—
100	460,4	465,6	405	408	417	—

О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр.
Предисловие (В. И. Высоцкий, А. Н. Гусева)	3
1. ЕВРОПА	7
Австрия (Л. А. Файнгерш)	7
Албания (Ю. Г. Наместников)	12
Болгария (А. И. Левин)	13
Великобритания (Л. А. Файнгерш)	17
Венгрия (Ю. Г. Наместников)	17
ГДР (В. М. Розенфельд)	21
Греция (Л. А. Файнгерш)	23
Дания (Л. А. Файнгерш)	28
Испания (Л. А. Файнгерш)	29
Италия (Л. А. Файнгерш)	29
Нидерланды (Л. А. Файнгерш)	31
Норвегия (Л. А. Файнгерш)	36
Польша (Ю. Г. Наместников)	37
Румыния (Ю. Г. Наместников)	38
Франция (Л. А. Файнгерш)	49
ФРГ (Л. А. Файнгерш)	53
Чехословакия (Ю. Г. Наместников)	58
Югославия (Ю. Г. Наместников)	70
Список литературы к разделу «Европа»	70
2. АФРИКА	72
Алжир (А. П. Высоцкая)	72
Ангола (В. И. Высоцкий, Л. Л. Япаскурт)	76
Арабская республика Египет (В. И. Высоцкий, Л. Л. Япаскурт)	90
Габон (В. И. Высоцкий, Л. Л. Япаскурт)	91
Заир (В. И. Высоцкий, Л. Л. Япаскурт)	100
Конго (В. И. Высоцкий, Л. Л. Япаскурт)	103
Ливия (В. И. Высоцкий, Л. Л. Япаскурт)	104
Марокко (В. И. Высоцкий, Л. Л. Япаскурт)	104
Нигерия (В. И. Высоцкий, Л. Л. Япаскурт)	112
Тунис (В. И. Высоцкий, Л. Л. Япаскурт)	113
Список литературы к разделу «Африка»	116
3. БЛИЖНИЙ И СРЕДНИЙ ВОСТОК (Н. П. Голенинова)	118
Бахрейн	118
Катар	118
Кувейт	124

	Стр.
Объединенные Арабские Эмираты	125
Израиль	125
Ирак	126
Оман	132
Саудовская Аравия	132
Сирия	138
Турция	138
Список литературы к разделу «Ближний и Средний Восток»	143
4. ЮЖНАЯ АЗИЯ	144
Афганистан (Ю. П. Челов)	145
Бангладеш (Л. П. Кондакова)	145
Индия (С. Н. Калинин, Л. П. Кондакова)	145
Пакистан (Л. П. Кондакова)	146
Список литературы к разделу «Южная Азия»	150
5. ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК	161
Китай (М. Н. Афонский)	162
Тайвань (Ю. Г. Зорина)	162
Монголия (А. Г. Волох)	167
Япония (Ю. Г. Зорина)	169
Список литературы к разделу «Центральная Азия и Дальний Восток»	169
6. ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ	175
Бирма (Л. П. Кондакова)	177
Бруней (Р. Д. Родникова)	179
Индонезия (Р. Д. Родникова)	179
Малайзия (Р. Д. Родникова)	183
Таиланд (Р. Д. Родникова)	184
Филиппины (Л. Л. Япаскурт)	184
Список литературы к разделу «Юго-Восточная Азия»	187
7. АВСТРАЛИЯ И ОКЕАНИЯ (Р. Д. Родникова)	188
Австралия	188
Новая Зеландия	200
Папуа Новая Гвинея	202
Список литературы к разделу «Австралия и Океания»	202
8. СЕВЕРНАЯ И ЦЕНТРАЛЬНАЯ АМЕРИКА	203
Каида (Н. С. Толстой)	203
Куба (М. Приспие Вальдес)	212
Мексика (М. Р. Хобот)	213
США	222
Аляска (Н. С. Толстой)	222
Калифорния (М. Р. Хобот)	231
Скалистые горы (М. Р. Хобот)	231
Мидконтинент (Н. И. Высоцкий, М. Р. Хобот)	234
Восток США (М. Р. Хобот)	253
Мексиканский залив (М. Р. Хобот)	260
Список литературы к разделу «Северная и Центральная Америка»	288

	Стр.
9. ЮЖНАЯ АМЕРИКА (Н. А. Киприс, Г. Б. Сальман)	289
Аргентина	289
Боливия	292
Бразилия	293
Венесуэла	299
Колумбия	308
Перу	314
Тринидад и Тобаго	315
Чили	317
Эквадор	318
Список литературы к разделу «Южная Америка»	320
10. ПРИЛОЖЕНИЯ (Л. Л. Япаскурт)	321

ИБ № 1004

**Нефти и газы месторождений
зарубежных стран
СПРАВОЧНИК**

Редактор издательства *Н. В. Чистякова*
Переплет художника *Н. А. Ульяновской*
Техн. редактор *А. В. Трофимов*
Корректор *Р. Я. Ускова*

Сдано в набор 5/Х 1976 г. Подп.
в печать 31/III 1977 г. Т-02734. Формат
60 X 90^{1/16}. Бумага № 3. Печ. л. 20,5.
Уч.-изд. л. 21,74. Тираж 2700 экз.
Заказ 1274/6252—7. Цена 1 р. 24 к.

Издательство «Недра», 103833, Москва,
К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.

198006, Ленинград, Московский пр., 81.

НЕДРА