

НЕФТИ И ГАЗЫ

**МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАРУБЕЖНЫХ
СТРАН**

СПРАВОЧНИК

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



2083

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, ил. 67, список лит. — 148 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 материку, 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 силикагелевых 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.

H. 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 — нефтегазоносный бассейн;
ГБ — газоносный бассейн;
НГО — нефтегазоносная область;
 $p_{пл}$ — пластовое давление;
 $p_{нас}$ — давление насыщения;
 $t_{пл}$ — пластовая температура;
 G — газонасыщенность нефти;
 μ ($^{\circ}\text{C}$) — абсолютная вязкость при соответствующей температуре;
 ρ_4^{20} — относительная плотность нефти;
С — свободный газ;
Р — 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 НГБ

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).

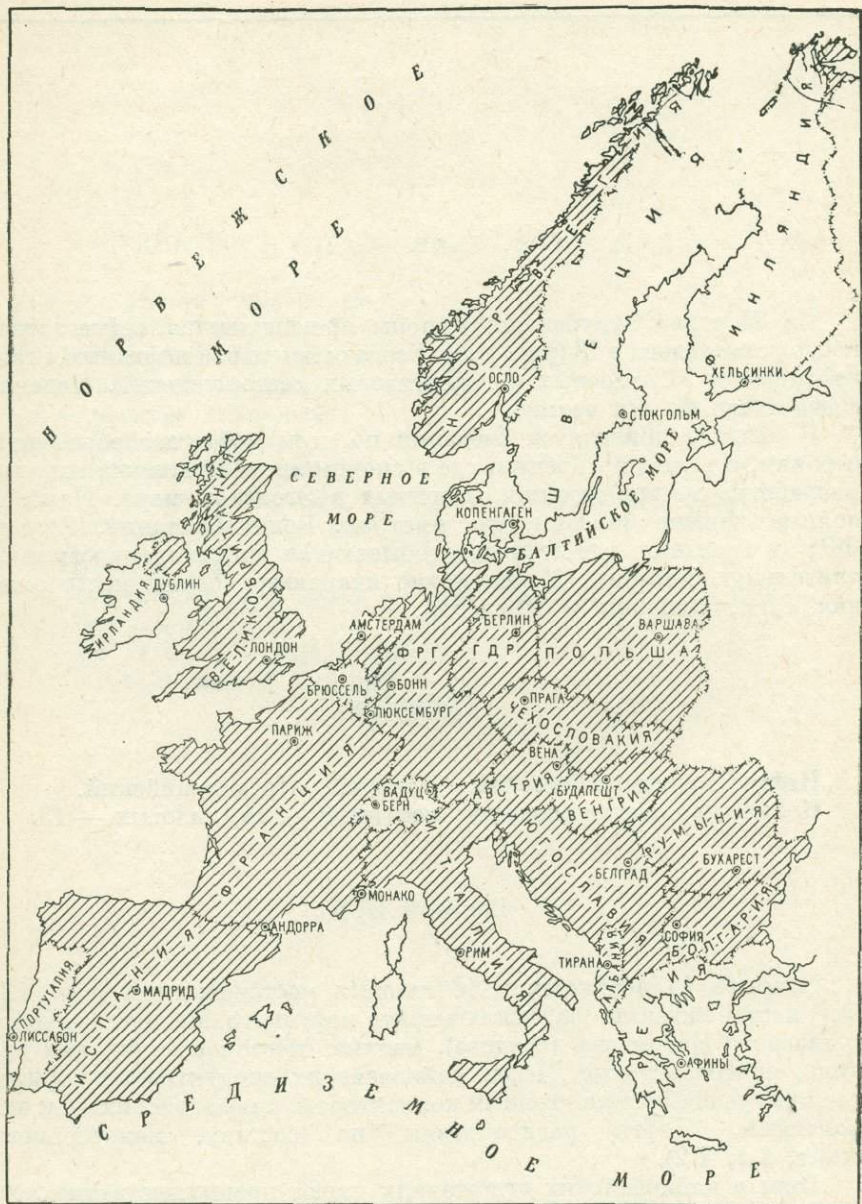


Рис. 1.1. Обзорная карта нефтегазоносности Европы. Штриховкой показаны нефтегазодобывающие страны

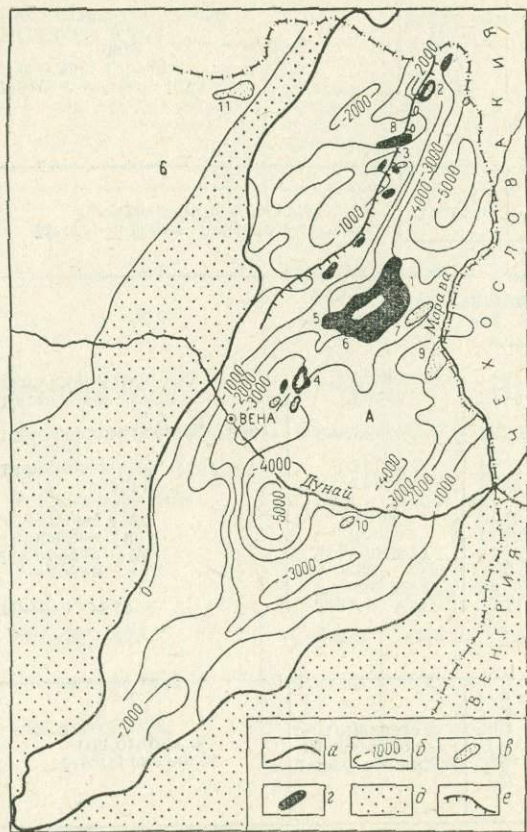
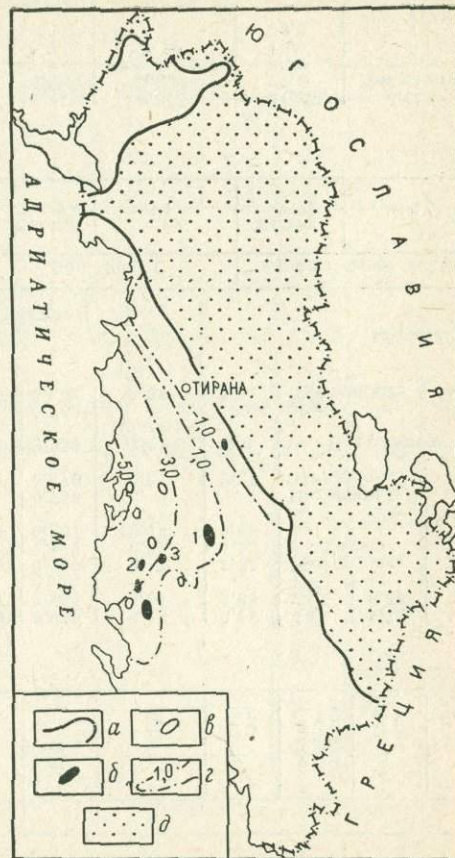


Рис. 1.2. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Австрии

a — границы НГБ: *A* — Венского, *Б* — Предальпийского, *б* — изогипсы донеогенового складчатого основания в м; месторождения: *в* — газовые, *г* — нефтяные (1 — Матцен, 2 — Мюльберг, 3 — Нойзидль, 4 — Адерклаа, 5 — Шенкирхентиф, 6 — Шенкирхен-Убертиф, 7 — Баумгартен, 8 — Санкт-Ульрих-Хаускирхен, 9 — Цверндорф, 10 — Эндерсдорф, 11 — Вильдлендюрбах); *д* — флишевая зона Альп; *е* — Штайрбергский сброс

Рис. 1.3. Схема размещения месторождений нефти и газа Албании

a — граница Адриатического НГБ; месторождения: *б* — нефтяные, *в* — газовые (1 — Кучева, 2 — Патос, 3 — Маринае); *г* — изогипсы подошвы неогена в км; *д* — выход на поверхность альпийского эвгеосинклинального комплекса



Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Австрии

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	G , м ³ /т	μ (°C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %				
								Сера	Парафины	Смола смолы-тегелыне	Асфальтены	Кокс
Венский НГБ												
Матцен, 1949	Тортон, VIII	1100	16,0	Нет данных		21,8 (20)	0,930	0,28	0,15	16,6	1,78	4,54
	Тортон XVI	1650		Нет данных		9,2 (20)	0,905	0,21	0,25	13,5	0,39	3,47
Мюльберг, 1942 Нойзидль, 1936 Адерклаа, 1960	Тортон XVI	1200	31,8	Нет данных		2,16 (20)	0,890	0,13	3,33	Нет данных		1,50
	Эопен	1400		То же		2,72 (20)	0,867	0,08	4,12	То же		1,25
	Юра	3045		Нет данных		0,6 (50)	0,861	0,72	5,66	»		1,92
» 1959 Шёнкирхен-Тиф, 1962	Триас	2852	30,2	99	Нет данных		0,765	0,10	Нет данных			
	Триас	2887	30,2	104	Нет данных		0,9 (50)	0,879	0,21	20,3	Нет данных	
Шёнкирхен-Убертиф, 1962	Триас	5500		Нет данных		4,8 (50)	0,851	Нет данных	2,0	Нет данных		
Баумгартен, 1962 Нойзидль, 1936	Триас	2750	28,4	100	Нет данных		0,766	Нет данных				
	Гельвет	1100		Нет данных			0,855	0,06	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	61,28	0,920
Адерклаа; тортон юра	33,5	0,745	22,0	0,806	16,5	0,823	27,0	Нет данных
Нойзидль; эопен	17,0	Нет данных	21,0	Нет данных	19,0	Нет данных	43,0	То же
Шёнкирхен-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

Месторождение, год открытия	Возраст продук- тивного 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 дан- ных	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
Шёнкирхен-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 дан- ных	103	81,3	0,80	0,20			0,3		12,8	0,60	4,0
Мюльберг, 1942	Плиоцен	290	2,5	Нет дан- ных	98,8	0,3			0,1			0,6	0,2	—
Матцец, 1949	Сармат	600	6,0	То же	98,9	0,1			0,1			0,3	0,6	—
Цверндорф, 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 дан- ных	»	98,8	0,6			0,2			0,2	0,2	—
Предальпийский НГБ														
Вильдендорнбах, 1960	Гельвет	765	7,9	28,5	99,42				0,12			0,02	0,44	—

Предальпийский НГБ

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: Андриатический (рис. 1.3). Количество месторождений (ориентировочно): нефтяных — 6, газовых — 6.

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

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

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

Таблица 1.4

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Албании

Месторождение, год открытия	Возраст и наименова- ние продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$p_{пл}$, МПа	μ (50° С), сПз	
Кучева, 1928	Миоцен, тортон, свита горани	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	ρ_4^{20}	Сера	Содержание в нефти, вес. %		
			Парафины	Смолы силикагеле- 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 НГБ

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

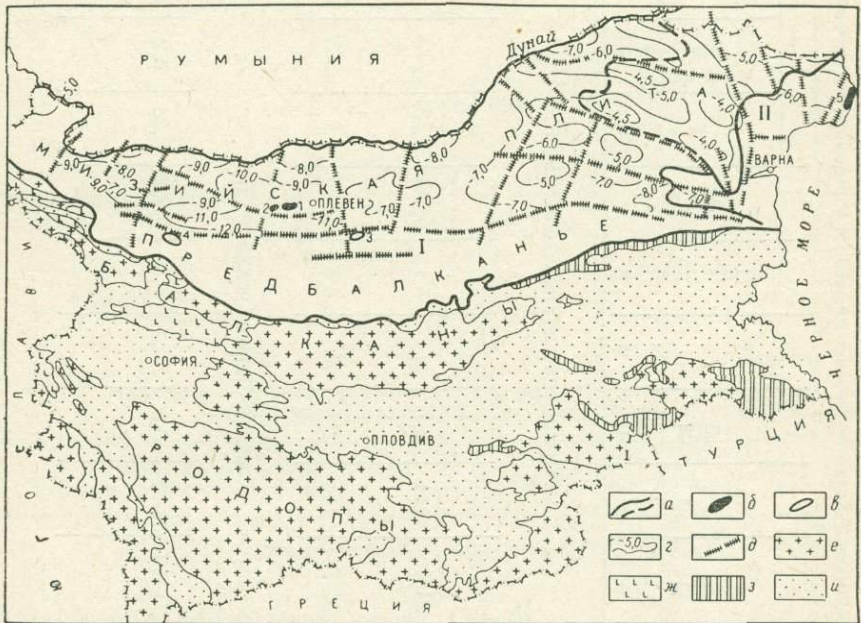


Рис. 1.4. Схема размещения месторождений нефти и газа Болгарии

а — границы НГБ, установленные и предполагаемые: *1* — Предкарпатско-Балканского, *II* — Западно-Черноморского; месторождения: *б* — нефтяные, *в* — газовые (*1* — Долни-Дыбник, *2* — Горни-Дыбник; *3* — Деветак, *4* — Чирен, *5* — Тюленово); *г* — изогипсы поверхности фундамента в км; *д* — крупные разрывные нарушения; выходы на поверхность или неглубокое залегание геосинклиналино-складчатых комплексов: *е* — байкальского и добайкальского, *ж* — герцинского, *з* — 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).

Физико-химическая характеристика нефтей и конденсатов месторождений Болгарии

Таблица 1.5

Месторождение, год открытия	Возраст продук- тивного горизонта	Глубина залега- ния, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ (20° C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти					
									Сера *	Парафины *	Смолистые вещества *	Асфальтены *	Кокс *	V **

Предкарпатско-Балканский НГБ

Долин- Дыбник, 1962, 1965	Средний триас	3120— 3450	34,0	114	2,7	20	5,1	0,814	0,10	5—8	2,5	0,25	1,2	Нет дан- ных	0,6
	Горни- Дыбник, 1967	Средний триас	3350— 3490	30,7	110	2,7	20	6,5	0,825	0,2	5—7	2,1— 3,9	1,0— 0,9	1,4	15

Западно-Черноморский НГБ

Тюлено- во, 1951	Ранний мел, валан- жин	350—400	3,5—4,0	32—38	3,8	10,7	7,89	0,938	0,28	0,2	6—10	0,5— 1	Нет дан- ных	120	120
---------------------	---------------------------------	---------	---------	-------	-----	------	------	-------	------	-----	------	-----------	-----------------	-----	-----

* Вес. %.

** 10⁻⁶ ч/млн.

Таблица 1.6

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

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

Предкарпатско-Балканский НГБ

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

Западно-Черноморский НГБ

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

* Фракция 300—550° С.

** Остаток после 550° С.

Таблица 1.7

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

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

Предкарпатско-Балканский НГБ

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

Западно-Черноморский НГБ

Тюленово; ранний мел, валанжин	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 залегаания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С	Состав газа, об. %			
						CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	
Предкарпатско-Балканский НГБ									
Долни-Дыбник, 1962, 1965	Поздний триас, карнийский ярус	С	2990—3070	30,8	100	91,08	3,62	1,21	
	Средний триас	Р	3120—3450	34,0	114	51,96	14,03	12,27	
Чирен, 1963	Триас, ранняя юра	С	1630—1965	18,3	75	90,37	2,30	0,65	
Западно-Черноморский НГБ									
Тюленово, 1951	Олигоцен	С	140—170	1,6	20	94,24			
Месторождение, год открытия	Состав газа, об. %								
	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	He	Ar
Предкарпатско-Балканский НГБ									
Долни-Дыбник, 1962, 1965	0,16	0,30	0,11	0,09	0,08	0,90	2,45	—	—
	2,93	5,23	2,07	1,66	0,89	5,20	3,76	—	—
Чирен, 1963	0,27	0,20	0,13	0,06	0,01	0,22	5,70	0,02	0,07
Западно-Черноморский НГБ									
Тюленово, 1951	0,07					0,05	5,56	Нет данных	

Примечание. В газе месторождения Деветаци — 78,9% CH₄.

Западно-Черноморский НГБ

Известно 1 мелкое газонефтяное месторождение. Залежь нефти приурочена к известнякам валанжина. 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 НГБ

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 тортон), 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).

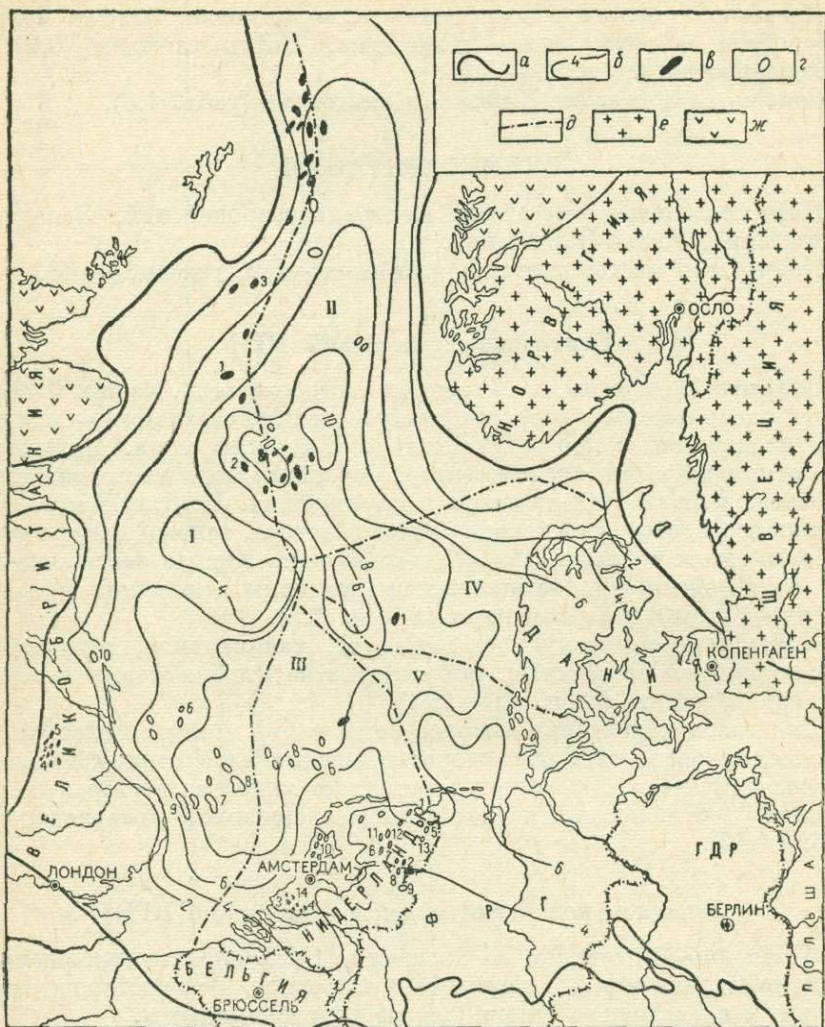


Рис. 1.5. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в акватории Северного моря и на прилегающей суше

a — границы Центральноевропейского НГБ; *б* — изогипсы фундамента в км; месторождения: *г* — нефтяные, *з* — газовые (Великобритания: 1 — Фортис, 2 — Ок, 3 — Пайпер, 4 — Ирринг, 5 — Келхем-Хилс, 6 — Вест-Соул, 7 — Леман, 8 — Индифатгейбл, 9 — Хьюитт, 10 — Локтон; Нидерланды: 1 — Гронинген, 2 — Шёнебек, 3 — Рийсвийк, 4 — Ийзельмонде, 5 — Аннервеен, 6 — Де-Вийк, 7 — Кеворден, 8 — Тьюберген, 9 — Де-Лют, 10 — Берген, 11 — Ваннепервен, 12 — Денекамп, 13 — Россум, 14 — Нордвийк; Дания: 1 — Дан; Норвегия: 1 — Экофиск); *д* — 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 нефтей месторождений Великобритании

Месторожде- ние, год открытия	Возраст и наимено- вание продуктив- ного горизонта	Глубина задействия, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ (°C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти					
									Сера *	Парафи- ны *	Асфаль- тены *	Колес *	V **	Ni **
Центральноевропейский НГБ														
Форτισ, 1970	Поздний мел, палеоцен	2113	22,4	75	Нет данных	49,4	40,7 (37,7)	0,840	0,3	8,5	Нет данных	12,5 ***	20 ***	10 ***
Ок, 1970	Поздняя пермь	2318			Нет данных		8,2 (20)	0,837	0,4		Нет данных			
Пайпер, 1973	Поздняя юра							0,847	0,92					
Икринг, 1939	Поздний карбон, свита жерновых песчаников	540— 750	7,0— 10,5	Нет данных	2,1— 2,8	Низкое	30,7 (20)	0,852	0,11	10,4	0,05	Нет данных		
Келхем-Хилс, 1941	Поздний карбон	870		Нет данных			4,5 (21)	0,890	0,54	5,8	0,40	То же		

* Вес. %.

** 10⁻⁶ ч/млн.

*** В остатке выше 525° С.

Таблица 1.10

Фракционный состав нефтей месторождений Великобритании

Месторождение	н. к.—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 НГБ														
Форτισ	9,8 *	0,687 *	15,4 **	0,765 **	14,4	0,799	21,1	0,852	—	—	—	—	—	—
Ок	9,5 *	0,687 *	10,6 **	0,754 **	16,6	0,797	19,0	0,839	—	—	—	—	—	—
Пайпер	8,36 *	0,686 *	17,6 **	0,761 **	11,88	0,811	17,88	0,852	—	—	—	—	—	—
Икринг	13	0,742	4,0	0,792	8,0	0,818	12,0	0,840	8,8	0,851	6,8	0,856	5,6	0,862
Келхем-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. к.—100° С.

** Фракция 100°—200° С. Форτισ:—остаток выше 325° С—15,8, ρ_4^{20} = 0,970; Ок: остаток выше 350° С—43,8; ρ_4^{20} = 0,921; Пайпер: оста-ток выше 375° С—38,6, ρ_4^{20} = 0,936.

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

Таблица 1.11

Месторождение	н. к. — 100° С			100—200° С			200—250° С		
	Метано- вые	Нафтенно- вые	Аромати- ческие	Метано- вые	Нафтен- новые	Аромати- ческие	Метано- вые	Нафтенно- вые	Аромати- ческие
Центральноевропейский НГБ									
Форгис	71,5	25,5	3,0	47,5	37,0	15,5	77,0	Нет данных	19,5
Пайпер	85,0	12,4	2,6	49,9	33,3	16,8			
Ок		Нет данных		50,0	37,5	12,5			

Характеристика свободных газов месторождений Великобритании

Таблица 1.12

Месторождение, год открытия	Возраст продуктив- ного горизонта	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	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + C ₇ H ₁₆	CO ₂	H ₂ S	N ₂	He
Центральноевропейский НГБ															
Вест-Соул, 1965	Ранняя пермь	2860	29,0	90	94,11	3,22	0,57	0,08	0,12	0,19	—	0,5	—	1,18	0,03
Леман, 1966	Ранняя пермь	1900	21,0	Нет данных	95,5	2,86	0,49	0,08	0,09	0,05	0,06	0,04	сл.	0,81	0,02
Хьюитт, 1966	Ранний триас	1500	18,0	То же	92,14	3,56	0,85	0,16	0,22	0,18	0,52	0,02	2,36	—	—
Индифатигейбл, 1966	Ранняя пермь	900	Нет данных	87	83,19	5,32	2,14	0,21	0,15	0,08	0,41	0,08	8,4	0,02	—
		2500			97,6			1,0				0,2	—	1,2	—

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).

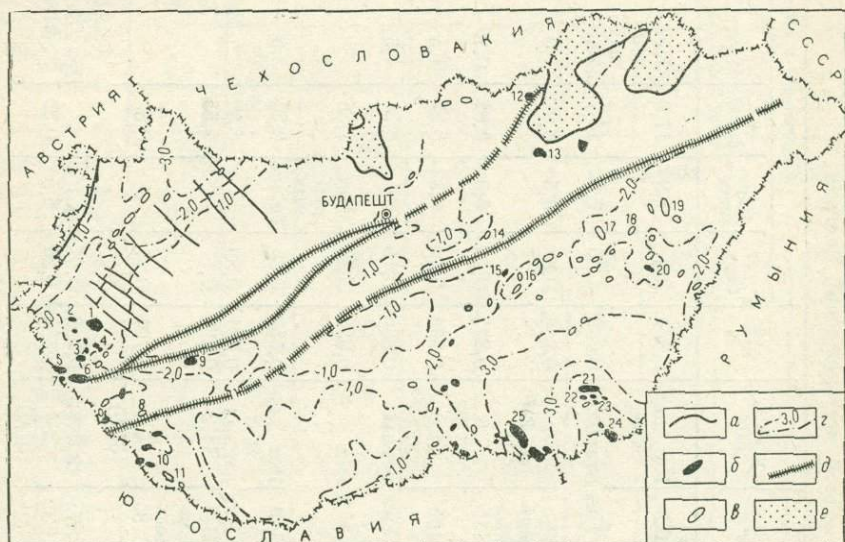


Рис. 1.6. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Венгрии

а — границы Паннонского НГБ; месторождения: б — нефтяные и газонефтяные, в — газовые (1 — Надьлендбел, 2 — Барабашсер, 3 — Хяхот-Эдерич, 4 — Хяхот, 5 — Ловаси, 6 — Будафаста, 7 — Уйфалу, 8 — Инке, 9 — Бужак, 10 — Хересень, 11 — Гёрёгек-Бабоча, 12 — Федеш, 13 — Демьен, 14 — Фармош, 15 — Сольнок, 16 — Сандасаллош, 17 — Татарулеш, 18 — Надудвар, 19 — Хайдусобосло, 20 — Бихарнадьбайом, 21 — Пустафальдвар, 22 — Пустасаллош, 23 — Тотномлош, 24 — Батонья, 25 — Альдь); г — изогипсы подошвы неогена, км; д — разрывные нарушения крупнейшие и прочие; е — выходы на поверхность или неглубокое залегание альпийских геосинклиналино-складчатых 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, индекс и наименование продуктивного горизонта	Глубина за- легания, м	$p_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	G , м ³ /т	μ (°C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти					
								Сера *	Пара- фины *	Ас- фаль- тены *	Ковс *	V **	Ni **
Надьлендьел, 1951	Триас, V—VI	2127—2290	22,5	117	0,3	Нет дан- ных	0,961	2,8	1,8	17,3	Нет дан- ных	181	47
Барабашег, 1954	Поздний мел	2190—2380	21,2	134	Нет данных	0,932	1,33	7,0	14,7	15,5	167	45	
Хахот, 1941	Тортон; мел; триас	1400—1500	14,5— 15,5	74—79	Нет дан- ных	79 (37,8)°	0,868	0,8	6,5	3,0	4,0	Нет данных	
Ловаси, 1940	Ранний паннон	1050—1900	9,5—20,4	60— 103	115	7,6 (37,8)°	0,822	0,05	6,0	0,02	0,15	0,031	1,8
Будафапуста, 1937	Ранний паннон	1050—1500	9,9—13,6	62—77	105	21,8 (37,8)	0,833	0,15	6,5	0,20	1,5	0,16	3,7
Уйфалу, 1941, 1950	Ранний паннон	1470—1500	15,3	75	Нет данных	0,886	0,15	30	0,3	4,5	0,12	10	
Бужак, 1954	Тортон	610—650	6,6	35	То же	0,955	1,9	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	0,25	То же	0,24	2,9	Нет данных	
Сольнок, 1954	Триас	2000	22,0	105	Нет данных	0,891	0,59	»	4,3		Нет данных		
Бихарнадь- байом, 1947	Тортон	1090	11,5	58	Нет дан- ных	11,2 (50)	0,820	0,11	»	1,55	То же		
Баттонья, 1959	Ранний паннон	1028—1030	9,1	63	3235	14,6 (37,8)	0,797	0,17	»	0,3		»	
Альдье, 1965	Поздний пан- нон; серэг альдье	1760—1763 1855—1859	18,7 19,5	93 97	87 73	13,9(30) 42,4 (37,8)	0,798 0,839	0,07 0,24	4,1 6,5	0,23	Нет данных Нет данных		

* Вес, %.

** 10^{-6} ч/млн.

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. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	ρ_{4}^{20}	Выход, об. %	Выход, об. %	
Надьлендбел; поздний мел, I—IV	3,40		Нет данных	11,83		Нет данных			84,77 *	
Барабашеег; 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	
Будафапуста; 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, серег	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

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

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	н. к.—200° С			н. к.—400° С		
	Метановые	Нафтеновые	Ароматические	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
Надьлендбел; 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
Будафапуста; ранний паннон	55	28	17	63	24	13
Уйфалу; ранний паннон	63	25	12		Нет данных	
Бужак; торгон	48	49	3		То же	

Характеристика

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	ρ _{пл.} , МПа	t _{пл.} , °С
Хахот-Эдерич, 1942	Ранний паннон	C	1200—1430	Нет данных	
Ловаси, 1940	Ранний паннон	ГШ	1020—1500	9,5—16,0	60—85
Инке, 1937	Ранний паннон	C	1365	14,0	67
Хереснье, 1958	Паннон	ГШ	1404—1565	14,5—16,0	70—78
Гёргретег-Бабо-ча, 1960	Поздний паннон	C	1605—1612	18,5	100
Федемеш, 1961	Олигоцен	C	600	6,0	30
Фармош, 1962	Паннон	C	1202—1350	12,5—14,0	60—67
Сандасаллош, 1957	Ранний паннон	C	1470—1630	16,0—17,0	75—80
Татарулец, 1957	Ранний паннон	C	1200—1400	12,0—14,0	66—77
Надудвар, 1953	Паннон	C	1000	10,0	55
Хайдусобосло, 1958	Ранний паннон	C	1183—1246	12,5	66
Пустафёльдвар, 1959	Ранний паннон: пуста-I	C	900—1250	10,0	60—83
	бекеш-IV	ГШ	1685—1800	17,0—18,0	113—120
Пустасаллош, 1962	Паннон	ГШ	1630—1730	16,5—17,5	80—85
Тоткомлош, 1942	Ранний паннон	C	1000	11,0	50
Батонья, 1959	Ранний паннон	C	800—911	10,0	42—48
Алды, 1965	Поздний паннон, чонгрэдэсак серэг	C	1779—1728	18,7	93
		ГШ	1847—1850	19,5	95

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

Месторождение Райнкекхаген 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%.

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

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	0,49		—	—	—	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	1,26	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 ротлигендеса месторождения Зальцведель-Пеккензен.

Тюрингский НГБ

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

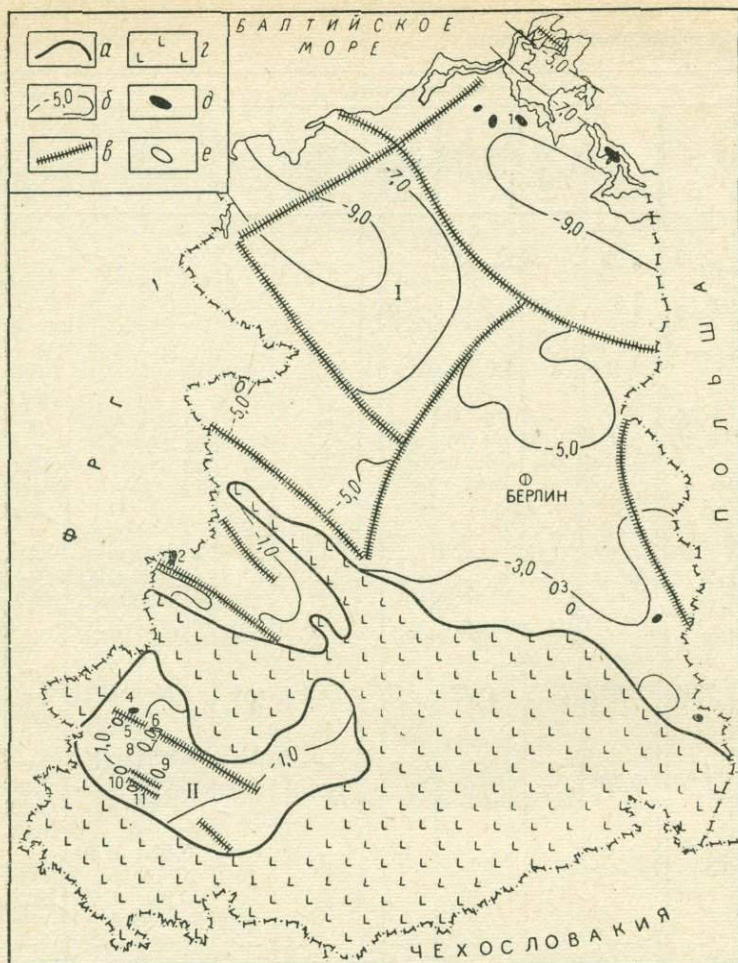


Рис. 1.7. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений ГДР

а — границы нефтегазоносных бассейнов: I — Центральноевропейского, II — Тюрингского; б — изогипсы фундамента в км; в — разрывные нарушения; г — область выхода на поверхность или неглубокого залегания варисийского складчатого основания; месторождения: д — нефтяные и газонефтяные, е — газовые (1 — Райнкенхаген, 2 — Фальштейн, 3 — Штаак-ков, 4 — Фолькенрода, 5 — Мюльхаузен, 6 — Альменхаузен, 7 — Кирххайлинген, 8 — Лангензальца, 9 — Фанер-Хое, 10 — Беринген, 11 — Крамберг)

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

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

Фракционный состав ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.}-100}{12,0}$; $\frac{100-200}{23,0}$; $\frac{200-300}{23,0}$; $\frac{300}{42}$.

В нефтях месторождений Кирххайлинген и Лангензальца 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 и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл.} МПа	t _{пл.} °C	Состав в нефти, 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	CO ₂	N ₂	He	Ar
Центральноевропейский НГБ															
Райнкенхаген, 1961	Поздняя пермь, главный доломит серии штассфурт	2299	39,5	72—76	45			16				Нет данных	25	Нет данных	
Фальштейн, 1935	Поздняя пермь, главный доломит	1520—1550	Нет данных		33		3					То же	62	То же	
Штааков *	Поздняя пермь, главный доломит	Нет данных			59,7		16,2			—	—	0,1	24	—	—
Тюрингский НГБ															
Фолькенрода, 1930	Поздняя пермь, главный доломит	635—655	10,0—11,0	34	54,5	12,4	9,0	3,7		2,2	0,1	0,1	18	—	—
Мюльхаузен, 1932	Поздняя пермь, главный доломит	650	Нет данных		48,40	3,40	0,75	0,20	0,30	—	—	1,60	45,10	0,10—0,16	0,02
Альменхаузен—Кирххайлиген *	Поздняя пермь, главный доломит	600	То же		59,7	10,0	5,2	0,7	0,3	—	—	—	24,0	0,1	—
Лангензальца, 1935	Равный триас	Нет данных	»		33,0	—	—	—	—	—	—	—	67,0	—	—
	Поздняя пермь, главный доломит	780	»		50,20	12,30	6,50	1,90	1,00	0,85	—	—	27,20	0,05	—
Фанер-Хое *	Поздняя пермь, главный доломит	Нет данных			40,1	1,0			Нет данных				25,0	Нет данных	
Беринген *	Поздняя пермь, главный доломит	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).

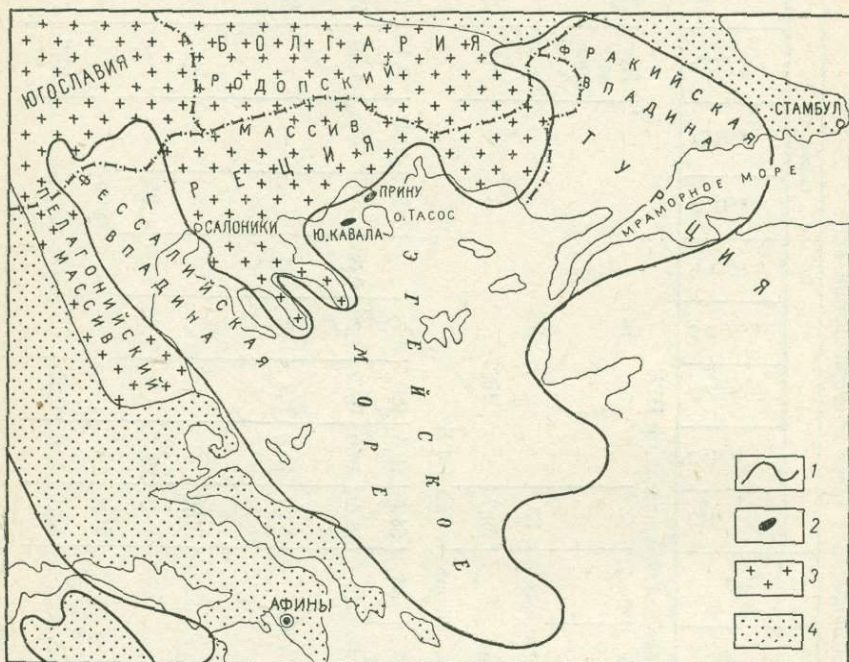


Рис. 1.8. Схема размещения нефтяных месторождений Греции

1 — границы Северо-Эгейского НГБ; 2 — нефтяные и нефтегазовые месторождения; 3 — выходы метаморфических пород Родопского и Пелагонийского массивов; 4 — альпийские складчатые сооружения Динарид и Балкан

Месторождение Южная Кавала содержит четыре продуктивных горизонта в песчаниках среднего миоцена. Три верхних горизонта газоносны, 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 карбонатным доломитам верхней юры — нижнего мела, залегающим на глубине 1350—1400 м (рис. 1.9). Плотность нефти 0,830—0,934.

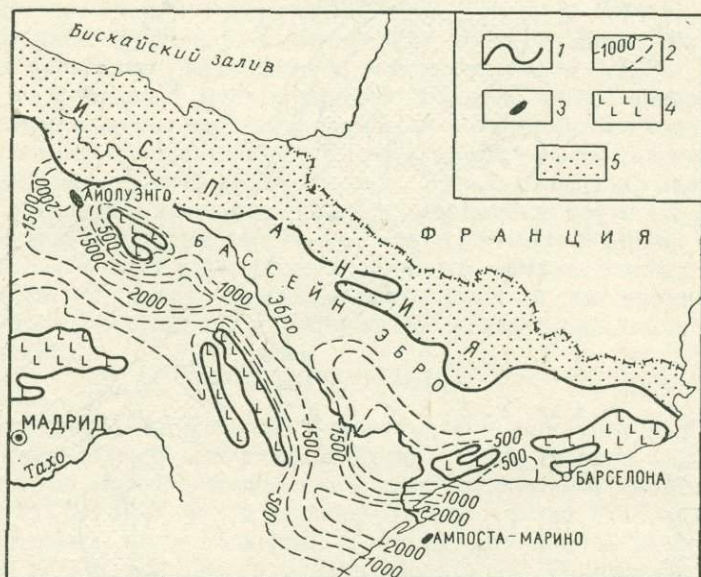


Рис. 1.9. Схема расположения нефтяных месторождений Испании

1 — границы нефтегазоносного бассейна Эбро; 2 — изогипсы складчатого основания в м; 3 — нефтяные месторождения; 4 — выходы герцинских 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.

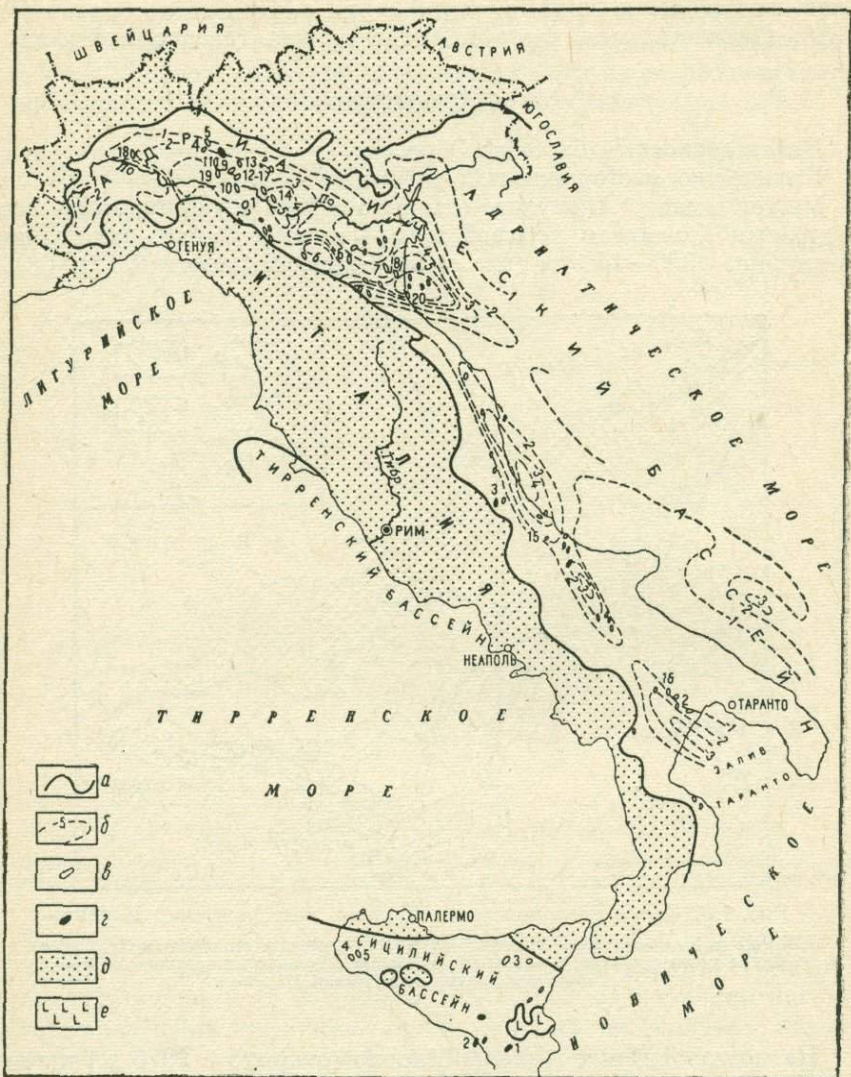


Рис. 1.10. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Италии

а — границы нефтегазовых бассейнов; б — изогипсы донегенового основания; в — нефтяные, г — газовые (Сицилийский НГБ: 1 — Джела, 2 — Рагуза, 3 — Гальяно, 4 — Маццаро, 5 — Липпоне; Адриатический НГБ: 1 — Кортемаджоре, 2 — Пистиччи, 3 — Валлекупа, 4 — Пандино, 5 — Корреджо, 6 — Минербио, 7 — Альфонсине, 8 — Равенна, 9 — Кавьяга, 10 — Бордолано, 11 — Корнелиано, 12 — Сорезина, 13 — Рипальта, 14 — Пьядена, 15 — Купелло-Сан-Сальво, 16 — Гроттоле-Феррандина, 17 — Баньо-Мелла, 18 — Десана, 19 — Малосса, 20 — Равенна-Маре); д — альпийские складчатые сооружения; е — выходы герцинских складчатых сооружений

Сицилийский НГБ

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 НГБ

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 нижнемиоценовых 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 Слотхерен (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

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$\rho_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	G , м ³ /т	μ (°C) сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти						
								Сера *	Парафина *	Смолянистые вещества *	Асфальтены *	Кокс *	V **	Ni **
Сицилийский НГБ														
Джела, 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					
Валлекупа, 1955	Ранний миоцен	600	Нет данных				0,934	4,50	То же					

* Вес. %.

** 10^{-6} г/млн.

Таблица 1.19

Фракционный состав нефтей месторождений Италии

Месторождение	н. к.—200° C		200—250° C		250—300° C		300—400° C		400—425° C		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												
Джела	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° C.

Характеристика газов месторождений Италии

Месторождение, год открытия	Возраст продуктив- ного горизонта	Условия нахождения	Глубина за- легания, 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	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
Джела, 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	1,26
Маццаро, 1958	Плиоцен	С	1400	Нет данных		99,15	0,12	0,03	—	—	—	—	—	0,02	0,68
Лиppone, 1956	Миоцен	С	2500	То же		99,1		0,15						0,01	Нет дан- ных
Адриатический НГБ															
Корреджо, 1952	Плиоцен	С	1125	»		99,57	0,07	Сле- ды	—	—	—	—	—	0,03	0,33
Минербио, 1953	Плиоцен	С	1254	»		99,62	0,09	0,01	—	—	—	—	—	0,02	0,26
Альфонсине, 1953	Плиоцен	С	1460	»		99,47	0,05	0,03	0,01	Сле- ды	—	—	—	0,02	0,42
Кортенаджоре, 1949	Плиоцен	С	1500	17,9	46	91,69	4,97	1,34	0,94	—	—	0,56	—	—	0,50
Равенна, 1956	Плиоцен	С	1840	21,8	39	99,53	0,05	0,01	0,004	—	—	0,003	—	—	0,40
Кавьяга, 1957	Плиоцен	С	1400	Нет дан- ных	51	97,18	1,44	0,56	0,15	—	—	0,07	—	—	0,60
Бордолано, 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	—	—	—	—	—	—	—	1,2
Пьядена, 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
Баньоло-Мелла, 1955	Плиоцен	С	1212	13,53	38	98,51	0,22	0,19	0,60	—	0,10	—	—	—	0,38
Десапа, 1952	Плиоцен	С	2430	26,93	76,4	97,31	0,96	0,61	0,11	—	0,11	—	—	—	0,90
Надино, 1954	Плиоцен	С	1900	21,11	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 продуктив- ного горизонта	Глубина задела- ния, м	$R_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	μ (37,8 °C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти				
							Сера *	Парафи- ны *	Конс *	V **	Ni **
Ийзельмонде, 1956	Баррем	930	9,0	37	21	0,942	0,53	Нет дан- ных	2,8	7	12
Рийсвийк, 1953	Неоком	1400	13,8	61	Нет дан- ных	0,861	0,20		Нет данных		
Шёнебек, 1943	Валажип	650—880	7,4	35	2,6	0,910	0,96	6,0	3,0	11	16

* Вес. %.
** 10^{-6} ч/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}
Ийзельмонде	—	—	2,9	0,789	16,4	0,869	11,7	0,905	8,8	0,922	59,4	0,974
Рийсвийк	3,0	Нет дан- ных	9,0	0,749	17,75	0,828	6,95	0,835	8,62	0,851	54,0	Нет дан- ных
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

Характеристика свободных газов месторождений Нидерландов

Месторождение, год открытия	Возраст про- дуктивного го- ризонта	Глубина заде- гания, м	p _{пл.} МПа	t _{пл.} °C	ρ _г 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 + +высшие	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S	Ar
Гронинген, 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	
Апверveen, 1964	Ранняя пермь	2420	Нет данных	81	0,610	90,6		4,8			0,4	4,2		Нет данных		
Де-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	Позд- няя пермь	2700	То же	110	0,610	91,5			0,5		3,0	3,5		»		
Тюберген, 1949	Позд- няя пермь	1400	19,2	70	0,630	88,0			0,4		3,0	8,6	—	—	—	
Де-Лют, 1951	Позд- няя 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
Вансепервен, 1953	Ранний мел	1400	Нет данных	76	0,620	88,9			4,45		0,15	6,5	—	—	—	
Девекамп, 1954	Позд- няя пермь	1850	То же	Нет данных	0,620	88,0			1,6		2,6	7,8	—	—	—	
Россум, 1952	Позд- няя пермь	Нет данных			0,620	91,9			4,2		0,8	3,1	—	—	—	

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

Месторождение	н. к.—200 °С			200—335 °С		
	Метано- вые	Нафтенно- вые	Аромати- ческие	Метано- вые	Нафтенно- вые	Аромати- ческие
Ийзельмонде	8,0	86,0	6,0	15,0	58,0	27,0
Шёнебек	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 ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{С; сера, вес. \%}}{\text{выход, об. \% ; плотность}}$) : $\frac{15-95; 0,0002}{8,5; 0,685}$;
 $\frac{95-150; 0,0005}{10,7; 0,757}$; $\frac{150-200; 0,0056}{9,7; 0,788}$; $\frac{200-250; 0,05}{12,2; 0,825}$; $\frac{250-350; 0,10}{15,2; 0,854}$;
остаток выше 350° С; 0,32
42,4; 0,926

Групповой углеводородный состав фракций:

($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{С}}{\text{метановые; нафтенные; ароматические, \% на фракцию}}$) : $\frac{15-200}{54,7; 31,1; 14,2}$;
 $\frac{95-150}{45,5; 36,5; 18,0}$; $\frac{150-200}{43,4; 36,1; 20,5}$; $\frac{200-250}{\text{нет данных; нет данных; 17,7}}$;
 $\frac{200-350}{\text{нет данных; нет данных; 18,7}}$; $\frac{250-350}{\text{нет данных; нет данных; 18,7}}$

На газонефтяном месторождении Фригг (открыто в 1971 г.) продуктивны песчаники эоцена на глубине 2000 м. Плотность нефти 0,916. В газе содержится об. %: СН₄—96; С₂Н₆—3,6. Отмечены следы сероводорода.

Нефть месторождения Статфьорд (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.

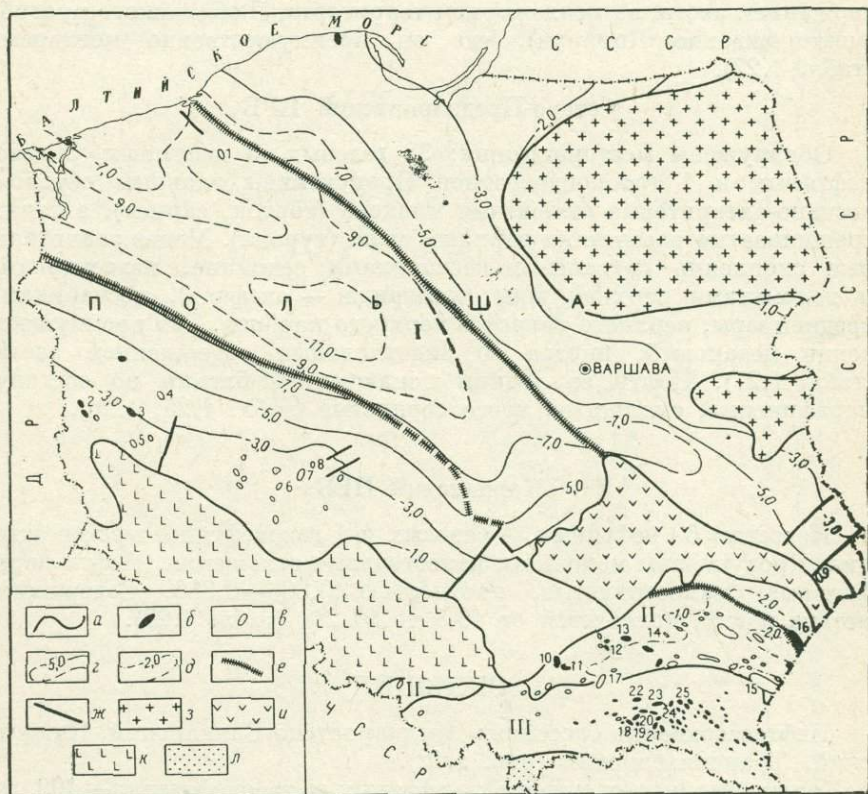


Рис. 1.11. Схема размещения месторождений нефти и газа Польши

a — границы НГБ: *I* — Центральноевропейского, *II* — Северо-Предкарпатского, *III* — Карпатского; месторождения: *б* — нефтяные и газонефтяные, *в* — газовые (1 — Вежхово, 2 — Рыбаки, 3 — Поморско, 4 — Бабимост, 5 — Отынь, 6 — Вешховице, 7 — Удехув, 8 — Тархалы, 9 — Комарув, 10 — Плавовице, 11 — Гробля, 12 — Домброва-Тарновска, 13 — Партыня, 14 — Войслав (Мелец), 15 — Шшемысль-Яксманице, 16 — Любачув, 17 — Тарнув, 18 — Сяры, 19 — Фельнерувка, 20 — Ганка, 21 — Фолюш, 22 — Ветшно, 23 — Ростоки, 24 — Порока, 25 — Венглювка); *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, *к* — герцинского, *л* — альпийского эвгеосинклинального

Центральноевропейский НГБ

Открыто 9 нефтяных, 29 газовых, 2 газонефтяных и 2 газоконденсатных месторождения. Основной продуктивной толщей (исключительно газоносной) являются нижнепермские терригенные отложения. Продуктивны, кроме того, карбонатные образования серий верра 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 НГБ

Обнаружены месторождения: 38 газовых, 3 нефтяных, 3 газонефтяных и 1 газоконденсатное. Продуктивны, главным образом, песчано-алевритовые отложения миоцена (торгон, 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 НГБ

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 НГБ

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

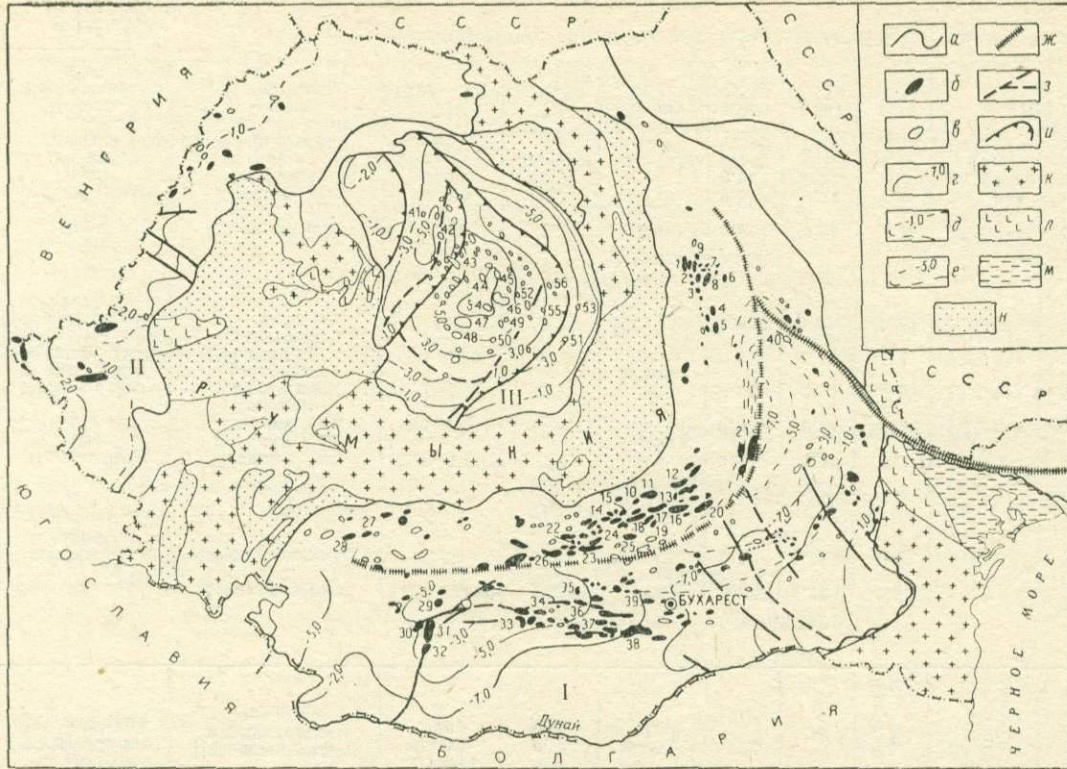


Рис. 1.12. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Румынии

а — границы НГВ: I — Предкарпатско-Балканского, II — Паннонского, III — Трансильванского; месторождения: б — нефтяные и газонефтяные, в — газовые (1 — Джемэна, 2 — Земеш, 3 — Мойнешти-Фоалэ-Тазлау, 4 — Дофтяна, 5 — Сланик, 6 — Тецкани, 7 — Станешти-Солонц, 8 — Мойнешти-Мэгура, 9 — Тазлау-Мара, 10 — Колибан, 11 — Бунтешари, 12 — Копачени, 13 — Кымпина-Драгэниса, 14 — Аниноса, 15 — Окюрь-Горгота, 16 — Болдешти, 17 — Байной-Цинтя, 18 — Морени-Гура-Окница, 19 — Аричешти, 20 — Урлац-Чептура, 21 — Берка-Арбанаш, 22 — Глымбочел, 23 — Кобия, 24 — Шуца-Сика, 25 — Букшяни, 26 — Мошойи, 27 — Цилдени, 28 — Былтени, 29 — Янку-Жиану, 30 — Сымник, 31 — Герчешти, 32 — Кырча-Малу-Маре, 33 — Чурешти, 34 — Бырла, 35 — Картожани, 36 — Главачек, 37 — Хырлешти, 38 — Виделе, 39 — Корби-Мари, 40 — Хурешти, 41 — Пунии, 42 — Сармашел, 43 — Шинкай, 44 — Эрней, 45 — Корунка, 46 — Филительник, 47 — Делени, 48 — База, 49 — Нацеш, 50 — Ноул-Сэесек, 51 — Бейа, 52 — Сынгергоул-Падуре, 53 — Вентид, 54 — Ласлау, 55 — Тарчешти, 56 — Кушмед); г — изогипсы поверхности в км;

д — изогипсы подошвы неогена в км; е — изогипсы подошвы плиоцена в км; разрывные нарушения: ж — крупнейшие, з — прочие; и — надвиги; области выходов на поверхность или неглубокого залегания складчатых комплексов: к — байкальского и добайкальского, л — герцинского, м — мезозойского, н — альпийского

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Польши

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залега- ния, м	$\rho_{пл}$, МПа	μ (°С), сПз	ρ_{4}^{20}	Содержание в нефти					
						Сера *	Твердые парафи- ны *	Смолы силикато- левые *	Асфаль- тены *	Кокс *	V **
Центральноевропейский НГБ											
Рыбаки, 1961	Поздняя пермь, Z-2	1860—1880	18,2	Нет данных	0,857	1,224	3,53	34	17,14	3,38	Нет данных
Поморско, 1968	Поздняя пермь, Z-2	1500	15,0	58,8 (20)	0,855	1,049	4,16	16,0	11,0	2,24	То же
Северо-Предкарпатский НГБ											
Плавовице, 1964	Поздний мел, поздняя юра	320—780	7,8	Нет данных	0,857	0,85	3,3	0,66	1,06		Нет данных
Гробля, 1962	Поздний мел, сеноман	320—800	3,2—8,0	21,0 (20)	0,804	0,66	3,3	15,8 ***	0,4 ***	0,81	Нет данных
Домброва-Тар- новска, 1958	Поздняя юра, кимеридж	500—550	5,5	Нет данных	0,848	1,44	7,8	13,7 ***	1,0 ***		Нет данных
Партыня, 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	16,7	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
Фельнерувка	Поздний мел	1000	10,0	То же	0,863	0,26	0,8	22,3 ***	0,7 ***		Нет данных
Ганка	Олигоцен	600	6,5	»	0,861	0,23	6,2	18,9 ***	0,2 ***		То же
Фолюш	Эоцен	250—600	2,5—6,0	46,9 (20)	0,837	0,36	4,45	15,0	0,5	1,3	0,88 13,3
Ветшно	Эоцен	400	4,0	Нет данных	0,849	0,18	5,3	16,2 ***	2,2 ***		Нет данных
Потока	Эоцен	700	7,0	То же	0,815	0,187	0,36		Нет данных		0,37 4,9
Венглювка, 1888	Ранний мел	1090—1110	10,5	37,1 (20)	0,849	0,173	0,3	1,2	1,3	1,73	3,7 Нет данных

* Вес, %.

** 10^{-6} ч/млн.

*** Содержание во фракциях до 330° С.

Фракционный состав нефтей месторождений Польши

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	н. к. — 200° С		200—300° С		300—550° С		Остаток
	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	Выход, об. %
Центральноевропейский НГБ							
Рыбаки; 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	2,6
Домброва-Тарповска; поздняя юра, кимеридж	23,0	0,773	29,5	0,827	42,4	0,903	5,1
Паргыня; 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
Фельнерувка; поздний мел	35,0	0,765	22,0	0,848	41,1	0,944	1,9
Гаяка; 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 газов

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С
Центральноевро					
Вежхово, 1965	Карбон — ранняя пермь	С	3054	33,0	Нет данных
Бабимост, 1972	Поздняя пермь Z-2	ГШ	2370—2380	27,8	72
Отынь, 1963	Поздняя пермь, Z-2	С	1140	13,4	Нет данных
Вешховице, 1968—1971	Поздняя пермь, Z-1—ранняя	С	1480—1720	16,7	47
Удехув, 1964	Ранняя пермь, I	С	1430	16,0	Нет данных
Тархалы, 1964	Ранняя — поздняя пермь	С	1405—1681	19,8	45—51
Комарув, 1967	Средний девон	С	2300—2466	24,1—24,7	60
Северо-Предкар					
Пшемьсль-Яксманце 1959—1961	Ранний сармат	С	600—1950	7,8—18,5	Нет данных
Любачув, 1956	Ранний сармат — поздний тортон	С	1006,5—1007,5	9,8	26—36
Тарнув	Юра, триас	С	1000	10,0	Нет данных
Карпатс					
Розток, 1931	Олигоцен — эоцен	С	400—1300	4,0—13,0	Нет данных
Страхоцина, 1901, 1951	Поздний мел, сеноман	С	800—1100	8,0—11,0	То же

неогена (гельвета, сармата, мэотиса, 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-асфальтеновых компонентов (табл. 1.28—1.31).

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

Газ преимущественно метановый (табл. 1.32).

месторождений Польши

	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	He	Ar
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—95,2	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	—	—	—	—
клий 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	—	—

Паннонский 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), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %				
							Сера	Парафины	Смолистые вещества	Асфальтены	Кокс
Предкарпатско-Балканский НГБ											
Джамэна	Олигоцен	930	7,7	25	Нет данных	0,820	0,12	3,7	7,2	0,1	Нет данных
Земеш, 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, K ₁ —K _{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	»
Слэник 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	»
Станешти-Солонц, 1896 Мойнешти-Мэгура Колибаш, 1835 Буштенари	Сармат, III	1220—1298	12,5	69	»	0,846	То же	3,5	8,3	1,4	»
	Олигоцен	2000	21,0	50	»	0,833	0,20	13,0	5,0	0,3	»
	Сармат	762	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
Кымпина-Дрэгэняса, 1857	Мэотис	1000	10,0	40	44,2 (30)	0,850	0,23	10,3	9,0	—	1,55
Алиноса	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
Окюрь-Горгота, 1914	Дакий	700—1000	7,0—11,0	30—40	То же	0,911	0,25	1,5	8,5	0,12	То же
	Мэотис	1400	15,0	60	»	0,860	0,13	10,0	5,8	0,05	»
Болдешти, 1928	Сармат, III	2087—2140	23,0	80	56,4 (37,8)	0,835	0,27	10,0	6,5	Нет данных	0,341
Байкой-Цинтя, 1862, 1899, 1924	Дакий, 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	Дакий, 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
Аричешти, 1932 Урлац-Чептура, 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
Глымбочел, 1951	Мэотис	1300	13,5	35	Нет данных	0,903	0,22	1,9	11,0	—	3,7
Кобня, 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
Букшани, 1934	Дакий	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	$p_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	μ (°C), сПа	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %				
							Сера	Парафин	Смолистые вещества	Асфальтены	Кокс
Мошойя	Мэотис	1200	12,0	40	Нет данных	0,914	0,30	0,5	—	—	5,45
Циклени, 1910, 1953	Сармат, VIII ₂ Гельвет, переходный, I, II	1400	14,0	42	То же	0,863	0,23	0,6	10	7,6	2,6
		1500—2500	15,0—25,0	45—75	»	0,826—0,838	0,18—0,21	7,2—8,0	7,9	0,20—0,30	Нет данных
Былтени, 1949—1951	Мэотис	1100—2400	11,0—24,5	45—110	27,7 (30)	0,833	0,15	4,0	12,0	—	1,61
	Гельвет, III	1700—1800	17,5	70	Нет данных	0,856	0,19	7,8	5,3	0,5	Нет данных
Янку-Жиану, 1957	Средняя юра	2294—3394	21,8—22,7	105	То же	0,820	0,14	8,3	4,9	0,1	То же
Сымник	Средняя юра	1736—1754	18,0	60	»	0,820	0,14	6,7	6,0	0,1	»
Герчешти	Средняя юра	1780—1806	20,0	60	»	0,814	0,13	6,7	5,8	0,1	»
Кырча-Малу Марэ	Средняя юра	1575—1592	15,8	68—82	»	0,810	Нет данных				
Чурешти, 1959	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				
Картожани	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	То же

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. %	β_4^{20}	Выход, об. %	ρ_4^{20}	Выход, об. %	ρ_4^{20}	Выход, об. %	ρ_4^{20}	
Предкарпатско-Балканский бассейн												
Джамэна; олигоцен	—	45,8	0,814	21,8	0,852	13,6	0,897	11,0	0,882	7,8		
Слэник; олигоцен	—	19,4	0,819	19,4	0,836	26,2	0,842	22,1	0,864	12,8		
Колибаш; сармат	—	19,0	0,819	33,0	0,853	16,0	0,883	11,0	0,912	21,0		
Кобия; 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		
Циклени; сармат, VIII ₂ гельвет, I	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		
Былтени; мэотис гельвет, III	5,0	21,5	Нет данных	12,5	Нет данных	11,0	Нет данных	—	—	50,0		
	4,0	17,0	0,820	22,0	0,839	14,0	0,836	17,0	0,864	26,0		
Янку-Жиану; средняя юра	—	28,0	0,800	32,0	0,824	17,0	0,847	18,0	0,860	5,0		
Сымник; средняя юра	—	35,0	0,801	27,0	0,827	14,0	0,845	16,0	0,861	8,0		
Герчешти; 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. к. — 200° С			Суммарный дистиллат		
	Метановые	Нафтеновые	Ароматические	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
Джамэна; олигоцен	54	25	21	60	20	20
Мойнешти-Фоалетазлэу; олигоцен	Нет данных			56	24	20
Слэник; олигоцен	53	27	20	60	21	19
Станешти-Солонц; олигоцен	50	31	19	59	22	19
Мойнешти-Мэгура; олигоцен	50	29	21	Нет данных		
Колибаш; сармат	42	41	17	54	34	12
Кымпина-Дрэгэняса; мэотис	52	30	18	65	24	11
Аниноса; мэотис	Нет данных			65	24	11
Окюрь-Горгота; дакий мэотис	23 *	65 *	12 *	53	33	14
Байкой-Цинтя; дакий мэотис	45 *	34 *	21 *	62	25	13
Морени-Гура-Окница; левантий мэотис, I, III	33 *	43 *	24 *	49	29	22
Берка-Арбанаш; мэотис	27 *	47 *	26 *	48	35	17
	47	42	11	69	21	10
	45	29	26	64	22	14
Глымбочел; мэотис	Нет данных			50	34	16
Кобия; мэотис	55	34	11	68	25	7
Шуца-Сяка; мэотис	Нет данных			69	21	10
Мошойя; мэотис	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
Былтени; гельвет, III	50	30	20	58	33	9
Янку-Жиану; средняя юра	64	18	18	66	21	13
Сымник; средняя юра	74	18	8	69	18	13
Герчешти; средняя юра	69	20	11	67	24	9
Картожани; сармат	12	82	6	47	39	14
Главачек; мел	25 *	19 *	56 *	Нет данных		
Хырлешти; мел	—	90 *	10 *	То же		
Виделе; сармат	22	68	10	47	35	18

* Фракция 150—200° С.

Фракционный состав нефтей месторождений Румынии (об. %)

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	н. к. — 100°С	100—200°С	200—300°С	300—350°С	Остаток
Предкарпатско-Балканский НГБ					
Станешти-Солонц; олигоцен		34,0	24,0	—	42,0
Мойнешти-Мэгура; олигоцен		32,0	22,0	—	46,0
Бупшенари; мэотис, гелъвет, оли- гоцен	7,0	33,0	20,0	9,0	31,0
Кымпина-Дрэгэняса; мэотис	9,0	22,0	23,0	41,0	35,0
Байкой-Цинтя; дакий	1,0	21,5	24,5	15,0	38,0
Морени-Гура-Окница; 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-Арбаваш; мэотис	2,5	18,0	30,5	16,0	33,0
Глымбочел; мэотис	2,0	17,5	23,0	27,5	30,0
Кобия; мэотис	8,0	20,0	21,5	13,0	37,5
Шуца-Сяка; сармат, I		27,0	25,3	—	47,7
Букшани; 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 песчаникам (нередко глинистым и мергелистым) тортона, буглова, сармата и мэотиса. Месторождения обычно многопластовые (до 22 горизонтов). Газ характеризуется высоким содержанием метана (табл. 1.32).

ФРАНЦИЯ

Нефтегазозосные 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

месторождений Румынии

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залега- ния, 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	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	He	Ar				
Предкарпатско-						Балканский НГБ															
Тазлэу-Марэ	Олигоцен	С	550	5,5	17	93,26	3,81	1,76	0,29	0,59	0,29	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Аричешти, 1924	Дакий	С	416	3,5	16	95,4	0,3	—	—	Нет	данных	—	—	—	—	—	—	1,2	—	—	—
Байкой-Цинтя	Мэотис	ГШ	2000	20,0	78	83,34	5,40	3,80	0,24	0,40	0,20	—	—	—	—	—	—	3,85	—	—	—
Морени-Гура-Окица	Мэотис	ГШ	1500	15,0	55	41,39	5,61	5,49	2,41	3,28	3,09	—	—	—	—	—	—	7,76	—	—	—
Хурешти	Сармат, IV—VI	С	1533—1989	15,0— 20,0	63—85	98,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Паннон						ский НГБ *															
A	Паннон	С	395,2—514,2	4,0—5,2	30	76,53	0,06	0,01	—	0,01	—	—	—	—	—	—	—	14,50	8,80	—	0,09
B	Миоцен	С	586—600	6,0	35	94,90	0,95	0,23	0,08	0,06	—	—	—	—	—	—	—	1,60	1,18	0,01	—
C	Палеоген	С	1763—1785	18,0	80	92,20	2,73	1,80	0,88	0,45	—	—	—	—	—	—	—	—	1,50	0,01	0,08
D	Паннон	С	922—930	9,5	53	63,50	0,68	0,20	0,17	0,16	0,04	0,02	0,01	33,40	1,70	0,02	—	—	—	—	—
F	Кора выветри- вания фунда- мента	ГШ	1583—1598	16,0	80	93,50	3,30	1,00	0,37	0,46	0,09	0,06	0,01	—	0,44	0,01	—	—	—	—	—
G	Паннон	С	1378—1398	14,0	75	99,60	0,24	0,05	0,06	0,03	0,02	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
I	Кора выветри- вания фунда- мента	ГШ	2846—2858	28,5	140	81,40	8,80	2,80	1,30	1,70	0,60	0,42	0,22	2,00	0,20	0,01	0,01	—	—	—	—
J	Паннон	С	1718—1737	17,3	100	1,92	0,02	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—	—	97,90	0,03	—	—
L	Миоцен	ГШ	2371,4—2404,5	24,0	120	69,85	7,35	3,20	2,50	3,70	0,90	0,70	0,18	11,60	1,00	0,02	—	—	—	—	—
M	Паннон	ГШ	1860—1870	18,7	90	72,03	3,50	2,70	3,51	5,95	1,18	0,56	0,02	9,60	0,95	—	—	—	—	—	—
N	Палеоген	ГШ	2872—2883	29,0	150	77,60	12,20	4,50	2,20	2,30	0,12	0,09	0,31	0,15	0,21	—	—	—	—	—	—
O	Паннон	ГШ	1970—1991	20,0	110	65,07	10,40	7,50	2,00	3,10	0,90	0,70	0,27	—	10,00	0,03	0,03	—	—	—	—
R	Паннон	С	2042—2050	21,0	110	0,63	0,06	0,04	0,01	0,02	—	—	—	99,21	0,01	—	—	—	—	—	—
S	Мел	ГШ	2782—2821	28,5	140	9,60	0,54	0,28	0,01	0,02	—	—	—	87,90	1,30	—	—	—	—	—	—
T	Мел	ГШ	2934—2945	29,5	155	80,90	11,20	3,90	1,03	1,32	0,15	0,09	0,02	1,30	0,04	—	—	—	—	—	—
V	Палеоген	ГШ	1530—1536	15,5	130	95,60	2,25	0,72	0,43	0,40	0,09	0,05	0,02	—	0,03	0,01	—	—	—	—	—
W	Палеоген	С	3703—3711	37,5	175	96,00	3,10	0,07	0,23	0,06	—	—	—	0,12	0,2	0,01	—	—	—	—	—
	Мел	С	3838—3860	39,0	175	94,90	3,43	0,60	0,40	0,10	—	—	—	—	0,45	0,01	—	—	—	—	—
	Кора выветри- вания фунда- мента	ГШ	2197—2215	22,5	115	92,57	4,20	1,30	0,44	0,60	0,08	0,04	0,01	0,60	0,16	—	—	—	—	—	—
Трансиль						ванский ГБ															
Пуини	Тортон, I и II	С	816—920	8,2—9,3	28—36	99,46	0,09	0,02	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Сармашел, 1908	Сармат, III	С	200—223	2,0—2,5	9	99,87	0,06	0,02	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,02	0,02	—	—
	Буглов **, VI	С	417—439	4,4	15	99,85	0,08	0,03	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,02	0,02	—	—
Шинкай	Буглов **, VI	С	937—1028	10,5	30	99,83	0,12	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,03	—	0,01
Эрней	Тортон	С	1622—1638	35,0	60	99,10	0,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,01	0,28	—	—

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	p _{пл.} , МПа	t _{пл.} , °C	Состав газа, об. %											
						CH ₄	C ₂ H ₆	C ₄ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₆ H ₁₄	n-C ₆ H ₁₄	C ₈ H ₁₈	CO ₂	N ₂	He	Ar
Корунка	Сармат, II	C	754—772	12,0	25	95,50	0,26	0,02	—	—	—	—	—	0,04	4,00	—	0,04
	Буглов **	C	1480—1620	19,0	52	98,00	0,30	0,04	—	—	—	—	—	—	1,27	—	—
Филительник	Тортон, XI	C	1892—1947	23,0	70	99,73	0,15	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	—	—	0,03	—	—
	Сармат, III	C	1136—1214	12,0	30	99,86	0,08	0,01	—	—	—	—	—	—	0,03	—	—
	Сармат, V	C	1494—1614	15,0— 16,5	42	99,67	0,12	0,02	0,01	0,01	0,01	—	—	0,07	0,01	—	—
	Буглов **, IX	C	2066—2154	23,0	55	99,81	0,10	0,01	0,01	—	—	—	—	0,04	0,03	—	—
Делени (Шарош), 1924	Буглов **, XI	C	2234—2334	25,0	62	99,80	0,07	0,01	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—
	Сармат	C	160—194	1,6—2,0	40	99,83	0,09	0,01	—	—	—	—	—	—	0,03	—	0,01
Базна, 1912	Сармат	C	210—247	2,5	6	99,87	0,08	0,01	—	—	—	—	—	—	0,03	—	0,01
Надеш	Сармат, IV—V	C	610—686	7,2—7,4	20	99,60	0,10	0,01	—	—	—	—	Нет данных				
Ноул-Сэсек	Буглов **	C	1686—1764	17,5	43	99,74	0,10	0,02	—	—	—	—	—	0,10	0,04	—	—
Бейа	Тортон	C	1170—1202	12,5	43	81,20	—	—	Нет данных				0,58	11,30	Нет данных		
Сынгеоргиул-де-Падуре	Сармат	C	213—261	2,1—2,7	9	99,83	0,08	—	—	—	—	—	—	—	0,08	—	—
	Тортон	C	1106—1182	12,3	43	74,03	0,08	0,01	0,01	—	—	—	—	20,40	4,00	0,07	0,07
Бентид		C	2373—2512	24,0— 25,3	106	6,01	6,01	0,01	—	0,27	—	—	—	89,3	4,40	—	0,01
		C		22,8— 33,4	53—78	99,05	0,61	—	—	0,02	—	—	—	0,02	0,30	—	—
Ласлау	Тортон	C	2944	22,8— 33,4	53—78	99,05	0,61	—	—	0,02	—	—	—	0,02	0,30	—	—
Тарчешти	Тортон	C	802—845	8,0—8,5	32	77,96	0,15	0,02	0,01	0,01	—	—	—	2,22	19,40	—	—
Кушмед	Буглов **	C	632—682	6,4—7,0	22	63,0	0,23	0,09	0,02	—	—	—	—	—	35,90	—	—

* Названия месторождений в первоисточнике не указываются.

** Соответствует верхнему торгону.

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 НГБ

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 НГБ

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.

Ронский НГБ

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 НГБ

Открыто 103 нефтяных и 22 газовых месторождения. Большинство месторождений мелкие. В категорию средних входят нефтяные месторождения Георгсдорф, Брамбере, Ниенхаген-Хенигсен, Ханкенсбюттель, Рюле и газовые Реден, Эмлиххайм, Френсвеген и Гроотхузен-Утгум.

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

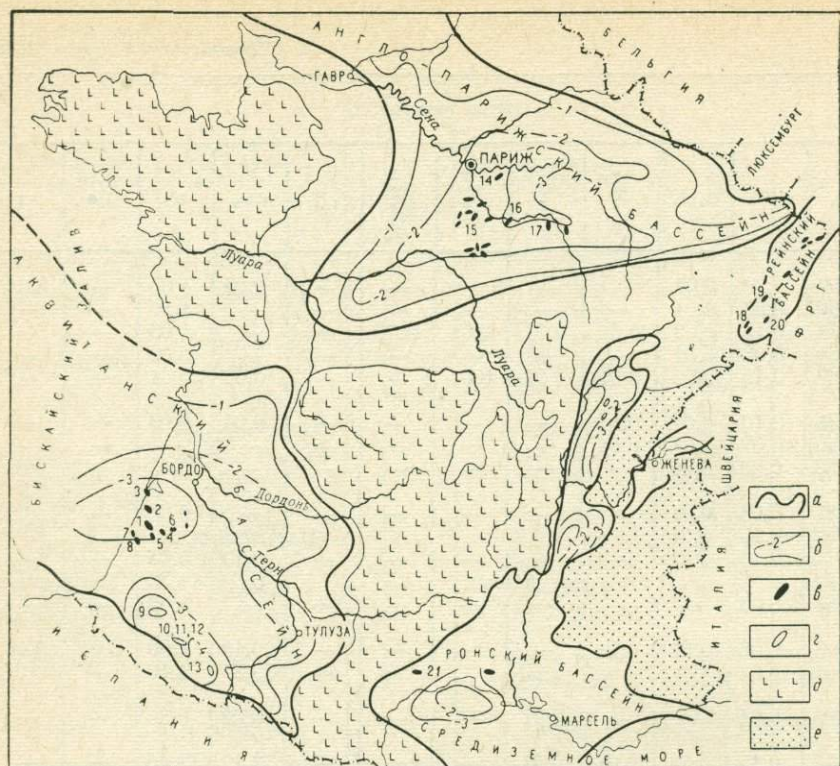


Рис. 1.13. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Франции
a — границы нефтегазоносных бассейнов; *b* — изогипсы поверхности фундамента в км; месторождения: *e* — нефтяные, *z* — газовые (1 — Паренти, 2 — Казо, 3 — Лаверь, 4 — Мот, 5 — Кабей, 6 — Люго, 7 — Мимизан, 8 — Люка, 9 — Лак, 10, 11, 12 — Мейон-Сен-Фо, Пон-д'Ас, Руссе; 13 — Сен-Марсе; 14 — Куломм; 15 — Шайн-ан-Бьер; 16 — Вилемер; 17 — Сен-Мартен-де-Воссене; 18 — Рейнинг; 19 — Штаффельфельден; 20 — Цешельбронн; 21 — Галициан); *o* — области выходов на поверхность герцинских складчатых комплексов Армориканского и Центрального массивов; *e* — альпийские складчатые сооружения

Таблица 1.34

Фракционный состав нефтей месторождений Франции

Месторождение	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}

Аквитанский НГБ

Паренти	8,0	Нет дан-ных	15,0	Нет дан-ных	21,0	Нет дан-ных	13,0	Нет дан-ных	11,0	Нет дан-ных	32,0	1,010
Мот	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 продук- тивного горизонта	Глубина задега- ния, м	P _{пл.} , МПа	t _{пл.} , °C	P _{нас.} , МПа	G, м ³ /т	η (°C), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти, вес. %			
									Сера	Парафины	Смолы си- ликате- левые	Асфа- льтены
Аквитанский НГБ												
Паренти, 1954	Поздняя юра, нео- ком	2400	24,1	90	2,1	15	17,1 (20)	0,862	0,41	Нет данных	7,70	1,48
Казо, 1962	Поздняя юра	3130	30,8	112	5,1	33	12,7 (20)	0,838	0,35	То же	8,50	0,20
Лавервь, 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
Кабей, 1964	Поздняя юра	2075	20,3	79	0,6	8,8	12 (30)	0,841	Следы	Нет	данных	
Люго, 1956	Неоком	1630	15,7	60	0,3	1,7	400 (15,5)	0,930	0,73	Нет данных	9,75	4,75
Мимизан, 1959	Альб	1400	13,9	60	7,3	19	745 (50)	0,986	1,85	Нет	данных	
Люка, 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	0,863	0,5	Нет данных	9,45	0,05	
Шайи-ан Бьер, 1958	Доггер	1667	17,4	68	Нет данных	2,31 (20)	0,849	0,46	10,4	3,85	0,26	
Вилемер, 1959	Доггер	1455	15,0	Нет данных		3,6 (20)	0,868	0,5	4,0	8,40	0,20	
Сен-Мартен-де- Боссене, 1959	Доггер	1530	15,7	То же		3,1 (20)	0,863	4,6	0,21	8,15	0,15	
Рейнский НГБ												
Рейнинг, 1955	Поздняя юра	1400		Нет данных		10 (20)	0,826	0,09	7,1	Нет данных	0,22	
Штаффельфельден, 1952	Средняя юра	1650		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		4,4	
Ронский НГБ												
Галициан, 1951	Олигоцен	2000		Нет данных		22,5 (30)	0,904	5,0	Нет данных	13,3	6,02	

Таблица 1.35

Фракционный состав нефтей месторождений Франции

Месторождение	н. к. — 100° С		100—137,5° С		137,5—175° С		175—200° С		200—250° С		250—275° С		275—300° 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}
Рейнский НГБ														
Рейнинг	2,15	0,695	3,14	0,718	9,14	0,740	6,66	0,763	17,83	0,791	5,52	0,824	Нет данных	
Шаффельфельден	0,54	Нет данных	2,32	0,714	7,50	0,742	5,21	0,762	17,7	0,788	7,9	0,811	9,0	0,873
Пешельбронн	2,99	0,717	1,12	0,749	3,73	0,766	2,24	0,784	7,46	0,805	5,97	0,827	Нет данных	
Ронский НГБ														
Галициан	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	0,907

Таблица 1.36

Характеристика газов месторождений Франции

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Условия нахождения газа	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	N ₂	He	H ₂ S
Аквитанский НГБ															
Лак, 1949—1951	Неоком	ГК *	3500—5270	67,8	130	69,23	3,30	1,11	0,51	0,31	0,31	10,0	—	—	15,23
	Поздняя юра		С	4800—5100	49,0	160	77,81	3,57	1,19	0,89	0,50	1,24	8,52	0,44	—
Пон-д' 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
Руссе, 1970	Поздняя юра	С	4450—4850	49,0	160	76,52	4,57	2,04	1,62	0,80	8,26	4,58	0,75	0,09	0,77
Сен-Марсе, 1939	Сеноман	ГК**	1450	15,5	65	88,8	4,45	1,64	0,91	1,13	0,1	2,9	—	0,07	

* Содержание конденсата 25 см³/м³.** Содержание конденсата 0,125 см³/м³.

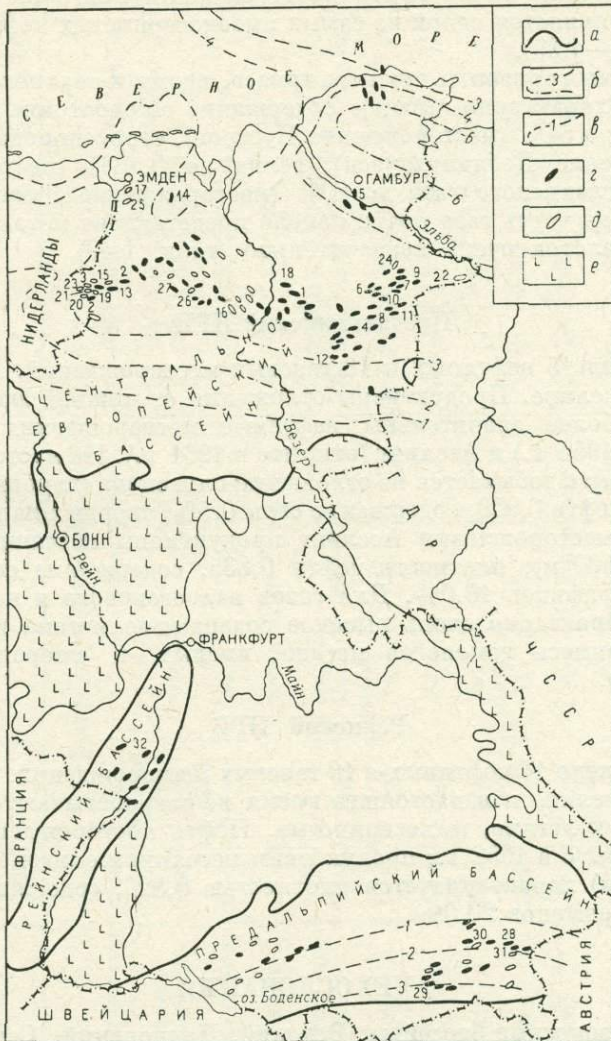


Рис. 1.14. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений ФРГ

а — границы нефтегазовых бассейнов; *б* — изогипсы поверхности докембрийского основания в км; *в* — изогипсы поверхности докембрийского основания в км; *месторождения*: *г* — нефтяные, *д* — газовые (1 — Зюдербрух, 2 — Георгсдорф, 3 — Далум, 4 — Ниенхаген-Хенигсен, 5 — Райтборк, 6 — Везендорф, 7 — Хоне, 8 — Меердорф, 9 — Ханкенсбюттель, 10 — Любен, 11 — Форхоп, 12 — Оберг, 13 — Врамберг, 14 — Этцель, 15 — Вилен, 16 — Реден, 17 — Гроотхузен, 18 — Варенбург, 19 — Бентхайм, 20 — Френсвеген, 21 — Рютенборк, 22 — Вустров, 23 — Эмликхайм, 24 — Банзен, 25 — Гроотхузен-Уттум, 26 — Деблингхаузен, 27 — Дюсте, 28 — Амффинг, 29 — Асслинг, 30 — Изен, 31 — Штайнكيرхен, 32 — Штокштадт); *е* — выходы на поверхность герцинских складчатых сооружений

мелового возраста. Нефти отличаются разнообразной плотностью — от 0,813 до 0,987. Содержание серы как правило невысокое. Исключение 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 Деблингхаузен), гелия до 0,16% (месторождение Банзен), углекислого газа до 20% (месторождение Дюсте).

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

Предальпийский НГБ

Выявлено 15 нефтяных и 18 газовых месторождений. Все месторождения мелкие. Продуктивны отложения от нижней юры до миоцена. Наиболее значительны нефтяные месторождения Ампфинг (открыто в 1954 г.) и Асслинг (открыто в 1961 г.). На месторождении Ампфинг нефть добывается из отложений олигоцена (глубина 1760 м); плотность нефти 0,920, содержание серы 0,5%, твердых парафинов — 6,0%. На месторождении Асслинг 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 НГБ

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 НГБ

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

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений ФРГ

Месторождение, год открытия	Возраст продуктив- ного гори- зонта	Глубина за- легания, м	$p_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С	$p_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ (°С), сПа	ρ_{20}^0	Содержание в нефти, вес. %			
									Сера	Парафи- ны	Асфаль- тены	Кокс
Центральноевропейский НГБ												
Зюдербрух, 1949	Поздняя юра	2000	Нет данных	72	Нет данных		0,12 (38)	0,868	0,71	Нет данных	3,8	
Георгсдорф, 1944	Валавжин	870	8,0	40	То же		5,5 (38)	0,906	0,94	То же	7,6	
Далум*, 1942	Валавжин	2100	Нет данных	72	»		0,54 (38)	0,877	0,79	»	3,8	
Нненхаген-Хениг- сен**, 1928	Ранний мел	1100	То же	44	»		0,2 (38)	0,882	0,87	»	4,1	
Райтброк, 1938	Маастрихт	700		Нет данных			0,56 (60)	0,930	2,4	1,6	1,4	Нет данных
Везендорф, 1943	Ранняя юра	1800		Нет данных		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	
Меердорф***, 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	
Любен, 1955	Доггер	1260	12,5	Нет данных	20	12	11,3 (20)	0,855	0,90	4,23	То же	
Форхон****, 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		3,95 (20)	0,814	0,14	3,15	Нет данных	
Брамберг, 1958	Валавжин	860	9,4	43	Нет данных	36	Нет данных	0,881	0,71	Нет данных		
Этцель, 1942	Доггер	1300		Нет данных			Нет данных	0,987	9,6	То же		

* Содержание в нефти 10⁻⁶ г/млн: V—14; Ni—16.** Содержание в нефти 10⁻⁶ г/млн: V—17; Ni—5.

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

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

Фракционный состав нефтей месторождений ФРГ (об. %)

Месторождение	н. к.—100° С	100—200° С	200—300° С	Остаток	
				Выход, об. %	ρ ₄ ²⁰
Центральноевропейский НГБ					
Зюдербрух	Нет данных	19,9	24,8 *	Нет данных	
Георгсдорф	То же	11,8	14,2 *	То же	
Далум	»	15,2	20,8 *	»	
Ниенхаген-Хенингсен	»	17,8	25,4 *	»	
Райтброк	1,4	4,2	52,4	40	Нет данных
Везендорф	3,5	20,3	18,7	57,5	0,926
Хоне	6,5	17,5	34,0	42	0,946
Меердорф	9,0	32,0	53,0	6	0,904
Форхон	5,0	25,0	44,0	26	0,924

* Франция 200—335° С.

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

Месторождение	н. к.—200° С			200—335° С		
	Метановые	Нафтеновые	Ароматические	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
Центральноевропейский НГБ						
Зюдербрух	75	18	7	58	22	20
Георгсдорф	73	19	8	48	28	24
Далум	76	11	13	67	14	19
Ниенхаген-Хенингсен	66	27	7	55	25	20

Характеристика газов месторождений ФРГ

Месторождение, год открытия	Возраст продук- тивного гори- зонта	Условия на- хождения	Глубина за- легания, м	Р _{изг} , МПа	t _{изг} , °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	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S	
Центральноевропейский НГБ																	
Георгсдорф, 1944	Ранний мел	P	870	8,0	40	85,8	6,0	—	—	—	—	—	—	0,4	7,8	—	—
Брамберг, 1958	» »	P	860	9,4	43	73,6	2,6	—	—	—	—	—	—	20,5	3,3	—	—
Вилен, 1957	Поздний карбон	C	2300	Нет данных		84,1	6,1	2,0	—	—	—	—	—	1,4	6,4	—	—
Реден, 1961	» »	C	2500	33,5	Нет данных	81,4	0,5	0,06	—	—	—	—	—	10,8	7,0	0,05	0,19
					дан- ных												
	Поздняя пермь	C	2100	28,1	80	75,0				1,95				16,0	7,0	0,05	—
Гроотхузен-Уттум, 1964	Ранняя пермь	C	3300	38,0	109	75,0				10,1				7,0	7,9	—	—
Баренбург, 1953	» »	C	2300	42,0	Нет данных	72,0				Нет данных				8,0	5,0	Нет данных	12,4
					дан- ных												
Бентхайм, 1958	» »	C	1600	19,0	73	88,8	0,5			2,07				2,5	5,4	0,13	0,6
Френсвеген, 1958	» »	C	1800	Нет данных		87,0	0,9			0,1				3,3	7,5	—	1,2
Рютенброк, 1958	Поздняя пермь	C	3600	46,8	152	69,34	0,45	0,10	0,03	0,03	0,03	0,01		2,59	27,26	0,16	—
Вустров, 1972	Ранняя пермь	C	3365	Нет данных						46,65				0,54	52,81	—	—
Эмлиххайм, 1957	Поздняя пермь	C	2670	То же		89,3				1,58				6,0	3,0	0,07	0,05
	Поздний карбон	C	3034	38,6	180	89,27	2,93	0,66	0,14	0,13	0,10	0,11		4,87	1,78	0,01	—
Банзен, 1972	Ранняя пермь	C	4210	51,9	Нет данных	65,71	0,86	0,03	0,01	—	—	—		0,18	33,05	0,16	—
					дан- ных												
Дюсте, 1954	Поздняя пермь	C	3150	53,0	То же	64,9				0,2				20,2	8,3	—	6,4
Предальпийский НГБ																	
Изен, 1954	Олигоцен	C	1980	Нет данных		99,0	0,4	—	—	—	—	—	—	—	0,6	—	—
Штайнкирхен, 1958	»	C	1758	То же		98,35	0,71	0,14	0,02	Нет данных	0,01	—	0,02	0,73	0,01	—	—

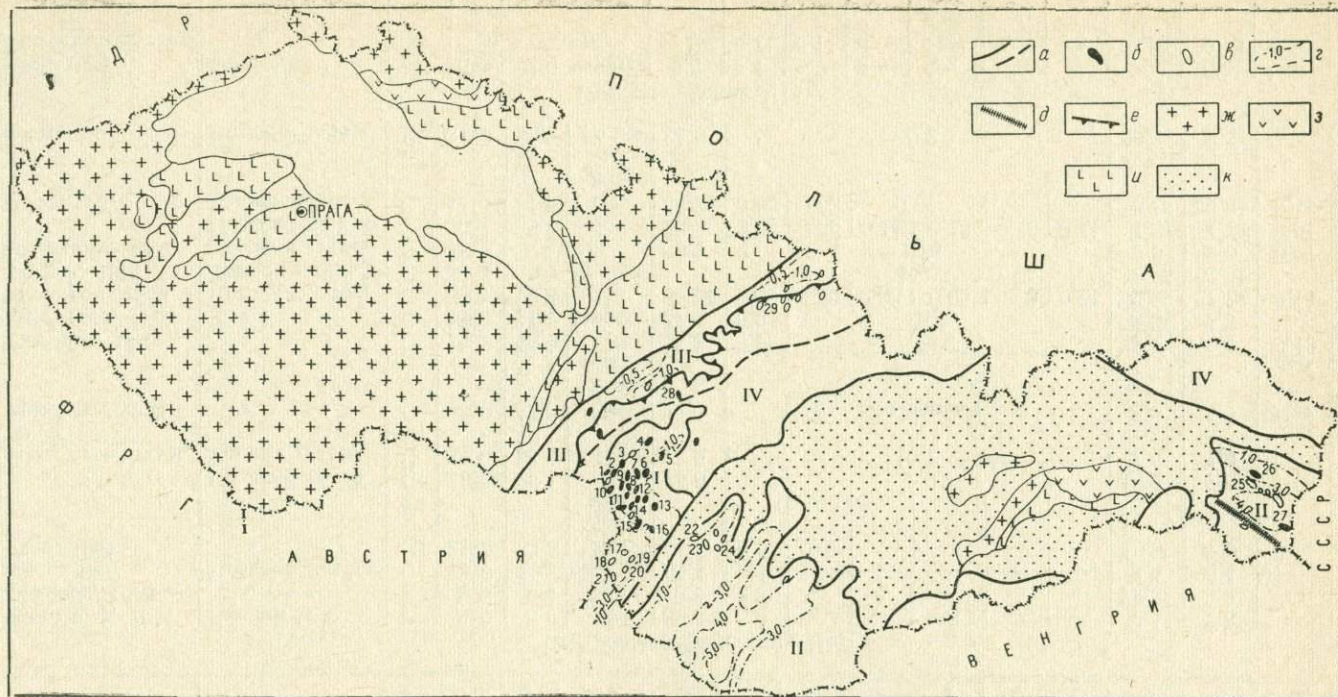


Рис. 1.15. Схема размещения месторождений нефти и газа Чехословакии

a — границы НГБ, установленные и предполагаемые: I — Венского, II — Паннонского, III — Северо-Предкарпатского, IV — Карпатского; месторождения: б — нефтяные и нефтегазовые, в — газовые (1 — Подивия, 2 — Биловице-Жижков, 3 — Подворов, 4 — Ваденовице, 5 — Ратишковице, 6 — Годонин, 7 — Лужице, 8 — Тынец, 9 — Грушки, 10 — Бржеслав, 11 — Костине, 12 — Гбелы, 13 — Штефанов, 14 — Бродски, 15 — Завод, 16 — Студенна, 17 — Якубов, 18 — Сухоград, 19 — Малацки, 20 — Высока, 21 — Лаб, 22 — Крупа, 23 — Шпацнице, 24 — Траковиче, 25 — Трговиште, 26 — Поздишове, 27 — Птрукша, 28 — Лубна, 29 — Прибор-Клочочов); г — изогипсы подошвы неогена в км; д — крупнейшие разрывные нарушения; е — краевой надвиг Карпат; области выходов на поверхность или неглубокого залегания складчатых комплексов: ж — байкальского и добайкальского, з — каледонского, и — герцинского, к — альпийского автосинклинального

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 НГБ

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).

Паннонский НГБ

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 НГБ

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
Венский НГБ			
Подивин; ранний тортон	42	44	14
Жижков; ранний тортон	70,5	13	16,5
Ваценовице; ранний сармат	35	38	27
палеоген	52	30	18
Лужице; поздний тортон	45	42	13
ранний бурдигал	46	45	9
Годонин; поздний сармат	30	55	15
Тынец; поздний тортон	26	58	16
гельвет	61	31	8
Гбелы; 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							
Подивин	Ранний тортон	958—988	10,0	0,885	0,2	1,33	0,2
Жижков	Поздний тортон	1570—1777	17,8	0,817	0,12	<5,0	0,2
Ваценовице	Мел—палеоген	355—395	4,0	0,830	0,1	5,0	0,2
Лужице	Ранний бурдигал	1000—1210	10,0—12,0	0,915	0,2	6,2	0,19
Годонин, 1919	Поздний сармат	120—340	1,2—3,5	0,930	0,2	0,3	0,19
Бржеслав	Поздний тортон	1958—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	666—877	6,6—8,7	0,885	0,2	<1,0	0,2
Гбели, 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							
Лубна, 1968	Кора выветривания фун- дамента	1435—1550	13,5	0,896	—	Нет данных	28,8

Таблица 1.44

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Югославии

5 Запас 1274

Месторождение	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$p_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	G , м ³ /т	μ (°C), сПа	$p_{\frac{1}{4}}$	Содержание в нефти, вес. %				
								Сера	Парафины	Смоли-катевые	Асфальтены	Кокс
Селница, 1885	Паннон	500—800	5,0—8,5	25—50	Нет данных	0,827	Нет данных	4,8	3,5	0,003	Нет данных	
Пекленица, 1884	Поздний паннон	600	6,3	30	То же	0,927	То же	1,6	14,0	0,3	То же	
Ягнедовац, 1961	Ранний паннон	850	9,0	50	Нет данных	0,868	0,29	12,59	Нет данных	Нет данных	3,32	
Дуго-Село, 1953	То же	1000—1200	10,0—12,0	Нет данных	Нет данных	0,876	0,84	3,5	То же	3,5		
Клоштар, 1952	Плиоцен	1400—1800	14,0—18,0	То же	То же	0,846	0,43	8,30	»	2,09—2,39		
Жутица, 1964	»	800	8,5	»	»	0,843	0,42	7,3	»	2,23		
Буњяни, 1951	Миоцен	800	8,0	»	»	0,871	0,9	9,3	»	3,5		
Стружец, 1957	Ранний паннон	900—1000	8,8	60	51,0	0,831	0,34	6,8	»	1,61		
Мрамор-Брдо, 1949	То же	1300—1500	13,5—15,5	Нет данных	Нет данных	0,871	1,02	7,23	»	3,2		
Липовляни, 1960	Плиоцен	900—1500	10,0—15,0	То же	То же	0,836	0,24	8,5	»	1,4		
Велебит, 1964	»	600—832	7,8	65	Нет данных	0,918	0,2	4,0	Нет данных	1,5	Нет данных	
Мокрин, 1961	»	1000	Нет данных	50	То же	0,820	0,44	Нет данных	Нет данных	Нет данных		
Кикинда-Варош (Горна), 1963	Средний и поздний плиоцен, VII	1150—1172	11,7	73	Нет данных	0,885	0,39	8,26	Нет данных	1,45	Нет данных	
Кикинда-Варош, 1963	Понт	1150—1180	13,5	75	Нет данных	0,843	0,18	10,2—15,3	Нет данных	Нет данных	1,88	
	Кора выветривания фундамента	1865—1990	24,6	109,5	То же	0,833	0,64	16,83	Нет данных	0,81	5,0	
Кикинда-Поље 1959	Понт	1150—1218	10,9	73	»	0,841	Нет данных	10,7	Нет данных	1,2	Нет данных	

Характеристика газов ме

сторождений Чехословакии

Месторождение, год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Условия нахо- ждения	Глубина зале- гания, 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	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	He
Венский						НГБ										
Биловице	Мел—палеоген	P	1200—1249	12,5	Нет данных	90	5,7	2,0	1,1	0,4	—	0,2	0,6	—	—	
Поддворов	Сармат	C	1106—1110	11,0	То же	93,7	4,8	0,8	0,3	0,1	—	—	0,3	—	—	
Ратишковице	Мел—палеоген	ГШ	957—962	9,6	»	94,0	3,8	1,2	0,4	0,1	Нет данных					
Грушки, 1959	Поздний тортон	C	1732—1735	17,5	»	95,1	3,1	0,7	0,1	—	—	0,6	0,4	—	—	
Штефанов, 1953	Поздний гельвет	C	480—487	4,9	»	98,3	0,3	0,15	—	—	—	0,40	0,82	—	—	
Бродске, 1949	Тортон	C	1101—1102	11,5	»	92,6	5,2	0,1	—	—	—	1,4	0,7	—	—	
Студиенка	Сармат	C	590—600	6,0	»	98,1	0,5	0,1	0,1	0,1	—	—	1,1	—	—	
Якубов, 1952	Паннон	C	602—604	6,0	»	98,8	—	—	—	—	—	0,3	0,6	—	—	
Сухоград, 1952	Паннон	C	613—623	6,2	»	98,9	—	—	—	—	—	0,1	0,9	—	—	
Малацки, 1949	Сармат, 5	C	859	9,0	45,5	99,00	0,40	0,05	—	—	—	—	0,55	—	—	
Высока, 1952	Тортон	C	1475—1481	15,0	Нет данных	97,8	1,2	0,3	—	—	—	—	0,7	—	—	
Северо-Предкар-						патский НГБ										
Лубна, 1968	Кора выветривания фундамента	C	1230—1320	13,3	54	62,3	1,1	0,3	—	0,2	—	0,1	35,8	—	—	
Пршибор-Клокочов	Карбон	C	356—361	3,6	Нет данных	94,8	2,6	0,4	0,2	—	—	—	1,5	0,04	0,01	
Паннонский						НГБ										
Крупа	Тортон	C	283—286	3,0	Нет данных	98,5	0,3	—	—	—	—	0,2	1,0	—	—	
Шпаинце	»	C	2191—2217	22,5	То же	98,1	0,4	0,2	0,1	—	—	0,4	0,76	—	0,04	
Траковице, 1965	»	C	930—990	10,2	45—55	86,04	0,5	—	—	—	—	0,2	13,20	0,02	0,04	
Трговиште, 1956	Поздний тортон	C	1169—1172	11,0	Нет данных	92,3	3,4	1,7	1,0	0,4	—	—	0,9	—	—	
Поздишовце, 1956	Ранний сармат	C	665—666	6,5	То же	95,6	1,1	Сле- ды	—	—	—	—	3,3	—	—	

Характеристика газов месторождений Югославии

Месторожде- ние, год открытия	Возраст и индекс продуктивного го- ризонта	Условия нахожде- ния	Глубина залега- ния, 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
Фердинан- довац, 1959	Ранний плиоцен	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	
Буявица, 1918	»	С	340—400	4,0	»	93,2	0,3			1,0				0,6	4,09
Келебья, 1970	Сармат	ГШ	665	8,0	64	91,06	2,59	1,15	0,19	0,08	0,06	0,03	0,05	0,68	4,06
Велебит, 1964	Паннон	ГШ	600—641	7,7	65	72,08	10,8	1,9	0,32	0,24	0,10	—	—	11,45	3,11
Кикинда-Ва- рош (Горна), 1963	Поздний и средний плиоцен, V	С	1216—1238	12,4	78	97,32	0,6	0,12	0,04	0,02	—	—	—	—	1,9
Кикинда- Варош, 1963	Кора вы- ветрива- ния фун- дамента	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

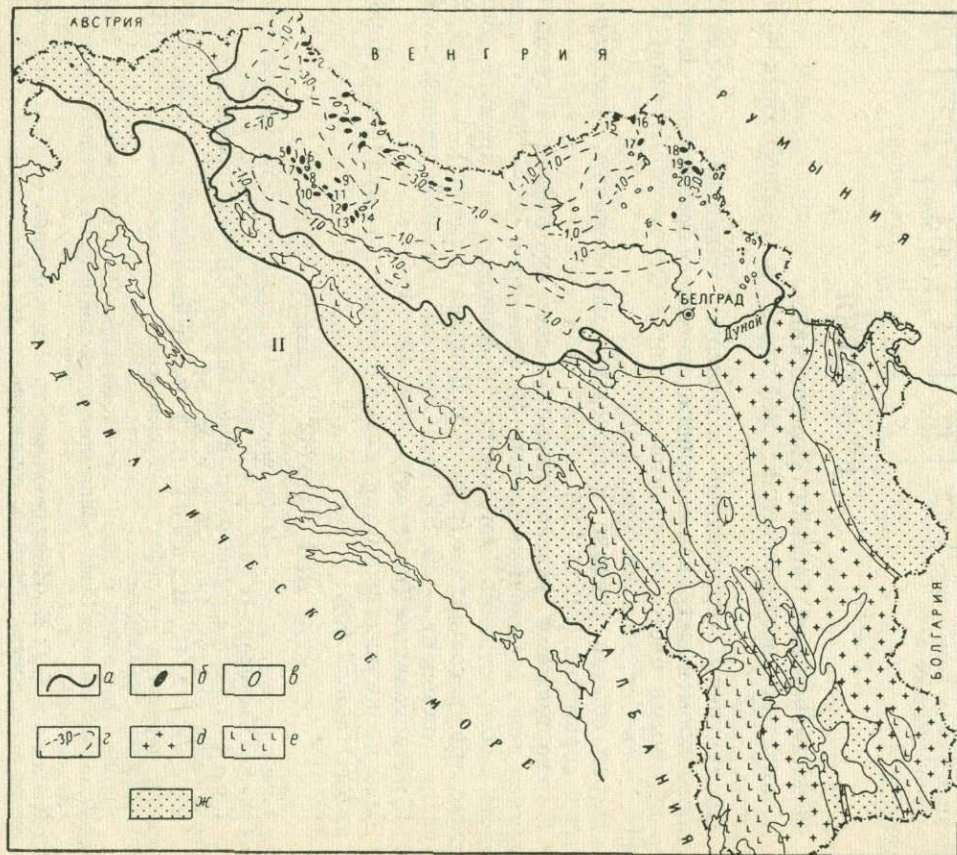


Рис. 1.16. Схема размещения месторождений нефти и газа Югославии

a — границы НГВ: *I* — Паннонского, *II* — Адриатического; месторождения: *б* — нефтяные и нефтегазовые, *в* — газовые (*1* — Селница, *2* — Пекленица, *3* — Ягнедовац, *4* — Фердинандавац, *5* — Дуго-Село, *6* — Клоштар, *7* — Иванич-Град, *8* — Жутица, *9* — Буньяни, *10* — Стружец, *11* — Мрамор-Брдо, *12* — Гойло, *13* — Липовляни, *14* — Буявица, *15* — Келебия, *16* — Палич, *17* — Велебит, *18* — Мокрин, *19* — Кикинда-Варош, *20* — Кикинда-Полье); *г* — изогонисы подошвы неогена в км; области выходов на поверхность или неглубокого залегания складчатых комплексов; *д* — байкальского и добайкальского, *е* — герцинского, *ж* — альпийского

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
Ягнедовац; ранний паннон	5	18	25	12	27,0	12,63
Дуго-Село; ранний паннон	6	13	15	18	18,63	29,37
Клоштар; плиоцен	9	15	19	13	28,0	16,0
Буњяни; миоцен	7	16	20	Нет данных		24,8
Стружец; ранний паннон	10	26	20	10	22,0	12,7
Мрамор-Брдо; ранний паннон	2	20	20	20	9,99	28,01
Гойло; ранний паннон	2	21	26	Нет данных		17,07
Липовляны; плиоцен	12	26	22	10	17,0	13,0
Велебит; плиоцен	—	4,9	22,15	13,6	15,6	43,75
Мокрин; плиоцен	7,6	19,0	24,6	12,75	11,1	25,05
Кикинда-Варош (Горна); плиоцен	6,25	14,6	19,75	12,55	12,95	33,9
Кикинда-Варош; кора выветривания фундамента	6,2	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 плиоцена и миоцена, а также коры выветривания кристаллического фундамента. Наиболее крупными месторождениями являются Стружец, Жутица, 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 (плиоцен) — 34, 41, 25; Жутица (плиоцен) — 36, 53, 11; Стружец (нижний паннон) — 48, 39, 13; Липовляны (плиоцен) — 44, 42, 14.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ к разделу «Европа»

Атанасов Ант. Закономерности в строении и нефтегазоносности на Северна България. 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», 1961, № 2, с. 45—51.

Гусева А. Н., Мандев П. Д. Върху измененията на някои физико-химични параметри на нефта от Тюленевско находище. — «Сп. на БГД», 30, 1, 1969, с. 91—93.

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

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

Колесик М. Нефтегазозносность Венского бассейна на территории СССР. — «Геол. нефти и газа», 1966, № 7, с. 59—65.

Мандев П., Овчаров К., Дончева Л. Геохимични изследованя на нефта и газоконденсатите 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 Gbely. — «Miner. slovača», 4, No. 15, 1972, S. 161—172.

Ciuragea D., Paucâ 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 Böhmischen 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 (Germania. — Republica Democratica Tedesca).

Filipescu M. N. și Birlogeanu M. Cercetari in legatură cu originea și compozitia chimica a gazelor din zăcămintele Depresiunii Transilvanic. — «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.

Karović G., Jovanović M., Zocévić V. Naftno ležište Kelebia. — «Nafta» (Yugosl.), 1973, 24, No. 11, s. 567—572.

Kisielow 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 szénhidrogénkutatófürsőiből. — «Földt. kutat.», 1969, 12, No. 2, s. 1—8.

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

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

Mikić et al. Prikaz nekih od karakteristika naftno—gasnog polja Kikinda—varoš (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. Prezenta unor elemente chimice in titierile structurii. Moreni — gura Ocnitei. — «Petrol si 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, Cazaux 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 Заиру, 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 Шелиф. Залежи находятся в отложениях нижнего миоцена 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.

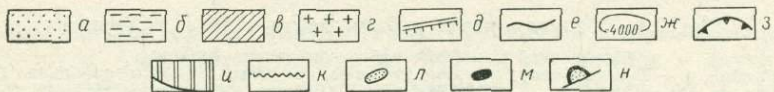
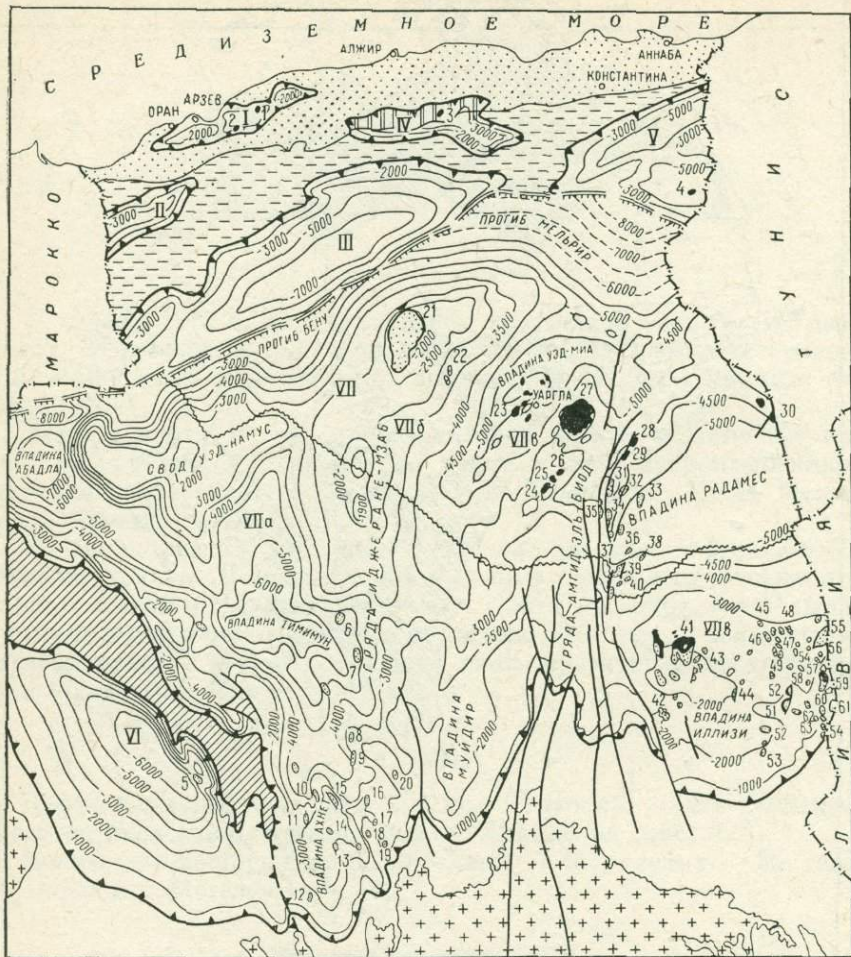


Рис. 2.2. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Алжира

а — альпийская складчатая область; б — эпигерцинская Атласская платформа; в — интратонная складчатая область Угарта; г — докембрийский массив Хоггар; д — Южно-Атласский шов; е — основные разрывные нарушения; ж — изогипсы фундамента в м; з — границы НГБ и ВНГБ: I — Западно-Тельского НГБ, II — Телаского ВНГБ, III — Центрально-атласского ВНГБ, IV — Южно-Тельского НГБ, V — Восточно-Атласского НГБ, VI — НГБ Регган, VII — Сахаро-Ливийского НГБ (VIIa — Западно-Алжирская НГО, VIIб — Центральноалжирская НГО, VIIв — Восточно-Алжирская НГО); и — покровные комплексы внутри НГБ; к — южная граница распространения соленосных толщ триаса и юры в Сахаро-Ливийском НГБ; месторождения: л — газовые, м — нефтяные, н — нефтегазовые и газонефтяные (1 — Тлиуане, 2 — Айн-Зефт, 3 — Уэд-Гетерия, 4 — Джебель-Онк, 5 — Регган, 6 — Крешба, 7 — Тисельджам, 8 — Джуа, 9 — Ин-Салах, 10 — Джебель-Берга, 11 — Бахар-эль-Амар, 12 — Мередуа, 13 — Тибарадин, 14 — Тирешумин, 15 — Уэд-Джарет, 16 — Эн-Баззен, 17 — Мабес-Генатир, 18 — Джебель-Муадир, 19 — Джебель-Тара, 20 — Джебель-Зени, 21 — Хасси-Р'Мель, 22 — Уэд-Нумер, 23 — Хауд-Бернауи, 24 — Эль-Агреб, 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.

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

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 сПз. 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 (зигенский 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 Ахнет. 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-Туиль, 35 — Хасси-Туарег, 36 — Туаль, 37 — Хасси-Шерги, 38 — Рурд-Шуф, 39 — Рурд-Нусс, 40 — Рурд-Адра; на врезке: 41 — Тин-Фуйе, 42 — Иссауан-Северо-Восток, 43 — Хасси-Мазула, 44 — Ихансатен, 35 — Ин-Адауи, 46 — Оханет, 47 — Аскарен, 48 — Гельта, 49 — Тауратин, 50 — Ля-Ренюле, 51 — Тигентурин, 52 — Эль-Адеб-Лараш, 53 — Ассенайфат, 54 — Ин-Акамил, 55 — Альрар, 56 — Уан-Тареджели, 57 — Ифифан, 58 — Ин-Аменас-Север, 59 — Зарваитин, 60 — Арен, 61 — Эджелех, 62 — Уан-Таредерт, 63 — Тин-Эссаmeid, 64 — Дом-а-Колленнас)

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

Месторождения не разрабатываются.

В Центральноалжирской 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-Алжирской 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 (Зарзаитин). 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 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}

Сахаро-Ливийский НГБ

Хасси-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-Багель; 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, нижняя песчаная 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
Тин-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
Зарзатин; поздний девон, горизонт F ₂	6,0	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

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа
Сахаро-					
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-Беркауи, 1964	Средний триас, нижняя песчаная свита	3400	51,5	102	18,6
Рурд-эль-Багель, 1962	Кембрий, горизонт R ₁	3000	40,3	110	16,7
Месдар, 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
Тин-Фуйе, 1960—1967	Ранний девон, горизонт F ₆	1280	12,6	68	0,37
	Ордовик, кварциты 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
Тигентурин, 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 ₂	1050	12,0	70	12,0

нефтей месторождений Алжира

G, мг/т	μ (°C), сПз	ρ_{20}^4	Содержание в нефти							
			Сера *	Парафин *	Смолы сыпуче-качественные *	Асфальтены *	Кокс *	Зола *	У **	NI **
Ливийский НГБ										
275 0,25 ***	0,808	0,12—0,14	Нет данных	2,21	0,08	0,9	0,01	0,05	0,09	
Нет данных	0,800	0,34	То же	2,91	0,14	Нет данных	0,001	Нет данных	0,25	
То же	0,800	Нет данных	4,15	0,34	То же	0,01	То же	0,08		
»	0,795	То же	1,69	0,05	»	0,30	»	3,18		
»	0,818	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	
»	0,826	Нет данных	2,29	0,09	Нет данных	0,009	Нет данных			
»	0,820	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 данных	0,25 ***	0,810	Нет данных							
	0,77 ***	0,805	То же							
175	1,1 (20)	0,796	»							
Нет данных	0,765	Нет данных	0,16	Нет данных						
То же	0,798	Нет данных	0,17	Нет данных						
127,3	4,8 (20)	0,801	Нет данных	0,05	0,42					
			Нет данных	0,52	1,70					

* Вес. %.

** 10⁻⁶ ч/млн.

*** В пластовых условиях.

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °С	P _{нас} , МПа	G, м ³ /т	μ (°С), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти							
									Сера *	Парафин *	Смолы синилькагелевые *	Асфальтены *	Кокс *	Зола *	V **	Ni **
Тигентурин, 1956	Ранний девон, горизонты: F ₄ F ₆	1260 1300	13,3 13,3	82 91	13,3 13,3	142 130	4,0 (20) 1,2 (20)	0,801 0,772	Нет данных То же							
Эль-Адеб-Лараш, 1958	Ранний девон, горизонт F ₄	1250	12,25	73	12,25	149	0,5 ***	0,804	»							
Ассекайфаф, 1958	Ранний девон, горизонт F ₄	930	9,55	65	9,55	81,7	Нет данных	0,820	»							
Зарзантин, 1957	Ранний карбон	450	3,75	Нет данных			1,4 (20)	0,790	Нет данных	20,73	3,39	0,25	0,005	Нет данных	0,50	
	Поздний девон, горизонт F ₂	1250	11,6	84	11,5	Нет данных	5,3 (20)	0,815	Нет данных							
	Ранний девон, горизонт F ₄	1350	11,64	84	11,5	123	0,6 ***	0,810	0,04	Нет данных	2,55	0,05	Нет данных	0,003	Нет данных	
Эджелех, 1956	Ранний карбон, горизонты: D ₂	450	3,8	44	3,8	18,8	2,7 ***	0,850	0,07	2—4	Нет данных	0,04	Нет данных		0,37	1,20
	D ₄	470	3,8	48	3,8	18	2,5 ***	0,850	0,07	2—4	Нет данных		Нет данных			
	D ₆	550	4,1	47	4,1	Нет данных	Нет данных	0,860	0,10	Нет данных		1,2	Нет данных			
Дом-а-Коллениас, 1959	Ордовик	1100	8,9	76	8,9	54,7	0,8 ***	0,804	0,35	5	Нет данных		Нет данных			
	Кембрий	1000—1100	10,5	65	10,5	98	3,0 (20)	0,815	0,08	1,6	Нет данных	0,31	Нет данных			

* Вес. %.
** 10⁻⁶ ч/млн.
*** В пластовых условиях.

Кванза-Камерунский НГБ

Нефтегазоносная область Кванза

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

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

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 месторождений Алжира

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивных горизонтов	Условия нахождения	Глубина залегания, м	p _{пл.} , 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
Сахаро-Ливийский НГБ															
<i>Западно-Алжирская НГО</i>															
Крешба, 1957	Турне, песчаники кала	С	1766—1816	17,5	70	93,0	4,3	1,9	0,8	—	—	—	—	—	—
Тинельджам, 1957	Турне, песчаники кала	С	1522—1572	Нет данных	—	89,80	5,40	2,40	0,85	—	0,26	—	Нет данных	—	—
Джуа, 1955	Ордовик	С	2316—2346	29,0	101	97,64	1,00	0,61	0,20	—	0,05	—	0,50	—	
Ип-Салах, 1958	Зиген, песчаники джисса	С	2159—2185	Нет данных	—	98,20	0,98	0,22	—	—	—	—	—	0,60	
Джебель-Берга, 1954	Ордовик, песчаники джисса	С	1397—1419	16,2	70	98,21	1,19	0,12	0,12	—	—	—	0,36	—	
	Зиген, песчаники джисса	С	1453—1472	17,5	74	98,48	1,25	0,17	0,10	—	—	—	—	—	
Бахар-эль-Амар, 1955	Ордовик, аргиллиты ирауэн	С	1348—1378	16,0	88	84,32	2,11	0,50	0,47	—	—	—	12,60	—	
Мередуа *, 1957	Ранний силур, песчаники фелар-фелар	С	1328—1351	14,5	69	97,09	1,99	0,61	0,20	—	0,11	—	—	—	
Тибарадин, 1955	Жедин, переходная зона	С	1226—1230	13,2	90	97,24	1,66	0,23	—	—	—	—	0,87	—	
	Зиген, песчаники джисса	С	1287—1297	14	93	96,55	2,06	0,21	0,13	—	—	—	0,55	0,50	
Тирешумин, 1956	Зиген, песчаники джисса	С	2416—2433	26,1	100	98,39	1,20	0,41	—	—	—	—	—	—	
Уэд-Джарет, 1956	Эмс, песчаники джисса	С	1548—1568	18,9	80	96,42	2,21	0,50	0,15	—	—	—	0,52	0,20	
Эп-Баззен, 1954	Ордовик	С	1946—2077	22,5	115	92,89	1,28	0,27	0,24	—	—	—	2,32	3,00	
Мабес-Генатир, 1956	Ордовик	С	804—823	9,8	53	89,07	2,17	0,76	0,34	—	—	—	5,66	2,00	
Джебель-Муадрин, 1956	Ордовик	С	1072—1098	11,4	68	90,84	1,85	0,58	0,26	—	—	—	5,87	0,60	
Джебель-Тара, 1956	Зиген, песчаники джисса	С	311—324	2,4	34	98,81	0,27	—	—	—	—	—	0,32	0,60	
	Нижний силур, песчаники фелар-фелар	С	1117—1137	12,6	64	88,69	3,80	1,16	0,27	—	0,21	—	5,87	—	
Джебель-Зени, 1956	Ордовик	С	1316—1329	14,6	75	95,12	3,36	1,0	0,34	—	0,18	—	—	—	
Центральноалжирская НГО															
Хасси-Р'Мель, **, 1956	Средний — поздний триас, горизонт А	С	2150	31,0	Нет данных	82,02	7,29	2,81	0,53	0,87	0,24	0,26	0,20	5,58	0,20
	Средний — поздний триас, горизонт В	ГК (150—180 г/м ³)	2200	31,0	То же	78,86	7,40	2,89	0,61	1,10	0,84	—	2,99	0,14	5,17
Уэд-Нумер, 1969	Средний — поздний триас, горизонт А	ГШ	2600	Нет данных	—	81,28	9,00	4,01	0,64	1,25	0,25	0,33	0,12	2,90	0,22
		ГК	2650	40,7	82	71,70	6,98	3,64	0,79	1,84	0,66	1,07	12,08	1,12	0,12
Хасси-Мессауд, 1956	Кембрий, горизонт R ₁	Р	3500	48,2	120	60,7	23,1	12,2	2,4	—	0,1	—	—	—	1,5
Эль-Агреб, 1959	Кембрий, горизонт R ₁	Р	3180	42,1	100	38,8	25,5	20,3	2,3	7,2	1,1	1,6	0,5	—	2,7
Восточно-Алжирская НГО															
Рурд-эль-Багель, 1962	Кембрий, горизонт R ₁	Р	2800	37,9	99	62,63	17,88	8,08	0,65	1,72	0,28	0,37	0,11	5,45	2,83
Месдар, 1967	Кембрий, горизонт R ₁	Р	3400	43,3	115	41,91	22,08	15,09	1,67	4,69	0,84	1,24	0,52	5,63	6,33
Эль-Борма, 1967	Средний триас, нижняя песчаная свита	Р	2420	25,1	77	68,83	15,66	8,87	0,79	2,46	0,40	0,47	0,22	2,08	0,22
Гасси-эль-Адем, 1968	Ордовик, песчаники уаргла	ГК (365 г/м ³)	3470	43,5	119	75,06	9,67	3,67	0,79	1,17	0,60	0,48	3,24	1,28	4,04
Бридес, 1964	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (319 г/м ³)	3380	38,6	110	82,16	6,52	2,69	0,71	1,00	0,58	0,40	4,56	0,51	0,87
Незла, 1965	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (177 г/м ³)	2600—2700	30,6	89	71,0	11,30	5,90	0,90	1,80	0,40	0,70	2,10	5,40	0,50
	Средний триас, нижняя песчаная свита	Р				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 нахожде- ния	Глубина залегания, м	P _{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
Хасси-Туарег, 1959	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (95— 105 г/м ³)	1600	18,4	69	75,00	9,22	3,73	2,30		2,85	0,10	6,32	0,48	
Гасси-Туиль, 1961	Средний триас, нижняя песчаная свита	ГК (128 г/м ³)	2000	22,0	82	85,02	6,77	2,63	0,62	0,89	0,53	0,39	2,13	0,81	0,21
		Р	2048	22,9	Нет данных	86,56	6,91	2,35	0,45	0,63	0,25	0,23	1,09	1,53	—
Туаль, 1963	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (249 г/м ³)	3100	33,6	То же	83,37	7,28	2,76	0,57	0,92	0,44	0,34	3,69	0,47	0,16
Рурд-Шуфф, 1964	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (120 г/м ³)	2875	32,5	106	83,20	8,12	2,71	1,55		2,36	—	1,28	0,78	
Рурд-Нусс, 1962	Поздний триас, глинисто-соленосная свита	ГК (158 г/м ³)	2250	20,0	100	84,34	7,24	2,64	0,72	0,84	0,57	0,36	2,33	0,54	0,42
		ГК (158 г/м ³)	2550	29,2	102	85,72	6,73	2,46	0,66	0,76	0,43	0,27	2,30	—	0,67
Рурд-Адра, 1964	Ранний девон, горизонт F ₆ Средний — поздний триас	Р	3550	42,3	135	77,80	6,69	2,07	0,72	0,56	0,33	4,61	0,47	6,75	
		ГК (415 г/м ³)	2883	31,6	100	71,84	11,82	4,87	1,12	1,69	0,82	0,62	6,14	0,45	0,63
Иссауан-Северо-Восток, 1960	Поздний девон, горизонт F ₂	С	850	10,2	Нет данных	85,40	5,90	4,40	1,80	0,80	Нет данных			—	
Хасси-Мазула, 1959	Ранний девон, горизонт F ₆ Кембро-ордовик	Р	1200	14,5	75	47,44	20,73	19,25		8,85	1,93	0,20	1,60	—	
		С	2100	Нет данных	80,50	10,60	4,40	1,20	0,50	Нет данных			—		
Ихансатен, 1958	Кембро-ордовик	С	2350	24,0	Нет данных	82,30	10,20	4,80	2,00	0,60	Нет данных			—	
		ГК (520 г/м ³)	2400	23,0	100	61,23	14,03	9,37	4,27		2,12	6,93	1,15	0,90	
Оханет, 1960	Ранний девон, горизонт F ₆	ГК (20,5 г/м ³)	2350	22,3	93	70,75	12,68	6,60	3,21		1,67	3,06	0,90	1,13	
Аскарен, 1961 Гельта, 1962 Тауратин, 1962	Ранний девон, горизонт F ₆ Ранний девон, горизонт F ₆ Поздний девон, горизонт F ₂	Р	2420	23,0	91,5	50,80	17,90	18,90	2,00	3,80	0,42	0,38	0,70	2,90	2,20
		Р	2746	25,2	106	15,80	23,30	34,00	4,70	14,20	3,40	3,10	1,30	—	0,20
	Поздний девон, горизонт F ₂ Ранний девон, горизонт F ₄	ГПШ	1898	18,7	Нет данных	75,60	12,80	6,10	2,60	1,50	Нет данных			0,50	
		ГПШ	2220	20,3	То же	82,00	10,30	4,20	1,80	1,10	То же			0,10	
Ла-Рекюле, 1957 Тигентурин, 1956	Ранний девон, горизонт F ₄ Ранний карбон, горизонт D-0 Ранний девон, горизонт F ₆	ГПШ	1668	15,6	»	86,10	8,20	3,00	1,50	0,60	Нет данных			—	
		С	700	7,3	»	86,60	8,30	0,70	0,50	0,25	То же			—	
	Ранний девон, горизонт F ₆ Кембро-ордовик	Р	2440	22,6	»	61,72	19,37	13,61	1,52	2,44	0,62	0,47	0,25	—	—
		ГК (158 г/м ³)	2440	22,6	»	78,59	7,94	4,91	0,73	1,22	0,57	0,51	2,41	—	3,12
Эль-Адеб-Лараш, 1958 Ассекайфаф, 1958	Ранний карбон, горизонт D-0 Поздний девон, горизонт F ₂ Средний девон, горизонт F ₃	С	1851	22,6	»	86,10	8,20	3,00	1,50	0,60	Нет данных			—	
		С	630	6,0	»	97,00	0,50	0,70	0,60	0,50	Нет данных			0,20	
	Средний девон, горизонт F ₃ Ордовик, кварциты хамра	ГПШ	564	6,2	»	96,30	2,00	0,30	0,20	0,20	То же			—	
		С	839	8,3	Нет данных	94,30	2,80	1,70	0,30	0,20	»			—	
Ин-Акамил, 1961	Ранний девон, горизонт F ₄	С	1724	20,4	То же	81,70	10,50	3,60	1,00	0,40	»			0,80	
		С	2200	21,6	»	81,20	9,30	4,50	1,60	1,10	»			1,80	

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивных горизонтов	Условия нахож- дения	Глубина залегания, м	P _{пл} , 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 + + выше	N ₂	CO ₂
	Кембро-ордовик	С	2890	26,0	Нет дан- ных	82,70	5,80	2,40	1,00	0,80	Нет данных				0,80
Альрар, 1961	Средний девон, горизонт F ₃	С ГК (255 г/м ³)	2530	23,07	То же	79,24 69,69	8,42 10,77	4,04 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
Уан-Тареджели ***, 1960	Средний карбон, горизонт B ₂	С	660	5,3	»	76,40	3,70	3,20	1,50	1,40	Нет данных				0,50
	Поздний девон, горизонт F ₂	С	1364	14,2	»	77,60	8,10	3,80	1,80	1,30	То же				—
	Ранний девон, горизонт F ₄	С	1522	15,1	»	76,00	10,50	5,40	2,30	2,20	»				—
Ифефан, 1962	Кембро-ордовик	ГШ	1997	17,0	»	88,70	6,30	2,30	0,90	0,60	»				—
Зарзайтин, 1957	Ранний девон, горизонт F ₆	С	2026	28,8	109	84,94	6,58	2,67	0,61	0,84	0,46	1,55	0,53	1,82	
	Ранний девон, горизонт F ₄	ГШ	1560	12,7	78	84,02	7,77	3,27	0,59	1,00	0,42	0,32	1,23	0,69	
	Ранний девон, горизонт F ₆	Р	1400	Нет данных		64,30	18,06	10,29	5,07		1,68	0,60	—	—	
	Кембро-ордовик	С	1850	16,6	Нет дан- ных	88,0	6,6	2,0	1,1	0,7	Нет данных				—
Ин-Аменас-Север, 1958	Ранний девон, горизонт F ₆	ГК (370 г/м ³)	2149—2166	18,9	109	73,46	9,90	5,43	1,43	1,97	1,11	0,68	3,41	1,00	1,61
Арен, 1961	Ранний девон, горизонт F ₄	С	1494	13,5	Нет дан- ных	85,90	8,30	3,50	1,00		0,50	Нет данных			—
Эджелех, 1956	Ранний карбон, горизонт D ₈	С	550	4,7	То же	93,60	2,30	0,70	0,50 0,25		Нет данных				0,50
	Ранний девон, горизонт F ₄	Р	850	7,1	63	84,43	2,23	0,22	0,37		0,12	Нет данных			12,09
	Ордовик	ГК (170 г/м ³)	1100	8,9	76	87,00	5,30	3,02	0,52		0,81	То же			0,61
Уан-Таредерт ****, 1958	Ранний карбон, горизонт D ₂	С	500	4,9	Нет дан- ных	85,10	1,00	0,30	0,10	Нет данных					0,20
	Поздний девон, горизонт F ₂	С	750	8,1	То же	84,40	6,40	3,20	1,30	0,90	Нет данных				0,30
	Ранний девон, горизонт F ₄	С	847	9,4	»	83,90	8,30	4,00	1,50	1,00	То же				0,20
Тин-Эссаменд, 1957	Кембрий	Р	1504	15,5	95	67,15	18,82	8,69	1,15	2,07	0,52	0,40	—	—	1,20
	Ранний девон, горизонт F ₄	ГШ	710	7,2	Нет дан- ных	81,70	8,50	4,20	1,80	0,80	Нет данных				0,10
	Кембро-ордовик	ГШ	1160	13,5	То же	77,70	9,40	5,00	1,80	1,10	То же				0,60

* Не—0,35 об. %.

** Не—0,19 об. %.

*** В горизонте B₂ Не—0,15 об. %.**** В горизонте D₂ Не—0,28 об. %.

На месторождении Кенгела-Север (открыто в 1967 г.) продуктивны песчаники нижнего миоцена (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 нефтегазоносная область

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

На юге открыто 5 нефтяных месторождений с залежами в отложениях свиты пинда (альб — сенман). 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, наименование и индекс продуктивного горизонта	н. к.—200° С			200—350° С			Суммарный дистиллат		
	Метановые	Нафтеновые	Ароматические	Выход	Метановые + нафтеновые	Ароматические	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
Хасси-Мессауд; кембрий, горизонт R ₁	69	20	11	27,7	76	24	70,03	25,52	4,45
Эль-Гасси; кембрий, горизонт R _a	Нет данных						74,67	20,88	4,45
Зотти; кембрий, горизонт R _a	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-Туиль; средний триас, нижняя песчаная свита	»						77,33	16,31	6,36
Хасси-Шерги; средний триас, нижняя песчаная свита	»						76,70	17,99	5,31
Тин-Фуе; ранний девон, горизонт F ₆ ордовик, кварциты хамра	63	32	5	29,8	85	15	73,80	26,20	—
	Нет данных						72,38	24,90	2,72
Охамет; девон	86,8	10,2	3,0	16,7	Нет данных		64,18	32,83	2,99
Зарзаитин; ранний карбон верхний девон, горизонт F ₂	Нет данных						70,21	28,14	1,65
Эджелех; ранний карбон	66	26	8	31,5	86	14	67,94	27,51	4,55
	8	85	7	28,5	85	15	Нет данных		

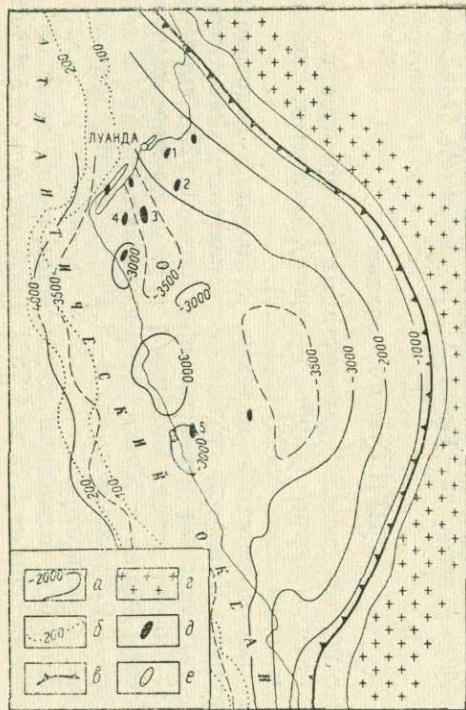
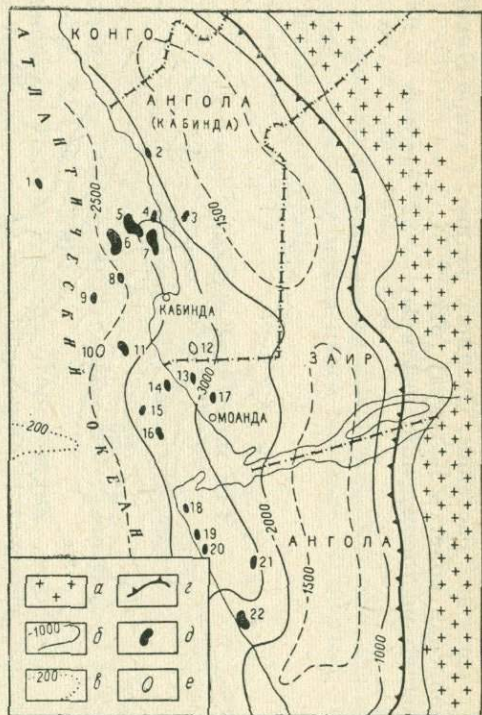


Рис. 2.3. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Анголы (НГО Кванза)

a — изогипсы фундамента в м; *b* — изобаты океана в м; *c* — граница Кванза-Камерунского НГБ; *d* — выходы фундамента на поверхность; месторождения: \bullet — нефтяные, \circ — газовые (1 — Луанда, 2 — Муленвос-Юг, 3 — Кенгела-Север, 4 — Бен-фика, 5 — Тобиса)

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

a — выходы фундамента на поверхность; *b* — изогипсы фундамента в м; *c* — изобаты океана в м; *d* — граница Кванза-Камерунского НГБ; месторождения: \bullet — нефтяные, \circ — газовые (1 — 44/1, 2 — 37/1, 3 — 61/1, 4 — 60/8, 5 — Малонго-Север, 6 — Малонго-Запад, 7 — Малонго-Восток, 8 — 84/13, 9 — 95/3, 10 — 119/1, 11 — 121/2; 12 — 123/5, 13 — Лиавенда, 14 — Мибаль, 15 — Моко, 16 — ГКО, 17 — Кинкаси, 18 — Серейя, 19 — Пинда, 20 — Н'Зомбо, 21 — Куингуила, 22 — Кабека-да-Кобра)



АРАБСКАЯ РЕСПУБЛИКА ЕГИПЕТ

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

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

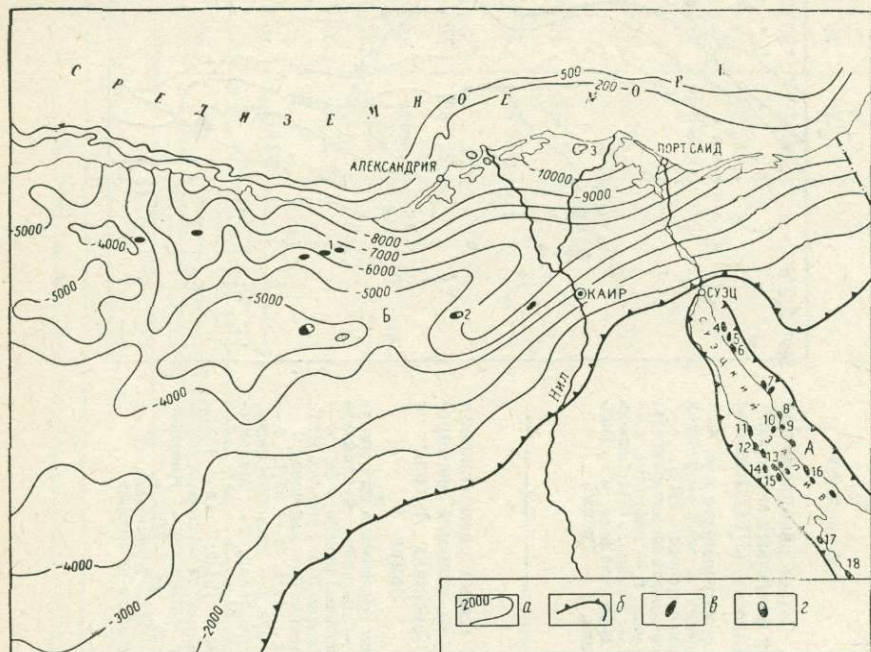


Рис. 2.5. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений АРЕ

а — изогипсы фундамента в м; *б* — границы НГБ: А — Суэцкого залива, Б — Сахаро-Ливийского (НГО Каттара); месторождения: *б* — нефтяные, *г* — газовые (1 — Аламейн, 2 — Камель-Пасс, 3 — Абу-Мади, 4 — Судр, 5 — Матарма, 6 — Асл, 7 — Абу-Рудайс, 8 — Вади-Фейран, 9 — Белаим, 10 — Белаим-Марин, 11 — Рас-Амер, 12 — Рас-Бакр, 13 — Рас-Гариб, 14 — Карим, 15 — Рас-Шукейр, 16 — Эль-Морган, 17 — Гемза, 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 апта, 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).

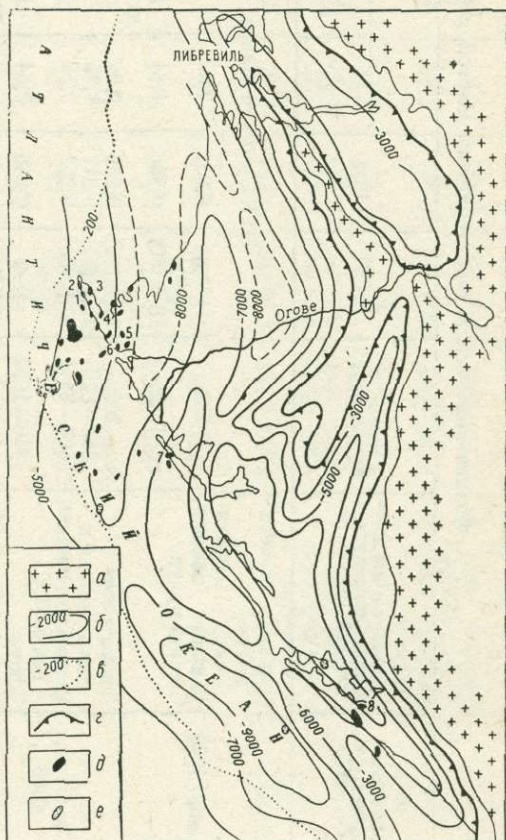


Рис. 2.6. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Габона

a — выходы докембрийских пород на поверхность; *b* — изогипсы фундамента в м; *в* — изобаты моря в м; *г* — граница НГО Огове; месторождения: *д* — нефтяные, *е* — газовые (1 — Кап-Лопез, 2 — Кап-Лопез-Норд, 3 — Пуант-Кларетт, 4 — Н'Ченгу, 5 — М'Бега, 6 — Озури, 7 — Батанга, 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*	Парафины*	Асфальтены*	Кокс*	Зола*	V**	Ni**	
НГБ Суэцкого залива												
Судр, 1946	Ранний миоцен, свита пухул	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	Эоцен, лютет	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	»		
		603—611	97,8 (50)	0,952	2,52	3,5	Нет данных			0,02	»	
Асл, 1948	Эоцен	940—1052	Нет данных	0,946	2,34	Нет данных	9,09	11,97	0,10	»		
		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	»		
Абу-Рудайс, 1957	Ранний миоцен, свита пухул	878	42,6 (50)	0,920	1,89	3,8	Нет данных	0,05	Нет данных			
		1160—1196	Нет данных	0,928	1,75	Нет данных	5,83	8,98	0,118	Нет данных		
		2552—2663	32,7 (37,8)	0,908	2,27	4,0	9,9	6,3	Нет данных			
Вади-Фейран, 1949	Ранний миоцен, пачка асл	1990—2060	24,1 (37,8)	0,898	2,29	4,0	6,63	6,9	То же			
Рас-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
		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)	0,920	То же	3,6	То же					
		Нет данных	14,2 (37,8)	0,858	»	6,8	»					
		То же	13,6 (37,8)	0,903	»	6,6	»					
		630—710	Нет данных	0,963	3,88	Нет данных			135,9	Нет данных		
Рас-Шукейр, 1966	Средний миоцен, пачка хаммам-фараон	Нет данных	Нет данных	0,949	3,93	Нет данных	9,29	12,0	0,09	135,9	Нет данных	
		То же	Нет данных	0,997	3,39	То же	11,90	12,8	0,18	135,9	Нет данных	
		759—768	Нет данных	0,842	0,85	6,3	0,27	Нет данных	0,008	20,19	»	
Эль-Морган, 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	
		1872—1888	562,0 (37,8)	0,891	1,75	5,2	1,68	То же	0,02	Нет данных	18	
Гемза, 1908	Ранний миоцен, свиты карим и рудайс	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	18	
		364—457	5,8 (50)	0,823	0,55	Нет данных						
Белаим, 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	
		2526—2591	79,9 (10)	0,927	3,30	2,8	9,1	9,8	Нет данных			
Белаим-Марин, 1961	Средний миоцен, пачка хаммам-фараон	2094—2124	221,8 (50)	0,945	3,51	2,4	12,1	12,5	То же			
		2433—2440	22,8 (20)	0,874	1,40	Нет данных	2,0	4,2	»			
		2829—2832	32,5 (20)	0,883	1,57	То же	3,9	4,5	»			

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	μ (°C)	P_4^{20}	Содержание в нефти							
					Сера*	Парафины*	Асфальтены*	Кокс*	Зола*	V**	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		
Рас-Бакр, 1958	Средний миоцен, свита южный гариб	То же	45,1 (60)	0,918	4,11	Нет данных	8,55	9,70	0,03	То же		
	Ранний миоцен, свита нухул	»	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	»		
	свита абу-када	»	84,7 (60)	0,931	3,33	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	»		
	Карбон, серия «В»	»	92,6 (93)	0,965	4,60	»	11,50	12,60	0,11	»		
	Девон, серия «Д»	»	3222,4 (93)	1,013	3,87	»	12,30	12,60	0,07	»		
Хургада, 1913	Средний миоцен, пачка хаммам-фараон	1780	8,7 (50)	0,873	1,40	Нет данных						
	Ранний миоцен, свита нухул	2125	6,9 (50)	0,865	1,40	Нет данных			0,02	»		
	Ранний карбон	2706	6,2 (50)	0,880	1,30	То же			0,92	»		
	Ранний карбон и девон?	Нет данных	9,8 (50)	0,896	Нет данных			0,76	»			
Сахаро-Ливийский НГБ, НГО Каттара												
Аламейн, 1966	Ранний мел, ант, свита аламейн	2530	6,2 (37,8)	0,861	1,35	4,4	4,4	5,4	0,01	15,00	7,00	
Камель-Пасс, 1968	Поздний мел, сеноман, свита бахария	361—365	8,5 (37,8)	0,852	0,30	Нет данных						

* Вес %.

** 10⁻⁴ ч/мин.

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

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	н. к — 200° С			200—350° С		
	Метано- вые	Нафते- новые	Аромати- ческие	Выход	Метано- вые + наф- теновые	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
--------------	----	----	---	------	----	----

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

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	Выход фракций		250—275° С			275—300° С		
	250—275° С	275—300° С	Метановые	Нафтен- вые	Аромати- ческие	Метановые	Нафтен- вые	Аромати- ческие

Сахаро-Ливийский НГБ

Абу-Рудайс; ранний миоцен, свита пухул	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
Белаим; средний миоцен, свита зейт	5,5	Нет данных	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 сидри	6,5		62,0	25,0	13,0	59,5	18,5	22,0
Белаим-Марин; 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

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	То же	≤350° С—12,0	То же
эоцен	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—15,6 *	0,866
								17,0	Нет данных
Матарма; нижний миоцен, свита рудайс	98	0,5	Нет данных	6,5	Нет данных	14,0	Нет данных	14,5	Нет данных
	эоцен	146	—	5,0	То же	15,5	То же	24,0	То же
Асл; ранний миоцен, пачка асл	225	—	—	—	—	10,0	»	»	»
	свита нухул	165	—	5,0	Нет данных	19,0	Нет данных	»	16,0
эоцен	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
								»	»
Белаим; средний миоцен, свита зейт	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	»	»	
Белаим-Марин; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	43	3,0	»	10,5	»	»	»	»	»
	ранний миоцен, свита рудайс	30	7,0	»	16,5	»	≤250° С—7,0	»	»
поздний мел, турон	46	4,5	»	17,5	»	»	≤250° С—8,0	»	
Рас-Амер; верхний мел, турон	55	5,0 *	»	11,0 *	»	»	»	»	
Рас-Бакр; средний миоцен, свита южный гариб	82	1 *	»	13 *	»	»	»	»	
ранний миоцен, свита нухул	69	5 *	»	13 *	»	»	»	»	
эоцен	70	2 *	»	14 *	»	»	»	»	
поздний мел, турон, свита бата	83	1 *	»	15 *	»	»	»	»	

7 Января 1274

свита абу-када	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
							Нет данных	»	»
Рас-Шукейр; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	42	9,5 *	»	22,5 *	»	20,5 *	Нет данных	≤350° С—7,5	Нет данных
Эль-Морган; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	66	4,0	»	13,0	»	17,5	Нет данных	»	»
	62	3,0	»	15,0	»	18,0	То же	»	»
	72	7,5	»	15,5	»	19,0	»	»	»
	ранний миоцен, свиты карим + рудайс	68	4	»	20,5	»	18,0	»	»
миоцен	Нет данных	8,6 *	0,676	17,0 *	0,763	16,8 *	0,829	≤375° С—10,3 *	0,896
Гемза; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	54	17,5	Нет данных	27,5	Нет данных	21,0	Нет данных	»	»
Хургада; средний миоцен, пачка хаммам-фараон	Нет данных	4,5	То же	15,0	То же	17,5	»	То же	»
	52	5	»	17	»	17	Нет данных	»	»
ранний карбон	55	5	»	15	»	19	Нет данных	≤350° С—12	Нет данных

Сахаро-Ливийский НГБ, НГО Каттара

Аламейн; ранний мел, апт	55	6	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 (эоцен; 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 (эоцен; н. к. — 97° С): фракция 375—435° С — 12,6 об. % ($\rho_4^{20}=0,896$), 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, лютетский 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	—
Белаим, 1955	Средний миоцен, свита зейт	1556—1582	66,14 *	14,50 *	12,30 *	1,20 *	3,05 *	0,65 *	1,30 *	—	0,68 *	0,18 *	—
	пачка фейран	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 *	—
Белаим- Марин, 1961	Ранний миоцен, свита рудайс	2509	62,44 *	13,03 *	14,00 *	5,76 *		3,46 *		—	0,43 *	0,88 *	—
	Средний миоцен, пачка хаммам- фараон	2094—2124	67,55	14,35	11,11	4,14		1,29		0,75	0,62	0,19	—

7	Рас-Амер, 1958	Поздний мел, турон	Нет данных	32,4	11,8	27,5	5,4	15,1	4,7	3,1	—	—	—	—
	Рас-Бакр, 1958	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 *	
	Ранний мел, се- рия «А»	527—540	26,8 *	25,2 *	25,8 *	8,7 *		2,5 *		—	—	1,0 *	10,0 *	
Карим, 1958	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 нухул	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- ди **, 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 озури), 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, низкосернистые (0,18%), высокопарафиновые (до 18%).

Таблица 2.12

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

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к.—200° С			200—350° С		
	Метано-вые	Нафтеновые	Ароматические	Выход	Метано-вые + нафтеновые	Ароматические
Кап-Лопез, поздний мел, сенон, свита пуэнт-кларетт	85	9	6	30,4	85	15
Кап-Лопез-Норд; поздний мел, сенон	59	34	7	22,2	80	20
Пуэнт-Кларетт	68	21	11	24,2	83	17
Н'Ченгу; ранний миоцен, свита мондорове	61	29	10	23,3	77	23
Батанга	63	25	12	28,2	77	23
Гамба; ранний мел, апт, свита гамба	49	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 Лиавенда).

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

Месторожде- ние, год открытия	Возраст и наименова- ние про- дуктивного горизонта	Глубина залегания, м	G, м ³ /т	μ (37,8° С), сПа	ρ_4^{20}	Содержание в нефти						
						Сера *	Пара- фины *	Смолы силикаге- левые *	Асфа- льте- ны *	Кокс *	V **	Ni ***
Кап-Лопез, 1958	Поздний мел, сенон, свита пуэнт- кларетт	1636—1731	55,2	23,9— 23,7	0,873— 0,865	0,50	Нет дан- ных	9,70	2,75	2,4	8,00	30,00
Кап-Лопез- Норд, 1964	Поздний мел, сенон	1718—1801	55,2	59,7	0,901	0,86	Нет данных		4,3	10,0	43,0	
Пуэнт-Кла- ретт, 1956	Поздний мел, сенон, свита пуэнт- кларетт	1100—1781	53,4	12,9	0,869	0,55	2,0	Нет дан- ных	1,20	4,0	10,0	44,0
Н'Ченгу, 1958	Ранний миоцен, свита мон- дорове	1000—1272	85,4	9,5	0,867	0,80	Нет данных		3,2	10,0	52,0	
М'Бега, 1957	Ранний эоцен, свита озури	850—950	39,2	26,8 ***	0,892	1,12	4,0	Нет дан- ных	1,95	Нет данных		
Озури, 1956	Ранний эоцен, свита озури	600—650	17,8	Нет дан- ных	0,926	2,20	Нет дан- ных	22,60	7,60	Нет данных	51,00	125,00
Батанга, 1960	Поздний мел, мааст- рихт, свита эвогго	542—579	Нет дан- ных	3,33	0,833	0,44	То же	Нет данных		1,4	6,00	3,00
Гамба, 1963	Ранний мел, апт, свита гамба	616—942	То же	23,9	0,878	0,18	18	То же		2,9	4,00	27,00

* Вес. %.

** 10^{-6} ч/млн.

*** При 35° С.

Фракционный состав нефтей месторождений Габона

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}
Кап-Лопез; поздний мел, сенон, свита пуэнт-кларетт	4,1	0,688	8,5	0,741	23,8	0,811	12,8	0,854	12,1	0,880	38,6	0,960
Кап-Лопез-Норд; поздний мел, сенон	3,2	0,686	10,3	0,762	16,2	0,831	12,6	0,877	6,6	0,901	50,8	0,969
Пуэнт-Кларетт; поздний мел, сенон, свита пуэнт-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	0,829	10,3	0,869	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
Батанга; поздний мел, маастрихт, свита звонго	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, апт, 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

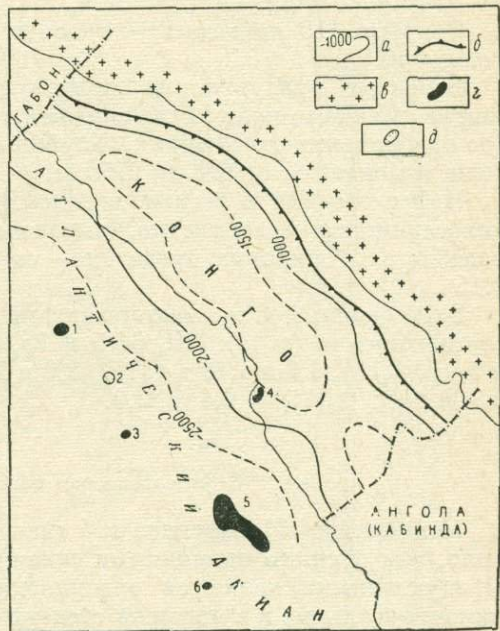
Нефтегазоносный бассейн: Кванза-Камерунский (Усть-Конголезская НГО) (рис. 2.7).

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; *b* — граница НГВ; *в* — выходы фундамента на поверхность; месторождения: *з* — нефтяные, *г* — газовые (1 — Лоанго, 2 — Лувеси, 3 — Сенджи, 4 — Пуэнт-Индиен, 5 — Эмерод, 6 — Рутил)



ния Пуэнт-Индиен и Лувесси), и известняки пинда 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 НГБ

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*- C_4H_{10} 1,3 и 1,5; *n*- C_4H_{10} 2,9 и 2,5; *i*- C_5H_{12} 0,8 и 1,0; *n*- C_5H_{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 НГБ

Открыто 16 нефтяных и 2 газовых месторождения. Основные продуктивные толщи — палеозойские кварциты и лейасовые известняки. Единичные залежи известны в песчаниках доггера (месторождение Хариша) и миоцена (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).

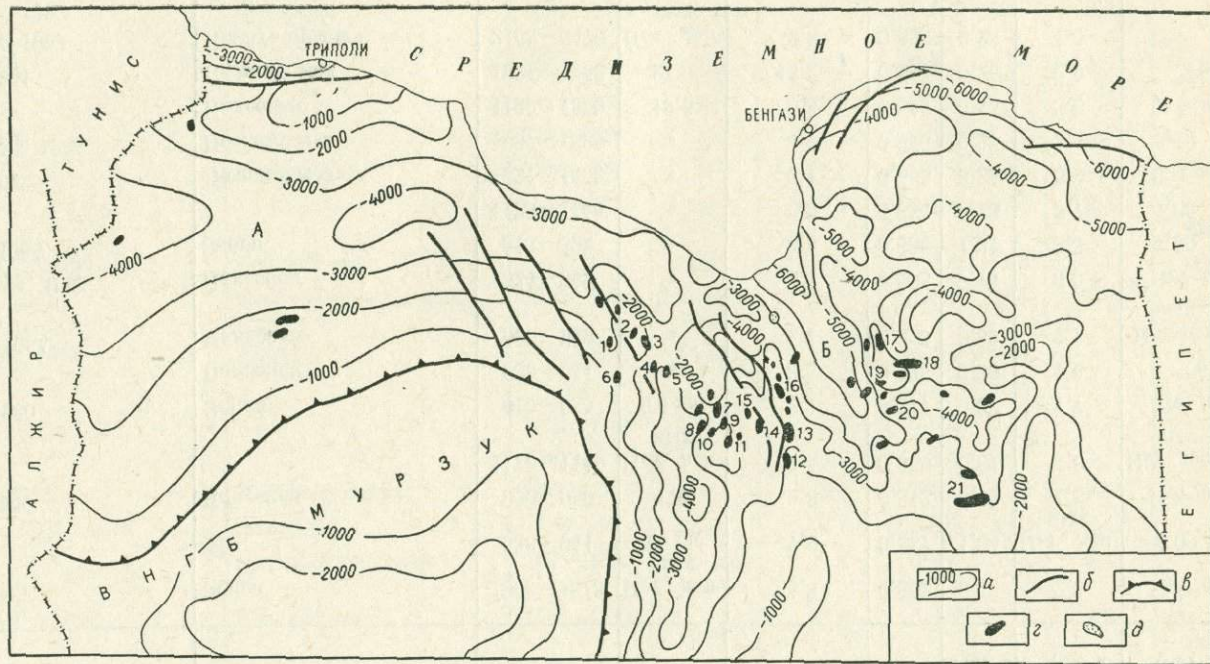


Рис. 2.8. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Ливии

а — изогипсы фундамента в м; *б* — основные разрывные нарушения; *в* — южная граница Сахаро-Ливийского НГБ (*А* — НГО Хамра, *Б* — НГО Сирт); месторождения: *г* — нефтяные, *д* — газовые (1 — Фаша, 2 — Дахра, 3 — Хофра, 4 — Фарруд, 5 — Умм-Фаруд, 6 — Эд-Диб, 7 — Котла, 8 — Эль-Кхуфф, 9 — Беда, 10 — Самах, 11 — Белхедан, 12 — Дефа, 13 — Ваха, 14 — Заггут, 15 — Ора, 16 — Насер (Зелтен), 17 — Амал, 18 — Нафура, 19 — Ракб, 20 — Гиало, 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), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти			
						Сера *	Кокс *	V **	Ni **
Фаха, 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
Дахра, 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	
		939—941	»	3,8	0,835	0,33	1,6	То же	
Фарруд, 1964	Палеоцен	990—999	»	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	»	
Заггут, 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. %.

** 10⁻⁶ ч/млн.

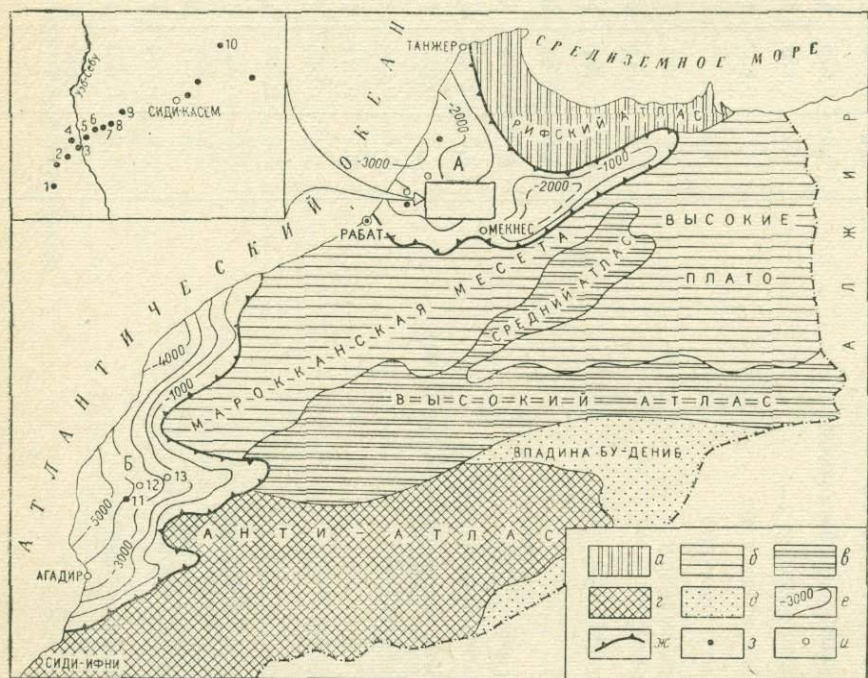
*** Содержание парафинов 19%.

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}
Фаха; эоцен	8,8	0,680	19,1	0,758	19,2	0,795	11,2	0,865	11,2	0,894	27,6	0,975
	6,2	0,676	15,6	0,765	18,8	0,835	14,3	0,865	13,6	0,895	29,4	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	0,966
	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
Самах; поздний мел	5,8	0,676	17,9	0,755	19,2	0,810	12,3	0,843	11,0	0,868	32,6	0,986
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	0,859	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	29,0	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
Гиало; олигоцен; эоцен, свита гиало	8,2	0,677	20,8	0,767	21,7	0,826	11,5	0,860	11,5	0,882	24,3	0,960
	6,2	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

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

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	н. к. — 200° С			200—350° С		
	Метано- вые	Нафте- новые	Аромати- ческие	Выход	Метано- вые + наф- теновые	Аромати- ческие
Фаша; 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
Умм-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
Ора; палеоцен	66	29	5	31,0	83	17
Нафура; 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
	66	29	5	27,1	86	14
Сарир; поздний мел	70	24	6	24,3	88	12
	66	27	7	25,4	85	15



Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Марокко

Месторожде- ние, год открытия	Возраст про- дуктив- ного гори- зонта	Глубина за- лега- ния, м	Рпл (началь- ное), МПа	μ (25° С), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти, вес. %	
						Сера	Парафины
Предрифский НГБ							
Уэд-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-эд-Дефаа, 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-Ха- рез, 1951	Палео- зой	1350	14,4	9,9	0,850	0,12	4,8
Блед-Эддум, 1952	Ранняя 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	Ранняя 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 нижнеюрской залежи месторождения Блед-Катара. Фракцион-
ный состав $\left(\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{С}}{\text{выход, об. \% , плотность}} \right)$: $\frac{\text{н. к.} - 100}{2,9; 0,688}$; $\frac{100 - 200}{24,2; 0,787}$;
 $\frac{200 - 300}{28,4; 0,809}$; $\frac{300 - 375}{13,6; 0,843}$; $\frac{375 - 435}{12,4; 0,869}$; $\frac{\text{остаток}}{17,9; 0,947}$.

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

Рис. 2.9. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Марокко

а — альпийская складчатая область; эпигерцинская Атласская платформа: б — стабильная часть, в — активизированная в альпийский этап; г — докембрийская платформа, активизи-
рованная в герцинский этап; д — наложенные кайнозойские впадины; е — изогипсы фунда-
мента в м; ж — границы НГБ: А — Предрифского, Б — Западно-Марокканского; месторо-
ждения: з — нефтяные, и — газовые (1 — Уэд-Меллах, 2 — Тиссеран, 3 — Блед-эд-Дефаа,
4 — Батон, 5 — Сиди-Фили, 6 — Мерс-эль-Харез, 7 — Блед-Эддум, 8 — Блед-Катара,
9 — Блед-Зрар, 10 — Хариша, 11 — Сиди-Ржалем, 12 — Кешула, 13 — Джиир)

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.

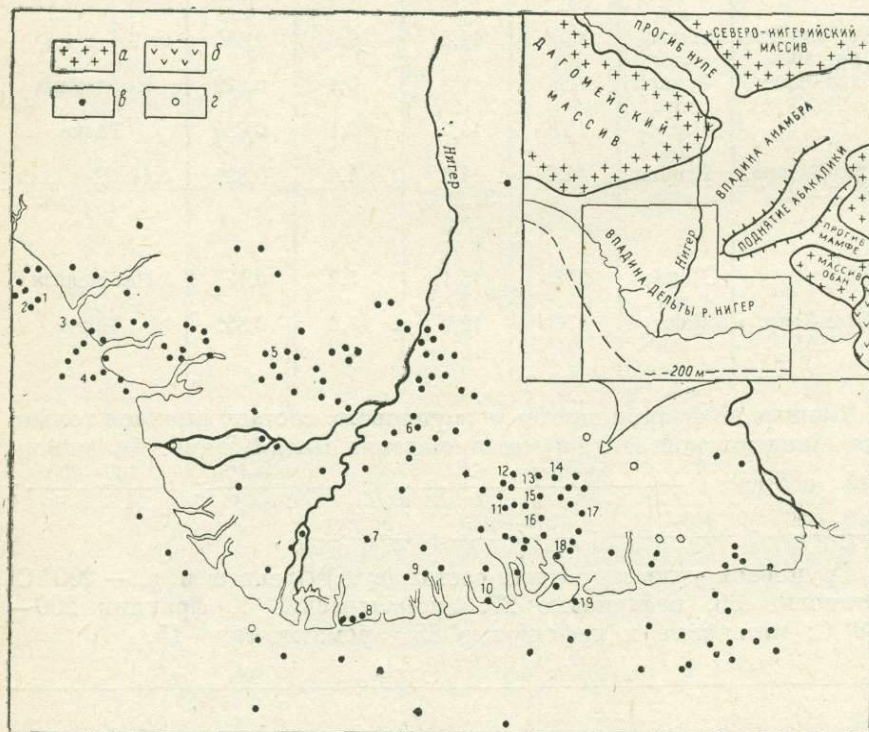


Рис. 2.10. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Нигерии

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 — Апара, 12 — Умучем, 13 — Корокоро, 14 — Имо-Ривер, 15 — Обигбо, 16 — Эбубу, 17 — Афам; 18 — Вому, 19 — Тубу)

Основная нефтегазоносная 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), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти		
					Сера *	Кокс *	Ni **
Мерен, 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
Меджи, 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
Олоибире, 1956	2440—2821	64,5	53,0	0,931	0,26	3,1	»
Авара, 1960	2898—2958	795,0	2,4	0,827	0,11	0,6	»
Умучем, 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
Капускири, 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
Ке, 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. %.

** 10⁻⁶ ч/млн.

*** Содержание твердых парафинов 5,1%.

**** Содержание $\sqrt{V} / 1 \cdot 10^{-6}$ ч/млн.

ТУНИС

Нефтегазоносные бассейны: Восточно-Атласский, Восточно-Тунисский, Сахаро-Ливийский (рис. 2.14).

Количество месторождений: нефтяных — 9, газовых — 2.

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. %	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}
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
Оло- бири	—	—	2,0	0,827	27,0	0,877	17,0	0,912	3,1	0,930	50,1	0,974
Апара	9,9	0,709	26,1	0,786	26,5	0,842	13,0	0,868	9,8	0,888	11,0	0,965
Умуечем	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	14,6	0,920	2,7	0,938	30,4	0,984
Бому	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
Кану- скири	—	—	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. %)

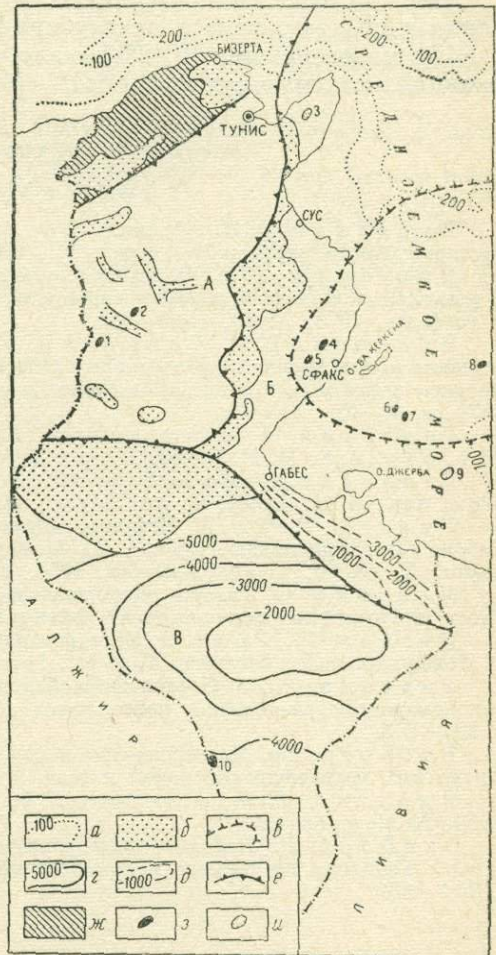
Месторождение	н. к. — 200° С			200—350° С		
	Метано- вые	Нафте- новые	Арома- тические	Выход	Метано- вые + наф- теновые	Аромати- ческие
Мерен	51	31	18	33,4	73	27
Дельта	27	61	12	32,9	75	25
Меджи	51	32	17	40,9	67	33
Обаги	18	57	25	43,0	62	38
Бому	88,3	10,5	1,2	33,5	Нет данных	
Канускири	—	97	3	41,5	82	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

Характеристика газов газонефтяных месторождений Нигерии

Месторождение, год открытия	Глубина залегания, м	Состав газа, об. %							
		СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-С ₄ Н ₁₀	n-С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂ + высшие	N ₂	СО ₂
Апара, 1960	2898—2958	84,9	8,5	3,6	0,6	0,8	—	0,3	1,3
Умучем, 1959	2410—3141	79,6	7,6	5,2	1,1	1,6	3,3	0,5	1,1
Обигбо, 1958	1882—3050	97,0	1,5	0,1	—	—	0,3	1,1	—
Эбубу, 1958	2333—2592	81,5	9,9	4,7	0,9	1,2	0,8	—	1,0
Бому, 1958	2150—2272	89,8	3,4	0,6	0,7	0,2	1,9	—	3,4
Корокоро, 1958	2400—2970	82,7	6,2	6,3	1,2	1,8	0,1	—	1,7
Афам, 1959	2745—2836	81,0	6,5	5,9	1,3	2,0	1,4	0,2	1,7
Имо-Ривер, 1959	2030—3050	86,5	5,6	3,1	1,0	1,0	1,3	—	1,5
Угелли-Вест, 1959	2257—3111	88,1	6,3	1,8	0,3	0,3	1,1	—	2,1

Рис. 2.11. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Туниса

а — изобаты моря в м; б — наложенные миоцен-четвертичные впадины; в — контуры крупных поднятий (Керкена); г — изогипсы докембрийского фундамента в м; д — изогипсы кровли палеозойских отложений в м; е — границы НГБ: А — Восточно-Атласского, Б — Восточно-Тунисского, В — Сахаро-Ливийского; ж — альпийская складчатая область; месторождения: з — нефтяные, и — газовые (1 — Тамесмида, 2 — Дулеб-Семмама, 3 — Кап-Бон, 4 — Сиди-эль-Итайем, 5 — Сиди-Бехара, 6 — Аштарт, 7 — Атхират, 8 — Исис, 9 — Элиза, 10 — Эль-Борма)



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 ипрского 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 песчаниках 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 скоплений нефти и газа. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1973, № 13, с. 15—18.

Высоцкий В. И., Семицкий 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 нефтегазоносность Алжирских Атласов. М., «Недра», 1971, 256 с. Авт.: М. М. Алиев, Н. Аит Лаусин, Р. Б. Сейфуль-Мулюков и др.

Геология и нефтегазоносность 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.

Пеганж 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.

Санфорд Р. Нефтяное месторождение Сарир — 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 I Crétecé. Rev. Inst. Fr. Pétr., vol. 14, no 4-5, 1959, p. 633-634.
- Poulet M., Roucacha 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, Ираку 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 *A*, *B*, *C*) 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 *C* 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.

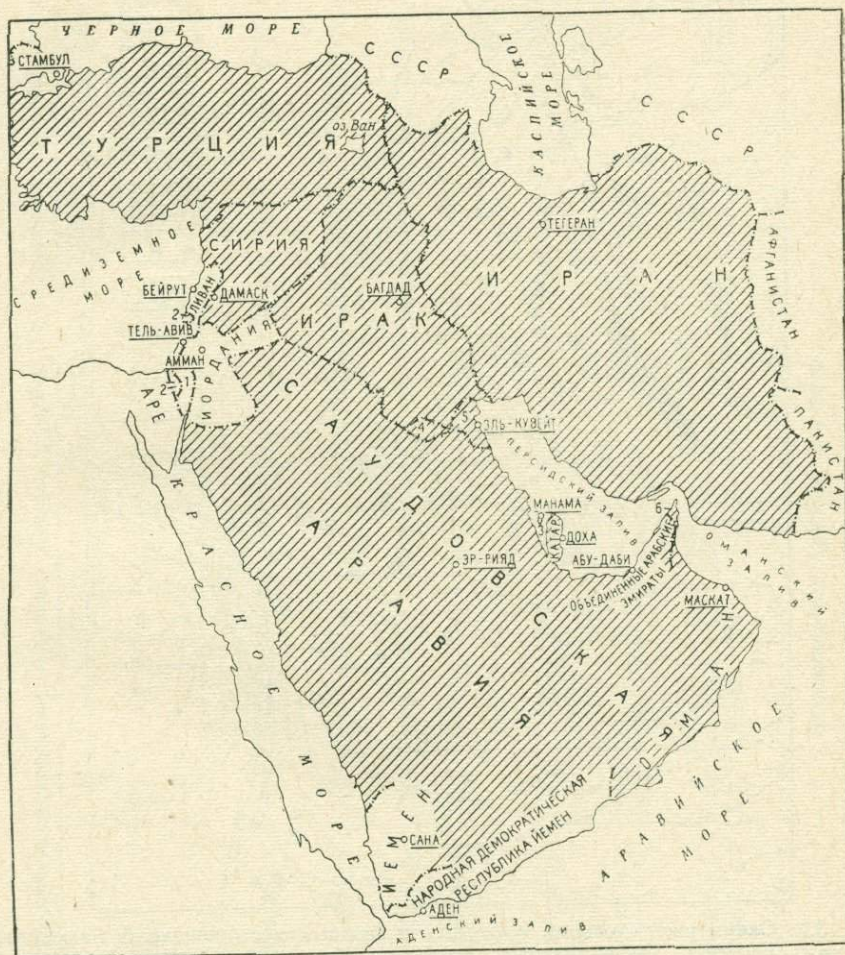


Рис. 3.1. Обзорная карта добычи нефти и газа на Ближнем и Среднем Востоке
 Штриховкой показаны нефтегазодобывающие страны.
 1 — Израиль, 2 — Территория Арабского государства; 3 — Бахрейн, 4 —
 Нейтральная зона; 5 — Кувейт, 6 — Оман.
 Границы государства Израиль показаны в соответствии с резолюцией Генераль-
 ной Ассамблеи ООН от 29 ноября 1947 г.

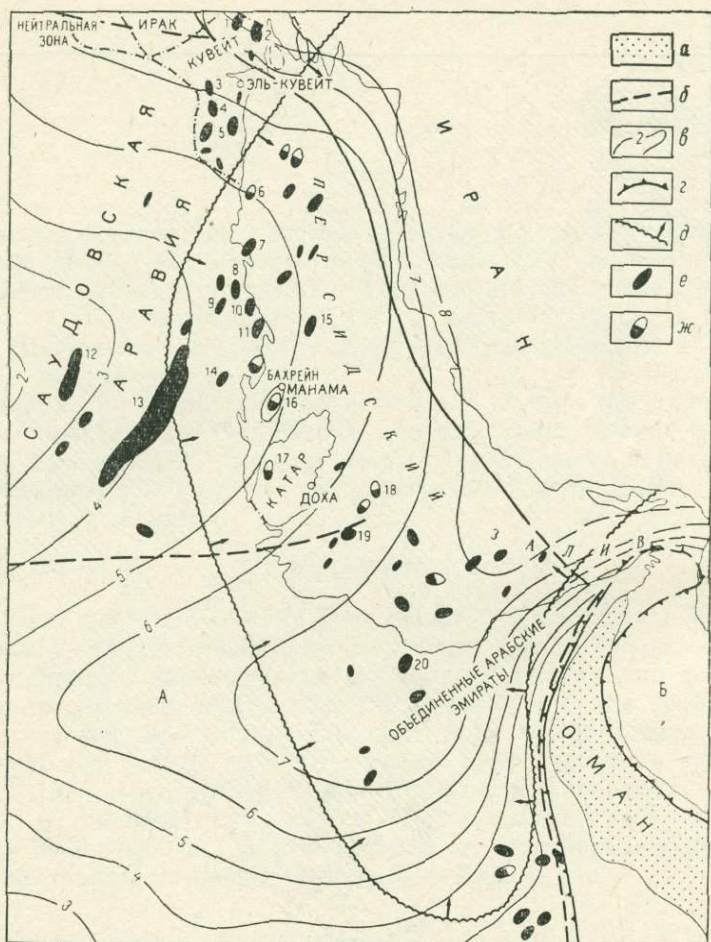


Рис. 3.2. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Бахрейна, Катара, Кувейта, Объединенных Арабских Эмиратов, Омана, Саудовской Аравии

а — альпийская складчатая область; б — основные разрывные нарушения; в — изопахиты осадочного чехла в км; г — границы: А — НГБ Персидского залива, Б — Омано-Маكرанского ВНГБ; д — область распространения соленосных толщ в НГБ Персидского залива; месторождения: е — нефтяные, ж — газонефтяные и нефтегазовые (Кувейт: 1 — Раудатайн, 2 — Сабрия, 3 — Минагиш, 4 — Вафра, 5 — Бурган-Магва-Ахмали, 6 — Хафджи-Сафания; Саудовская Аравия: 7 — Манифа, 8 — Харсания, 9 — Фалили, 10 — Берри, 11 — Катиф, 12 — Хурейс, 13 — Гхавар, 14 — Абнаик, 15 — Абу-Сафа, Бахрейн: 16 — Авали; Катар: 17 — Дукхан, 18 — Идд-аль-Шарги, 19 — Майдан-Мазан; (Объединенные Арабские Эмираты: 20 — Мурбан-Бу-Газа)

Таблица 3.2

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

Месторождение; возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	п. 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}
Бахрейн												
Авали; 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; поздняя юра, свита араб, горизонты С и D	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
Майдан-Мазан; поздняя 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	0,986
Минагиш; 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
поздняя 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	10,6	0,900	33,3	1,001
Хафджи; 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												
Мурбан-Бу-Газа; ранний мел, свиты шуайба, тамама	9,5	0,656	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	$t_{пл}$, °С	G , м ³ /т	μ (37,8°С), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти			
								Сера *	Конс *	V **	Ni **
Бахрейн											
Авали, 1932	Поздний мел, свита ахмади	600—700	6,7	48	121	7,1	0,850	2,0	3,1	Нет данных	
	Ранний мел, свита бахрейн	1350—1400	13,5	68	Нет данных		0,845		Нет данных		
Катар											
Дукхан ***, 1940	Поздняя юра, свита араб, горизонты С и D	1800—2196	Нет данных		168	2,0	0,820	1,27	Нет данных	1,9 0,3	
Идд-эль-Шарги, 1960	Ранний мел, свита шуайба	1370—1480	Нет данных			6,5	0,860	1,99	3,8	19 6	
Майдан-Мазан, 1963	Поздняя юра, свита араб, С 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											
Минагиш, 1959	Ранний мел, свита ратави	3000	Нет данных			92,4	8,6	0,860	2,12	3,9	»
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. %.

** 10⁻⁶ ч/млн.

*** Парафинов 5,4%, смол силикагелевых 9,0%, асфальтенов 0,9%.

**** 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. к. — 200° С			200—300° С			
	метановые	нафтеновые	ароматические	выход	метановые	нафтеновые	ароматические
Бахрейн							
Авали; ранний мел, свита ямама	74	13	13	28,2	60	18	22
Катар							
Духхан; поздняя юра, свита араб, горизонты С и D	80	—	20	Нет данных			
Идд-эль-Шарги; ранний мел, свита шуайба	72	14	14	26,9	55	16	29
Майдан-Мазан; поздняя юра, свита араб, горизонты С и D	71	15	14	26,8	58	15	27
Кувейт							
Раудатайи; ранний мел, свита бурган	78	12	10	29,7	59	17	24
Минагиш; 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
ранний мел — поздняя юра, свита ямама	77	15	8	22,6	57	22	21
Магва-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
Вафра; 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 палеоцен-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).

Дибай

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.⁴

Плотность нефти месторождения Фатех 0,863.

Шарджа

В 1973 г. открыто крупное месторождение нефти Мубарек. Нефтеносны 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»: CН_4 97,90,

C_2H_6 1,32, C_3H_8 0,26, C_4H_{10} +высшие 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} + высшие 0,90, H_2S 0,05, CO_2 3,15.

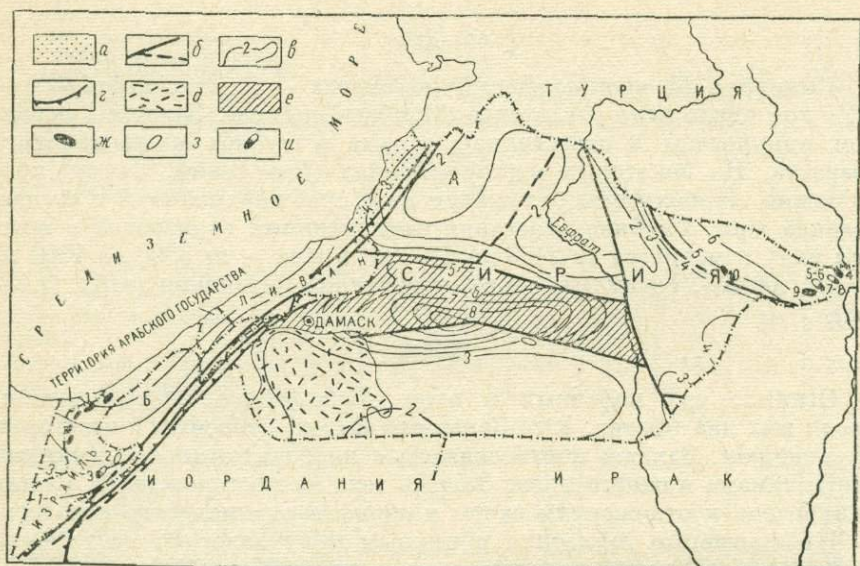


Рис. 3.3. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Израйля и Сирии

a — альпийская складчатая область; *б* — основные разрывные нарушения; *в* — изопахиты осадочного чехла в км; *г* — кайнозойские эффузивы на поверхности; *д* — интракратонная складчатая область Пальмирид; *е* — границы нефтегазоносных бассейнов: А — Персидского залива, Б — Восточно-Средиземноморского; месторождения: *ж* — нефтяные, *з* — газонефтяные и газовые (Израиль: 1 — Хелетц, 2 — Хар-Хаканаим, 3 — Зохар-Кидог, Сирия: 4 — Деррик, 5 — Карачок, 6 — Хамза, 7 — Румелан, 8 — Суадия, 9 — Хурбет, 10 — Джиббисса).

Границы государства Израиль 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.

ИРАК

Нефтегазоносный бассейн: Персидского залива.

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

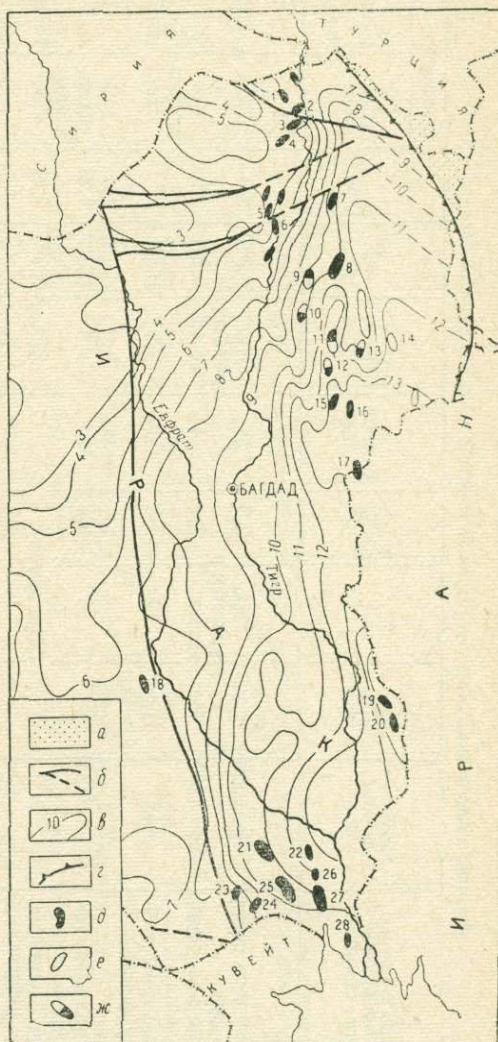
Месторождения группируются в двух районах (рис. 3.4). На севере страны они располагаются преимущественно на складчатом борту Месопотамского прогиба. Основной продуктивный горизонт — рифогенные известняки эоцен-нижнемиоценового возраста (свита — кальхур или «главный известняк»), залегающие на глубинах 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 — изопахиты осадочного чехла в км;
 г — граница НГБ Персидского залива;
 д — нефтяные, е — газовые, ж — нефтегазовые и газонефтяные (1 — Айн-Зала, 2 — Бутма, 3 — Алан, 4 — Ибрагим, 5 — Каюра, 6 — Неджма, 7 — Демир-Даг, 8 — Киркук, 9 — Вай-Гассан, 10 — Хамрин, 11 — Джамбур, 12 — Пулхана, 13 — Кор-Мор, 14 — Чемчемал, 15 — Инжина, 16 — Джилабат, 17 — Нафт-Хана, 18 — Самава, 19 — Абу-Гураб, 20 — Бузурган, 21 — Ратави, 22 — Нахр-Умр, 23 — Лу-хейс, 24 — Рачи, 25 — Румейла, 26 — Туба, 27 — Зубейр, 28 — Сива)



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 Ирака

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$\rho_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С	$\rho_{нас}$, МПа	G, м ³ /т	μ (20°С), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти				
									Сера *	Парафины *	Асфальтены *	V **	Ni **
Айн-Зала, 1939	Поздний мел, свита шираиш	1554—1630	16,9	Нет данных	12,0	51	Нет данных	0,860	2,8	2,2	2,0	95	15
Бутма, 1952	Поздний мел, свита шираиш	1158—1207	Нет данных	Нет данных	7,0	41	То же	0,870	2,9	Нет данных	2,5	35	19,5
Алан, 1968	Поздний триас, свита курачине	2442	Нет данных	94	16,4	120	2,0	0,878	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Ибрагим, 1968	Поздний триас, свита курачине	2822	То же	88	17,2	140	3,2	0,863	1,4	0,2	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Каюра, 1936	Ранний миоцен, свита евфрат	3078—3134	»	97	18,4	109	2,8	0,879	1,21	Нет данных	4,28	Нет данных	Нет данных
	Ранний миоцен, свита евфрат	350	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	270	0,965	7,35	0,38	15,58	Нет данных	Нет данных
	Поздний мел, свита харта	800—900	Нет данных	То же	То же	То же	160	0,989	7,5	4,5	8,5	То же	То же
Неджма, 1936	Ранний миоцен, свита евфрат	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	85	0,984	6,5	1,5	7	»	»
Демир-Даг, 1970	Ранний эоцен — палеоцен, свита сиджар	1116—1150	Нет данных	74	10,0	28	85	0,966	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
	Поздний мел	1594—1610	То же	80	12,8	43	12	0,946	5,54	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Киркук ***, 1927	Ранний миоцен — олигоцен, свита киркук; эоцен — палеоцен, свита джаддала	305—1070	7,5	55	3,5	36	Нет данных	0,845	2,34	5,5	1,3	2,5	18
	Поздний мел, свита шираиш, кометан, докан	925—1500	Нет данных	Нет данных	10,3	115	То же	0,856	2,4	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Бай-Гассан, 1953	Ранний миоцен — олигоцен, свита киркук	1280—1524	14,1	Нет данных	12,5	123	»	0,850	2,6	Нет данных	1,5	26	17
	Поздний мел, свита шираиш	1311—1430	26,4	То же	12,0	115	»	0,844	3,2	То же	1,0	48	14
	Ранний мел, свита верхняя камчука	1929—1974	Нет данных	Нет данных	18,0	89	»	0,925	3,9	То же	0,64	Нет данных	Нет данных
Хамрин, 1971	Ранний миоцен, свита сериканьи	573—582	5,6	146	5,2	Нет данных	6,5	0,867	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Пулхана, 1971	Ранний миоцен, свита сериканьи	1215—1245	Нет данных	69	15,4	161	4,1	0,861	2,1	3,5	0,1	Нет данных	Нет данных
	Поздний мел, свита шираиш	1637—1650	То же	82	13,5	138	8	0,888	2,6	Нет данных	1,7	То же	То же
Кор-Мор, 1970	Ранний миоцен, свита джерибе	1931—1980	»	69	15,0	136	2	0,844	6,7	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Ишжина, 1970	Поздний мел, свита шираиш	1979—2018	»	70	14,5	108	Нет данных	0,867	1,8	6,0	0,17	Нет данных	Нет данных
	Поздний мел, свита кометан	3111—3118	»	92	17,9	184	1,7	0,859	1,74	Нет данных	1,75	То же	То же
Джилабат, 1970	Средний миоцен, свита верхний фарс	1360—1395	32,5	57	5,6	90	2,0	0,824	0,61—0,81	4,9	0,7	»	»
Нафт-Хане, 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	Нет данных
Самава, 1971	Ранний мел, свита ратави	2469	Нет данных	68	10,6	103	11,0	0,903	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
	Поздняя юра, свита готния — наджма	2634	То же	70	16,5	104	10,0	0,901	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Абу-Гураб, 1971	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	2837	42,5	98	16,1	108	Нет данных	0,922	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных

* Вес. %.

** 10⁻⁶ г/млн.

*** Содержание смол 15,5%.

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа	G, м ³ /т	$\mu(20^\circ \text{C})$, сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти					
									Сера *	Парафины *	Асфальтены *	V **	Ni **	
Бузурган, 1971	Поздний мел, свита мишриф	3884	41,1	106	21,0	127	Нет данных	0,911	3,7	Нет данных	4,1	Нет данных		
Ратави, 1970	Поздний мел, свита мишриф	2148	26,6	71	12,3	86	6,4	0,895	5,1	Нет данных		Нет данных		
	Ранний мел, свита нахр-умр	2622	36,7	88	17,1	75	12,0	0,928	4,25	Нет данных	10,4	Нет данных		
Нахр-Умр, 1970	Ранний мел, свита нахр-умр	2482—2496	28,6	89	27,4	305	0,9	0,811	1,2	Нет данных		Нет данных		
Лухейс, 1969	Ранний мел, свита нахр-умр	2571	Нет данных	74	16,4	123	4,0	0,800		Нет данных				
	Ранний мел, свита зубейр	2801	То же	74	17,2	127	3,9	0,880		То же				
Рачи, 1970	Ранний мел, свита нахр-умр	2714	»	77	17,2	106	4,5	0,885		»				
Румейла, 1953	Поздний мел, свита мишриф	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	16,5	130	То же	0,853	2,0	То же	0,59	35,4	13,6	
Туба, 1969	Поздний мел, свита мишриф	2404	Нет данных	78	16,0	106	5,5	0,888		Нет данных				
	Ранний мел, свита зубейр	3247	То же	88	18,6	101	5,9	0,910		То же				
Зубейр, 1948	Поздний мел, свита мишриф	2286	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	1,9	Нет данных	Нет данных	57	19,5	
Сйба, 1968	Ранний мел, свита зубейр	3584—3603	Нет данных	120	15,4	94	6,3	0,874	1,36	3,8	3,8	Нет данных		
	Ранний мел — юра, свита ямама	4031	56,7	128	21,2	267	0,35	0,808	1,34			Нет данных		

* Вес. %.

** 10^{-6} ч/млн.

Фракционный состав нефтей месторождений Ирака

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 100° С		100—200° С		200—350° С		350—450° С		Остаток < 550° 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}
Киркук; ранний миоцен — 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 Ирака

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С	Состав газа, об. %								
					C_1H_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	$C_6H_{14} +$ + выше	N_2	CO_2	H_2S
Демир-Даг, 1970	Поздний мел, свита ширавиш	1576—1610	Нет данных		83,87	8,55	3,71	2,28	0,62	0,31	—	0,20	0,46
Чемчемал, 1968	Средний миоцен, свита пиласпи	424—637	4,2—5,1	Нет данных	78,2			Нет данных				2,4	6,6
	Поздний мел, свита ширавиш	1824—2097	21,4	То же	86			То же				0,4	—
Кор-Мор, 1970	Ранний миоцен, свита евфрат	1324—1625	Нет данных		80,24	8,83	6,79	2,45	0,99	0,60	Нет данных	0,10	Нет данных

ИРАН

Нефтегазоносные бассейны: Персидского залива, Центральноиранский, Каракумский.

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

НГБ Персидского залива

В пределы НГБ Персидского залива входит юго-западная часть Ирана. 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-нижнемиоценового возраста на глубине 180—2800 м. Продуктивны также карбонатные отложения верхнего мела (свита бангестан). На отдельных месторождениях доказана промышленная нефтегазоносность нижнемеловых известняков свиты хаами.

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

Каракумский НГБ

В пределы Ирана входит Серахский нефтегазоносный район. В 1968 г. открыто крупнейшее газовое месторождение Хангирен, извлекаемые запасы которого составляют 362 млрд. м³. Продуктивны известняки келловея — оксфорда и песчаники неокома. Глубина залегания продуктивных горизонтов в нижнем мелу 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-нижнемиоценового возраста, являющиеся аналогами известняков асмари Юго-Западного Ирана. 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 васиа (турон — альб) и серии тамама (нижний мел). В группе месторо-

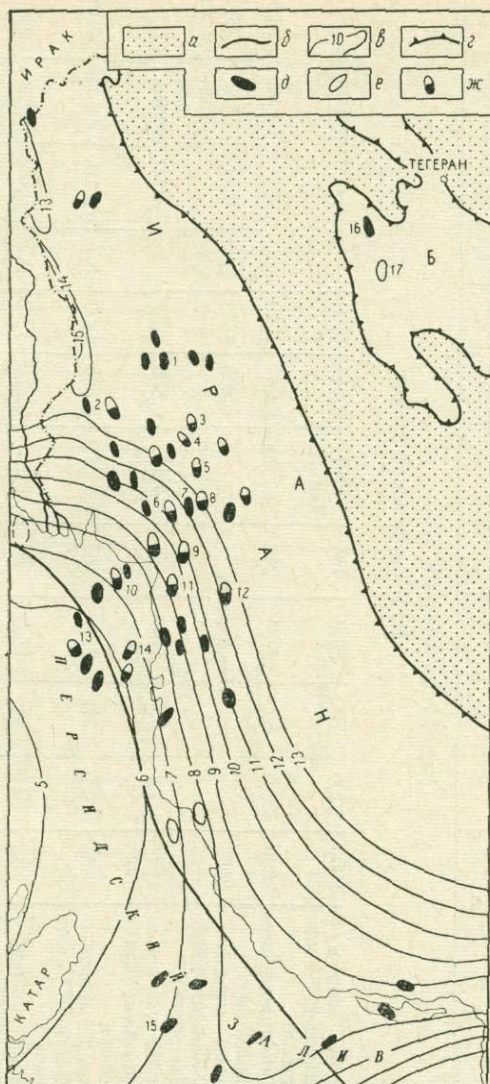


Рис. 3.5. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Ирана

a — альпийская складчатая область; *б* — основные разрывные нарушения; *г* — изопахиты осадочного чехла в км; *г* — границы НГБ: *A* — Персидского залива, *B* — Центральноиранского; месторождения: *д* — нефтяные, *е* — газовые, *ж* — нефтегазовые и газонефтяные (1 — Дали, 2 — Ахваз, 3 — Месджид-и-Сулейман, 4 — Нафт-Сафид, 5 — Хафт-Кел, 6 — Ага-Джари, 7 — Карандж, 8 — Фариз, 9 — Пазанун, 10 — Бахрегансар, 11 — Биби-Хакиме, 12 — Гечсаран, 13 — Кирус, 14 — Дариус-Харг, 15 — Сасан, 16 — Альборц, 17 — Сараджех)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Ирана

Месторождение, год открытия	Возврат и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегающих, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ (°C), сПз	ρ_{4}^{20}	Содержание в нефти					
									Сера *	Парафины *	Асфальтены *	Кокс *	V **	Ni **
НГБ 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 бангестан	2300	30,0	82	27,0	210	То же	0,847	1,19	То же				
Ахваз, 1958	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	2566	Нет данных					0,863	1,56	4,22	0,31	Нет данных	23	8
Меджид-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		
Хафт-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
Карандж, 1963	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	2200	30,0	82	30,0	212	Нет данных	0,849	Нет данных					

Фариз, 1964	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	2687	46,0	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	1,39	0,6	3,25	То же		
Биби-Хакиме, 1961	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	1020	Нет данных					0,845	Нет данных					
Гечсарап, 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
Кирус, 1962	Ранний мел, свита бурган	2230	Нет данных				4,7 (37,8)	0,967	4,56	0,9	13	6,2	151	39
Дариус, 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 хами	3589	Нет данных					0,856	2,13	2,0	4,8	Нет данных		
Сасан, 1966	Поздняя юра, свита араб	2438	Нет данных				5,57 (37,8)	0,857	2,06	Нет данных		4,2	16	3

Центральноиранский НГБ

Альборц, 1956	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^{-6} г/млн.

Фракционный состав нефтей месторождений Ирана

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 Персидского залива

Ахваз; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	6,5	Нет данных	20,5	Нет данных	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 данных	20,0	Нет данных	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

Таблица 3.9

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

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	п. к. — 200° С			200—350° С			
	Метано-вые	Нафтенно-вые	Аромати-ческие	Выход	Метано-вые	Нафтенно-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	29	11	17,1	45	30	25
Гечсаран; ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	59	30	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	29

Таблица 3.10

Характеристика газов месторождений Ирана

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование 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	N ₂	CO ₂	H ₂ S	
НГБ Персидского залива																	
Ахваз, 1958	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	Р	2566	Нет данных		85,0											
Ага-Джари, 1938	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	Р	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	
Паванун, 1961	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	Р	1743	Нет данных		84,91	6,21	2,91		1,73		0,92		0,12		Нет данных	
Биби-Хакиме, 1961	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	Р	1020	То же		79,47	11,75	5,48	0,61	1,55	0,37	0,39	0,37	—	0,01	—	
Гечсаран, 1928	Ранний миоцен — олигоцен, свита асмари	Р	1676	25,9	71	83,07	8,25	3,91	0,52	1,20	0,26	0,38	0,36	—	1,52	0,50	
Центральноиранский НГБ																	
Сараджех, 1958	Олигоцен — нижний миоцен, свита кум	С	1620—2650	38,5	99	86,83 *	6,25 *	3,18 *	0,47 *	0,81 *	0,19 *	0,13 *	—	1,92 *	0,22 *	—	

* Вес. %.

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

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

Нефти пермских отложений имеют плотность 0,825—0,959. Содержание серы в среднем 0,97%.

САУДОВСКАЯ АРАВИЯ

Нефтегазоносные 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 джубейла 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 Сафания) (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 Бэрган. Продуктивны отложения формации бэд (миоцен) на глубине 1900—2000 м.

СИРИЯ

Нефтегазоносный 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):

$$\left(\begin{array}{c} \text{выход, об. \%} \\ \text{остаток} \end{array} \right): \frac{\text{н. к.} - 100}{5,0}; \frac{100 - 200}{10,5}; \frac{200 - 300}{10,7}; \frac{300 - 400}{17,8}; \frac{400 - 500}{10,0}; \frac{\text{остаток}}{46,0}.$$

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Саудовской Аравии

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$\rho_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	μ (37,8°C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти			
							сера *	кокс *	V **	Ni **
Сафания ***, 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	0,865	2,63	4,3	64	14
Манифа, 1957	Ранний мел, свита ратави	2400	29,0	83	9,81	0,876	2,75	5,6	12	1
	Поздняя юра, свита араб, А	2750	35,0	88	Нет дан-ных	0,887	Нет данных			
Харсания, 1956	Поздняя юра, свита араб А	2100	23,5	80	7,69	0,865	2,38	3,7	Нет данных	
		2125	Нет данных		8,79	0,870	2,49	4,4	18	3
		2140	То же		8,25	0,868	2,69	2,0	Нет данных	
		2200	»		9,74	0,870	2,54	3,7	То же	
Фадили, 1949	Средняя юра, свита друма	2472	30,0	75	20,98	0,839	1,25	1,9	»	
		2306	27,0	82	8,58	0,876	2,24	4,3	24	3
Берри, 1964	Поздняя юра, свита араб	2100	24,0	80	10,4	0,881	2,55	5,5	Нет данных	
Катиф, 1945	Поздняя юра, свита араб С	1550	15,5	72	7,96	0,865	1,73	3,9	8	5
Хурейс, 1957	Поздняя юра, свита араб D	2000—2050	22,5	78	6,17	0,857	1,66	3,8	Нет данных	
Гхавар, 1948	Поздняя юра, свита араб D									
Блок Айп-Дар										
Блок Шедгум ****										
Блок Утмания										
Абкаик, 1940	Поздняя юра, свита араб	1700—1800	17,8	74	13,13	0,881	2,76	4,3	49	7
Абу-Сафа, 1963	Поздняя юра, свита араб									

* Вес. %.

** 10^{-6} г/млн.

*** Парафинов 2%.

**** Парафинов 5,9%.

Фракционный состав нефтей месторождений Саудовской Аравии

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. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	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. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$
Сафания; ранний мел, свита бахрейн	7,5	0,653	13,7	0,748	24,0	0,823	8,7	0,878	9,8	0,909	36,3	1,021
Манифа; 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	1,098
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 друма	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 D	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 D												
Блок Айн-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 Утмания	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	21,6	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	0,882	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			
	Метано- вые	Нафтенно- вые	Арома- тические	Выход	Метано- вые	Нафтенно- вые	Арома- тические
Сафания; ранний мел, свита бахрейн свита зубейр	78	18	4	22,3	56	23	21
	79	17	4	22,5	60	21	19
Манифа; ранний мел, свита ратави	86	8	6	25,7	57	17	26
Хурсания; поздняя юра, свита араб А B C D	75	18	7	23,4	58	19	23
	73	19	8	23,3	55	23	22
	71	23	6	23,2	58	19	23
	75	17	8	23,4	59	17	24
Фадилл; средняя юра, свита друма	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 D	82	7	11	23,7	59	16	25
Гхавар; верхняя юра, свита араб D							
Блок Айн-Дар	78	12	10	25,4	60	18	22
Блок Шедгум	79	12	9	25,9	59	19	22
Блок Утмания	74	18	8	23,0	58	20	22
Абкаик, верхняя юра, свита араб С	78	14	8	21,1	59	20	21
Абу Сафа, верхняя юра, свита араб	77	11	12	23,6	56	16	28

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Сирии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	ρ_{4}^{20}	Содержание в нефти				
						Сера *	Парафины *	Асфальтены *	V **	NI **
Деррик, 1965	Поздний мел, свита массивный известняк	2540	31,6	80	0,940	Нет данных				
Карачок, 1956	Поздний мел, свита массивный известняк	2000	22,0	78	0,930	4,54	1,22	13,0	50	30
Хамза, 1956	Поздний мел, свита массивный известняк	1935—1998	22,0	78	0,929	Нет данных				
Румелан, 1962	Поздний триас, свита курачине	3020—3200	37,5	92	0,893	То же				
Суэдия, 1959	Поздний мел, свита шираниш	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			
Хурбет, 1963	Поздний триас, свита курачине	3200	38,5	94	0,867	0,93	4,7	3,5	Нет данных	
	Поздний триас, свита курачине	2975—3035	37,8	92	0,936	Нет данных				
Джибисса, 1968	Ранний мiocен, свита джерибе	590—630	Нет данных		0,934	4,8	2,75	7,4	97	70
	Поздний триас, свита курачине	3500	То же		0,722	0,62	Нет данных	0,3	Нет данных	

* Вес. %.

** 10^{-6} ч/млн.

ТУРЦИЯ

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

Количество месторождений: нефтяных — 21, газовых — 3.

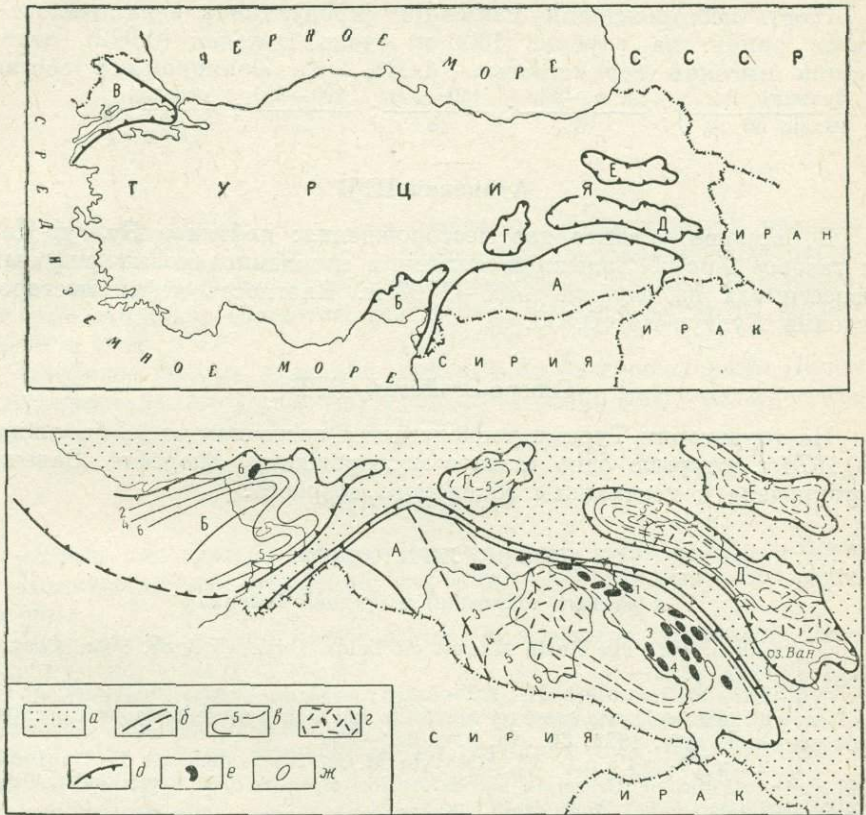


Рис. 3.6. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений Турции

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

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

НГБ Персидского залива

В пределы НГБ Персидского залива входит юго-восточная часть Турции, где выявлено 20 нефтяных и 1 газовое месторождение. Продуктивные 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 цело (99,3%) состоит из алканов.

Нефти остальных месторождений разнообразны по плотности — от 0,845 (Каякой) до 0,970 (Бати-Раман).

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

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

выход, об. %

Аданский НГБ

В бассейне открыто два месторождения: нефтяное Булгур-Даг и газовое Арсуз. Залежи выявлены в нижнемiocеновых 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 песчаникам 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. 4—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 — $\frac{21,88}{66,4}$; нафтенновые — $\frac{47,20}{11,3}$; 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 миоценовые 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).

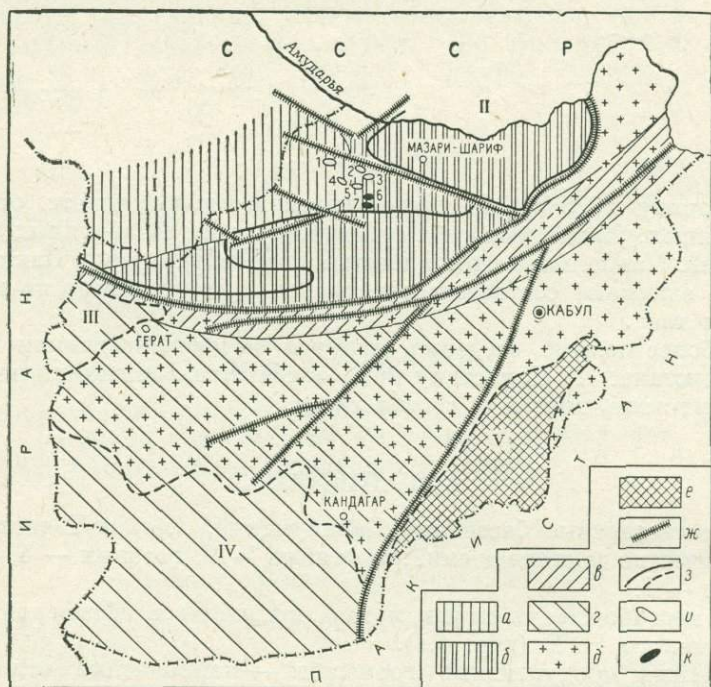


Рис. 4.1. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Афганистана

a — Каракумская эпигерцинская платформа; *б* — активизированная часть эпигерцинской платформы; *в* — область герцинской складчатости; *г* — активизированная эпибайкальская платформа; *д* — альпийская складчатая область; *е* — наложенный флишевый прогиб; *ж* — разрывные нарушения; *з* — границы НГБ и ВНГБ, установленные и предполагаемые; 1 — Каракумского НГБ, II — Афгано-Таджикского НГБ, III — Тирмупского ВНГБ, IV — Гильмендского ВНГБ, V — Кундар-Ургунского ВНГБ; месторождения: и — газовые, к — нефтяные (1 — Джуминское, 2 — Етым-Тег, 3 — Ходжа-Гургердаг, 4 — Джар-Кудук, 5 — Ходжа-Булан, 6 — Ангот, 7 — Ак-Дар'я)

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.

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Афганистана

Месторожде- ние, год открытия	Возраст и индекс продуктив- ного гори- зонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$\mu/(50^\circ C)$, сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %					
							Сера	Парафи- ны	Смолы сизика- гелевые	Асфаль- тены	Кокс	Зола
Джар- Кудук, 1971	Келловой — оксфорд, XV	2478—2663	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
Ходжа-Бу- лан, 1964	Готерив, XIV	1299—1346	17,3— 19,5	76	2,2—9,8	0,843— 0,878	1,52— 1,98	4,2—6,5	Нет данных	1,0—3,6	Нет данных	0,004
Ангот, 1960 (альб)	Ранний альб, XI	622—871	8,9	41	27,8	0,926	1,16— 1,76	3,4		20,9		6,4
Ангот, 1967 (готерив)	Готерив, XIV	1036—1131	13,7— 14,0	53—56	6,5— 32,7	0,888— 0,917	0,85— 2,59	2,12— 6,4	Нет данных			
Ак-Дарья, 1974	Ранний альб, XI	837—898	13,2	Нет дан- ных	0,822—0,843		0,65— 0,93		Нет данных			
	Готерив, XIV	1176—1212	17,6	Нет дан- ных	47,2	0,925	2,9	Нет данных	11,2	12,23	Нет данных	

Таблица 4.2

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	Начало кипения, °C	н. к. —100° C	Содержание в нефти, вес. %						Остаток выше 350° C
			100— 150° C	150— 200° C	200— 250° C	250— 300° C	300— 350° C		
Джар-Кудук; готерив	125	—	1,0	5,9	17,1	6,0	8,0	62,0	
Ходжа-Булан; готерив	118	—	0,5	4,5	0,8	6,2	26	63,0	
Ангот; альб	128	—	9,7	16,3	18,0	9,4	5,9	40,7	
готерив	86	0,8	2,2	8,0	9,0	12,0	14,0	44,0	
Ак-Дарья; нижний альб	82	2,2		5,0	11,0	14,0		67,3	

Характеристика газов месторождений Афганистана

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Условия залегания	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	C ₅ H ₁₂ + + выше	CO ₂	N ₂ + редкие
Тым-Таг, 1960	Сенон, VII	C	364—515	3,3—4,4	19	95,00—97,00	0,87—1,60	0,90—2,50	≅ 2,10	—	—	
			387—394			Нет данных						96,60
	Готерив, XIV	C	1580—1660	То же	72	91,90—92,90	0,32—0,40	0,01—0,11	Нет данных	3,97—6,58	1,01—2,12	0,02—0,07
			1447—1592			24,6	91,00—94,00	0,60—0,82	≅ 7,82	0,30—0,70	≅ 1,14	
	Келловей—оксфорд, XV	C	1798—1976	19,6	Нет данных	88,50—92,30	0,71—0,26	2,20—7,70	0,50—0,60	≅ 6,40	—	—
2191—2225			29,5			92,30—93,00						
Бат—нижний келловей	C	2225—2295	Нет данных	89,55	0,22	0,02	Нет данных	3,43	0,77	0,03		
		1226—1296			Апт, XI	C	18,8—20,9	62,7—63,6	98,56	0,67	0,11	—
Ходжа-Гурердаг, 1961	Готерив, XIV	C	1540—1829	24,5—25,0	82—84	93,0—96,0	≅ 2,0	0,9	2,4—5,5	—		
			2064—2306	Келловей—оксфорд, XV	C	26,7—31,8	83—103	85,00—89,80	0,40—1,00	5,77—8,60	0,24—2,40	2,87—3,54
	Готерив, XIV	C	1230—1346	18,9—19,5	76	92,30—94,20	1,00—2,20	0,50—2,55	0,70—4,50	≅ 0,45		
Ходжа-Булан, 1964	Сенон, VII	C	994	Нет данных	50	91,15	1,45	0,23	0,06	0,31	6,08	Нет данных
			Готерив	C	2084—2226	29,3—30,7	98—108	91,60—93,22	1,17—1,50	0,18—0,33	0,10—0,45	0,06—0,15
Джар-Кудук, 1971	Келловей—оксфорд XV	C	2193—2259	Нет данных	88,12	1,05—1,09	0,12—0,16	0,03—0,06	0,02—0,03	8,20—10,62	0,67	0,13
			2312—2348			То же	80,76—89,71	0,89—1,08	0,13—0,15	0,08—0,12	0,06—0,06	6,62—7,06
	2432—2646	Нет данных	100—103	90,00—96,78	0,94—1,13	0,12—0,18	0,09—0,12	0,02—0,07	1,31—8,60	0,21—0,53	Нет данных	
	2585—2669	То же	105	97,2	1,3	0,1	—	—	1,4	—	То же	
	Альб, XI	P	869—886	Нет данных	78,06	3,40	3,04	2,78	0,71	0,15	11,86	—

Характеристика свободных газов месторождений Бангладеш

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	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	C ₅ H ₁₂ + высшие	CO ₂	N ₂
Чаттак, 1959	Средний миоцен, свита бокабил	1100	98,55	0,74	—	—	—	—	0,04	0,67
		1200	99,29	0,23	—	—	—	—	0,04	0,44
Силхет, 1955	Средний миоцен, свита бокабил	1200—1300	95,4	2,67	0,3	0,19	0,05	0,39	0,48	0,37
Кайлас-Тила, 1962	Средний миоцен, свита бокабил	2300—3000	95,7	2,6	0,9	—	0,4	—	0,2	0,2
Разидпур, 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
Хабигадж, 1963	Средний миоцен, свита бокабил	1400	97,8	1,5	—	—	—	—	—	0,7
Титас, 1963	Средний миоцен, свита бокабил	2500—3000	96,9	1,8	0,5	—	0,5	—	—	0,3
Джалди, 1967	Средний миоцен, свита бокабил	400—900	94,90	2,83	0,41	0,41	0,01	—	1,26	0,16

Продуктивны миоценовые, олиоценовые и эоценовые отложения 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 плотностью 0,86—0,95 имеются только на двух месторождениях — Косамба и Калол. Сера в нефтях Камбейского бассейна обычно отсутствует или содержится в незначительном количестве (табл. 4.5).

Ассамский НГБ

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

Продуктивны миоценовые и олигоценые 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 Нахоркатья нефти очень тяжелые

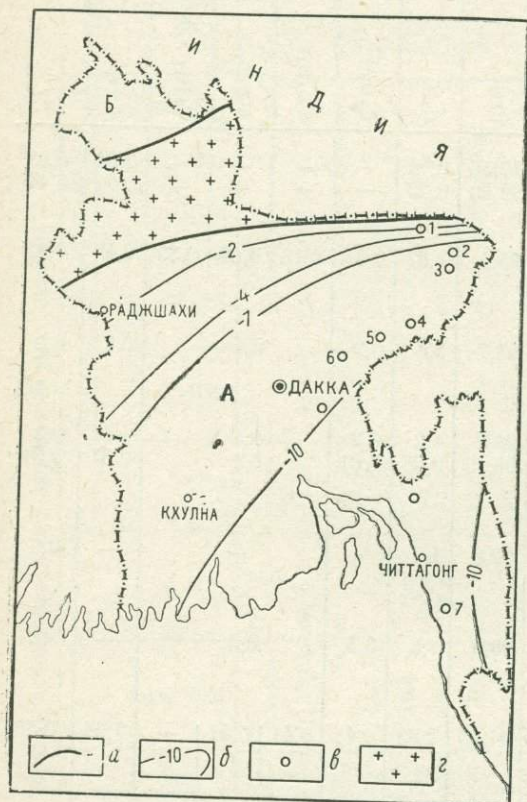


Рис. 4.2. Схема размещения месторождений газа Бангладеш

a — границы НГБ и ВНГБ; *A* — Бенгальского НГБ, *B* — Гангского ВНГБ; *b* — изогипсы фундамента в км; *c* — газовые месторождения: 1 — Чаттак, 2 — Силхет, 3 — Кайлас-Тила, 4 — Разидпур, 5 — Хабигандж, 6 — Титас, 7 — Джалди; *z* — 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 относятся 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.

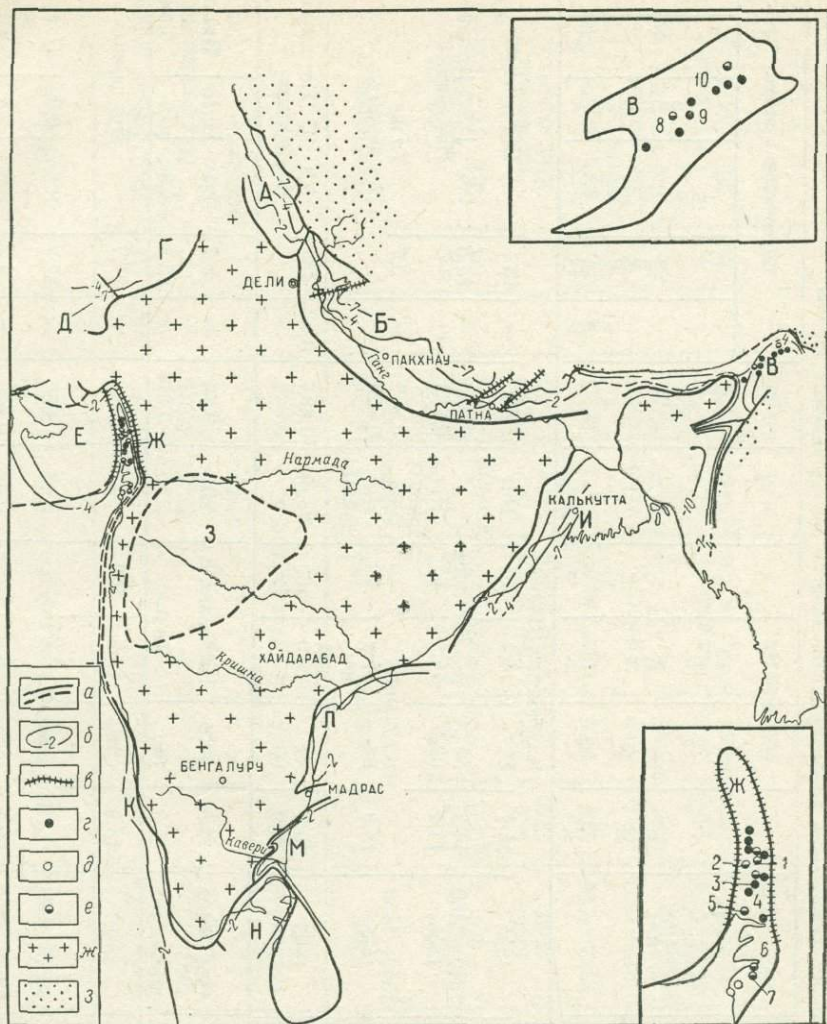


Рис. 4.3. Схема размещения месторождений нефти и газа Индии

a — границы НГБ и ВНГБ, установленные и предполагаемые: А — Пенджабского НГБ, Б — Гангского ВНГБ, В — Ассамского НГБ, Г — Среднеиндского НГБ, Д — Нижнеиндского НГБ, Е — Кач-Катиаварского ВНГБ, Ж — Камбейского НГБ, З — Деканского ВНГБ, И — Бенгальского НГБ, К — Малабарского ВНГБ, Л — Годаварийского ВНГБ, М — Коромандельского ВНГБ, Н — Полк-Манарского ВНГБ; б — изогипсы фундамента в км; в — основные разрывные нарушения; месторождения: г — нефтяные, д — газовые, е — нефтегазовые (см. врезки: 1 — Калол, 2 — Санад, 3 — Навагам, 4 — Долка, 5 — Камбей, 6 — Анклешвар, 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-химическая характеристика нефтей месторождений Индии

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ^* (°C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти **					
									Сера	Парафины	Смолы силика- гелевые	Асфальтены	V	Ni
Камбейский НГБ														
Калол, 1964	Поздний эоцен, III	1345	14,1	82	14,1	63	Нет данных	0,876	—	13	Нет данных			
	IV	1310—1430	14,3	83	Нет данных		Нет данных	0,820	—	13,3	2,4	—	Нет данных	
		1355	14,1	82,5	14,1	63	Нет данных	0,862	—	—	Нет данных			
	V VII—VIII	1340—1450	Нет данных		Нет данных		5,08	0,820	—	5,7	То же			
		1405	15,0	88	Нет дан- ных		52	0,808	—	Нет данных				
	X XII	1465	19,7	91	19,0	162	То же	0,835	0,03	15	6,8	Нет данных		
1560		23,9	93	17,2	120	»	0,848	Нет данных						
Сананд, 1962	Поздний эоцен III—IV	1151—1168	12,0	78,0	Нет данных		1,14	0,76	—	5,7	2,1	0,18	Нет дан- ных	
	IX—X	1186—1198	14,2	80	То же		5,10	0,81	—	12,6	4,3	0,7	То же	
Нава- гам, 1964	Поздний эоцен K _{IX} + K _X	1360	18,6	102	18,6	158	0,25	0,848	—	21,7	Нет данных			
	Ранний эоцен	1362—1373	Нет данных				25,8	0,850	—	22,7	3,8	0,5	Нет дан- ных	
		1900—1907	28,0	135	16,0	116,9	0,25	0,850	—	24,2	5,8	6,3	То же	
Долка, 1966	Эоцен, IX—X	1336—1359	19,5	46	Нет данных	8,86	0,82	—	Нет данных					
Камбей, 1958	Средний — позд- ний эоцен EP-III	1674—1710	Нет данных				35,26	0,860	—	20	Нет данных	0,05	Нет дан- ных	
	EP-IV	1737—1775	Нет данных				Нет данных	0,860	—	—	Нет данных			
	Олигоцен, OS-II	1550	17,5	110	17,5	125	Нет данных	0,860	—	—	Нет данных	1,1	Нет дан- ных	
	OS-III	1498—1510 1544—1548	16,5	107	Нет данных		18,44	0,850 0,760	— —	Нет данных То же				
Анкле- швар, 1960	Поздний и средний эоцен S ₁₁	885	Нет данных			138	Нет данных	0,795	—	Нет данных				
	S ₁₀ S ₈₊₉ S ₆₊₇	900	То же			138	То же	0,795	—	То же				
		900	9,8	78	9,8 (?)	138	»	0,790	—	8,8	Нет данных			
		930	9,8	79	9,8 (?)	138	»	0,790	—	9,0	2,1	0,2	Нет дан- ных	
	S ₅ S ₃₊₄	1170	11,5	80	10,1	138	»	0,790	—	Нет данных				
		1100	12,2	79	10,1	152	Нет данных	0,790	—	Нет данных				
	S ₂	1202—1207	12,4	87,2	Нет данных		1,51	0,797	—	11,4	Нет данных	0,08	Нет дан- ных	
		1215—1223	12,4	79,6	То же		1,42	0,790	—	Нет данных				
		1130	Нет данных		10,7	158	0,24	0,790	—	10,3	1,5	0,06	Нет дан- ных	
	S ₁	1168—1181	12,4	85,0	Нет данных		1,42	0,790	—	7,4	Нет данных			
1140		Нет данных		10,7	158	0,24	0,790	—	8,5	3,3	0,12	Нет дан- ных		
Ранний эоцен S ₀	1551—1565	Нет данных				6,64	0,830	—	18,1	4,5	1,4	Нет дан- ных		

* Для месторождений Камбейского НГБ вязкость дается при $t=40^\circ\text{C}$.** Сера, парафины, смолы силикагелевые, асфальтены—в вес. %; V, Ni—в 10^{-6} ч/млн.

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ * (°C), сПз	ρ_{4}^{20}	Содержание в нефти **					
									Сера	Парафины	Смоли силика- гелевые	Асфальтены	V	Ni
Косамба, 1961	Средний и поздний эоцен S ₄	687—692 698—703	7,4	61 Нет данных	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

Лаква, 1964	Средний миоцен TS ₂	2450	24,5	77	Нет данных	30	Нет данных	0,914	Нет данных					
		2467—2475	Нет дан- ных	77	Нет данных	128	6,29	0,862	0,2	13,3	24,96	0,74	0,40	3,00
		2477—2483	То же	77	»	258	20,57	0,906	0,27	10,2	24,0	0,61	0,28	2,40
		2640—2644	»	84	»	99	10,34	0,862	0,26	9,7	20,58	1,62	0,44	3,50
	TS ₃ TS ₅	2940	29,5	Нет дан- ных	19,1— 20,0	226— 235	Нет данных	0,850	Нет данных					
		2942—2947 2975	12,1 29,7	87 87	Нет данных Нет дан- ных	209	6,45 Нет данных	0,860 0,860	0,26 0,23	13,2 11	24,0	1,8	0,34	2,00
	TS ₆	3192—3202	Нет дан- ных	91	Нет дан- ных	211	12,54	0,853	0,26	18,4	29,1	1,9	0,32	2,80
		3225	32,2	92	»	211	Нет данных	0,910	Нет данных					
Олигоцен BS ₂	3600—3800	38,4	112	38,4	397,8	То же	0,864	То же						
	3832—3839	Нет дан- ных	110	Нет дан- ных	Нет данных	5,31	0,857	0,16	12,5	28,5	0,34	0,32	1,90	
	3836—3838	То же	113,5	То же	То же	5,68	0,848	0,13	8,5	24,29	0,15	0,31	3,50	
Нахор- катья, 1953	Олигоцен	2677—2679	32,0	73,9	31,0	Нет данных	0,880	0,19	23	6,4	0,3	Нет дан- ных		

* Для месторождений Камбейского НГБ вязкость дается при $t = 40^{\circ}C$.** Сера, парафины, смолы силикагелевые, асфальтены—в вес. %; V, Ni—в 10^{-6} ч/млн.

Фракционный состав нефтей месторождений Индии (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						
Саванд; поздний эоцен, III—IV	—	49,5	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	—	—	—	—	—	—
OS-III	4,5	15,1	16,4	7,7	21,3	35,0
	—	63,1	24,8	—	Нет дан- 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
Анклешвар; средний— поздний эоцен,	—	27,1	36,7	10,3	15,9	10,0
S ₆₊₇	—	—	—	—	—	—
S ₃₊₄	12,1	29,3	24,3	—	26,3	8,0
	—	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						
Рудрасагар; 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
TS _{2a}	6,3	18,7	19,0	—	—	»
TS ₃	7,4	16,8	17,2	—	—	»
TS ₃	6,5	19,6	18,3	—	—	»
олигоцен, BS ₂	10,4	22,5	21,2	—	—	»
	8,8	18,6	24,8	—	—	»
Нахоркатья; олигоцен	—	19,5	53,0	—	—	Нет данных

Характеристика свободных и растворенных газов месторождений Индии

Месторождение, год открытия	Возраст и индекс продуктивного горизонта	Условия задегаия	Глубина за- легания, м	Состав газа, об. %						
				СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ Н ₁₀	n-C ₄ Н ₁₀	i+n-C ₄ Н ₁₀	СО ₂
Камбейский НГБ										
Калол, 1961	Поздний эоцен, III IV V X	C	1310—1430	84,2	8,5	2,4	0,2	0,8	—	1,0
		C	1320—1455	81,6	12,4	2,6	0,4	1,3	—	0,7
		P	1340—1450	79,3	9,5	4,2	0,6	2,5	—	0,6
		P	1400—1520	62,2	17,0	6,9	1,5	3,4	1,5	0,8
Сананд, 1962	Поздний эоцен, III + IV IX + X	C	1151—1168	86,3	9,7	2,1	0,6	0,8	0,1	0,4
		P	1186—1198	80,8	12,0	2,4	0,9	1,4	—	0,6
Камбей, 1958	Олигоцен, OS-II OS-III	ГШ	1694—1710	73,5	14,7	4,2	1,0	1,7	0,1	1,6
		ГШ	1544—1548	74,0	16,5	3,4	0,7	1,3	Нет дан- ных	1,5
Анклешвар, 1960	Средний — поздний эоцен, S ₁	C	1110—1139	81,4	10,6	6,5	0,5	0,5	—	0,5
		P	1207—1209	63,9	14,4	13,8	1,5	1,3	—	0,1
		S ₂	1198—1210	41,8	22,3	19,1	5,8	7,5	2,7	0,8
		S ₃	1208—1213	50,1	20,1	15,7	5,3	5,5	2,2	1,1
		S ₃₊₄	1194—1209	66,7	11,3	16,1	2,5	2,4	0,5	0,5
Косамба *, 1961	Поздний эоцен, S ₄	P	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	μ (20° С), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти				
					Сера*	Асфальтены*	Кокс*	V**	Ni**
Пенджабский НГБ									
Мейал, 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			
Дулиан, 1935	Ранний эоцен, известняки сакесар	2300—2400	1,94—2,04	0,810—0,850	0,1—0,4	0,05	0,3	0,35	0,42
	Палеоцен, известняки хай-рабад	2500—2600	Нет данных	0,780	0,06	Нет данных			
Хаур, 1915	Миоцен, свита мари	300—400	То же	0,870	0,51	Нет данных	0,055	0,11	
Кот-Саранг, 1968	Палеоцен, известняки хай-рабад	4020	»	0,880	Нет данных	Нет данных			
Карсал, 1957	Ранний эоцен, известняки сакесар	3400	»	0,910	0,92	Нет данных	4,1	3,6	
Балкасар, 1946	Ранний эоцен, известняки сакесар	2100—2450	»	0,860—0,897	1,04	5,0	6,94	13,0	9,2
Джойя-Мейр, 1944	Ранний эоцен, известняки сакесар	2130	»	0,983	2,2	Нет данных			
	кембрий	2600	»	0,983	2,2	Нет данных	32,0	19,0	

* Вес. %.
 ** 10^{-6} г/млн.

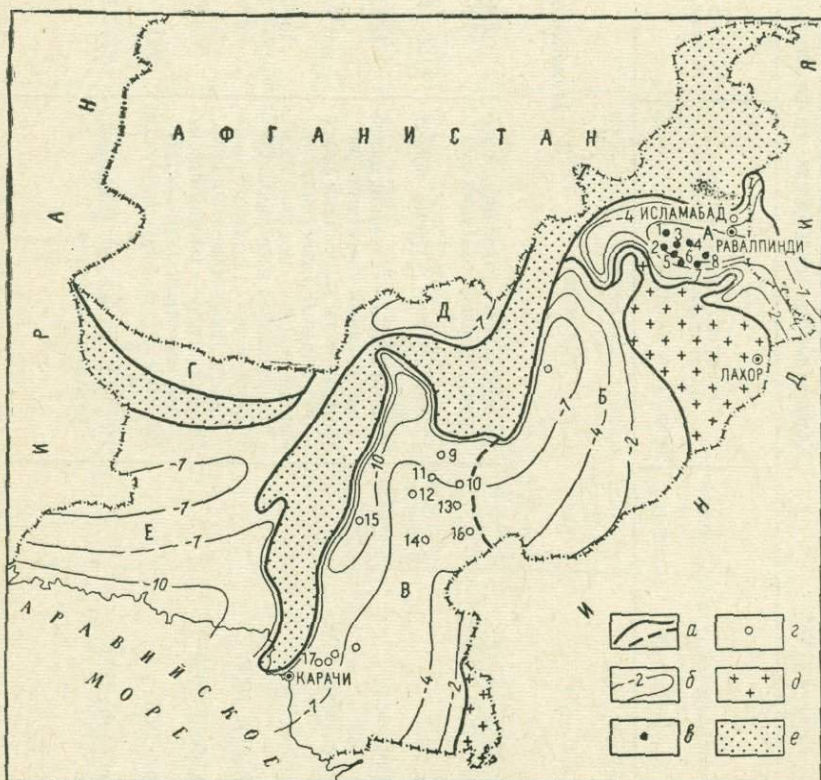
Характеристика свободных газов месторождений Пакистана

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	Состав газа, об. %					
			СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀ + + вышние	СО ₂	Н ₂
Нижнеиндский НГБ								
Зип, 1954	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк суи	890	46,10	0,40	0,14	0,15	44,70	8,50
		1100	47,00	Нет данных			42,65	Нет данных
Суи, 1952	Ранний эоцен, верхний известняк суи	1150—1450	88,52	0,89	0,26	0,37	7,35	2,46
Уч, 1956	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк суи	1200	27,3	0,7	0,3	0,3	46,2	25,2
Джейкобабад, 1958	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк, суи	1000	25,0	0,5	0,1	0,5	35,9	38,0
Кандхот, 1959	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк суи	1300	79,2	1,1	0,2	0,4	2,5	16,6
Хайрпур, 1957	Ранний эоцен — поздний палеоцен, главный известняк суи	620	12,2	0,2	0,1	—	70,6	16,9
Мазарани, 1959	Ранний эоцен — поздний палеоцен, известняк лаки-дунган	1870	87,0	2,5	0,1	1,2	0,3	8,0
Мари, 1957	Средний эоцен, известняки хаббрахи	680—790	66,2	0,2	—	—	14,1	19,5
Сари-Синг, 1966	Поздний палеоцен, известняки верхнего раникота	1230—1350	79,80	2,18	0,81	0,14	1,99	15,08

Примечание. Содержание Не не превышает 0,05%.

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

Месторождение; возраст и индекс продуктивного горизонта	Метановые	Нафтеновые	Ароматиче- ские
Рудрасагар; 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
Лаква; средний миоцен TS ₂	52,0	27,7	20,3
	36,4	46,5	17,1
	69,7	10,0	20,3
TS ₃	73,1	7,3	19,6
TS ₆	59,7	24,3	16,0
олигоцен, BS ₂	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 Джой-Мейр очень тяжелые (0,983) и высокосернистые (2,2).

Нижнеиндский 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 нефтегазосность 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.

Тимони Л. С. Нефтегазосность 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 Burma Group of Companies and Printing House, 1962, p. 1—74.

Рис. 4.4. Схема размещения месторождений нефти и газа Пакистана

α — границы НГБ и ВНГБ, установленные и предполагаемые: А — Пенджабского НГБ, Б — Среднеиндского НГБ, В — Нижнеиндского НГБ, Г — Гильмендского ВНГБ, Д — Кунлар-Ургунского ВНГБ, Е — Макранского ВНГБ; б — изогипсы фундамента в км; месторождения: ϵ — нефтяные, δ — газовые (1 — Мейал, 2 — Тут, 3 — Дуллан, 4 — Хаур, 5 — Кот-Саранг, 6 — Карсал, 7 — Балкасар, 8 — Джой-Мейр, 9 — Зин, 10 — Суи, 11 — Уч, 12 — Джейкобабад, 13 — Кандхот, 14 — Хайрпур, 15 — Мазарани, 16 — Мари, 17 — Сари-Синг); θ — области выходов на поверхность или неглубокого залегания байкальских геосинклинально-складчатых комплексов; ϵ — 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 — ниже-среднеюрские песчаники (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. Продуктивны олигоцен-миоценовые (артушская 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.

Преднаньшаньский НГБ

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

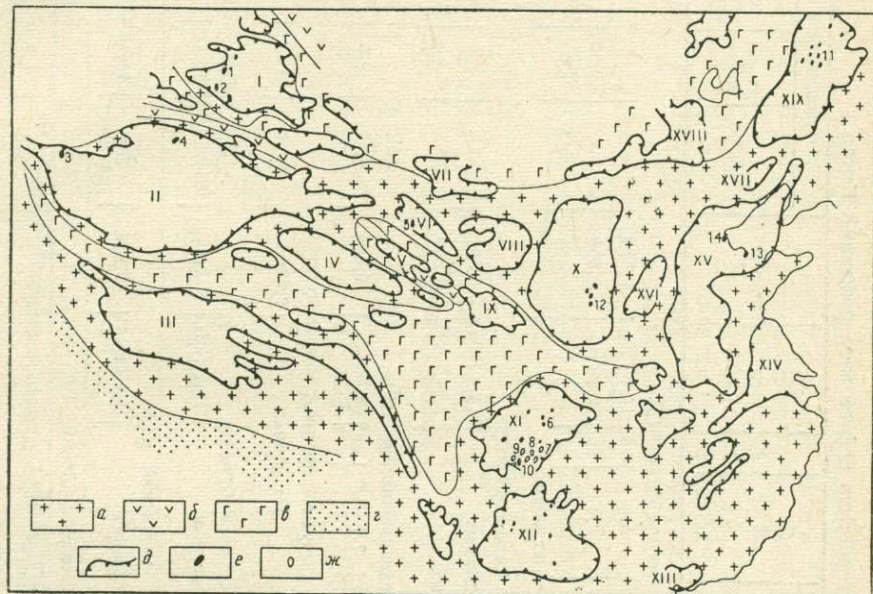


Рис. 5.1. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Китая

Складчатые области, активизированные в различные этапы последующего развития: а — байкальские и добайкальские, б — каледонские, в — герцинские, г — кайнозойские; д — границы НГБ и ВНГБ: I — Джунгарского НГБ, II — Таримского НГБ, III — Тибетского ВНГБ, IV — Цайдамского НГБ, V — Хара-Нурского ВНГБ, VI — Преднаньшаньского НГБ, VII — Гашунского ВНГБ, VIII — Чжаошуйско-Алашаньского ВНГБ, IX — НГБ Миньхэ, X — Ордосского НГБ, XI — Сычуаньского НГБ, XII — Гуанси-Гуйчжоуского НГБ, XIII — Кантонского ВНГБ, XIV — Восточно-Китайского НГБ, XV — Северо-Китайского НГБ, XVI — Циньшуйского ВНГБ, XVII — Фусиньского НГБ, XVIII — Ардоган-Нурского ВНГБ, XIX — НГБ Суяляо; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые (1 — Карамай, 2 — Тушанцзы, 3 — Карато, 4 — Канское, 5 — Лаоцзюньмяо, 6 — Лунныйсы, 7 — Шиюгоу, 8 — Лунчан, 9 — Хуангуашань, 10 — Дэнцзингуань, 11 — Дацин, 12 — Яньчан, 13 — Шенли, 14 — Даган)

Сычуаньский НГБ

Открыто 8 нефтяных и 15 газовых месторождений, в том числе крупнейшее нефтяное Шиюгоу, крупное — Лунныйсы и два крупных газовых — Хуангуашань и Дэнцзингуань. Основным газоносным горизонтом являются отложения среднего триаса (свита цзялинцзян) на глубине 2000—3000 м. Нефтяные залежи сосредоточены главным образом в верхнеюрских отложениях (свиты шасямяо, лянгоашань) 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).

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Китая

Месторожде- ние, год открытия	Возраст и наиме- нование продуктив- ных горизонтов	Глубина за- легания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа	G, м ³ /т	μ (°C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %					
									Сера	Пара- фины	Смолы силика- гелевые	Асфаль- тены	Конс	
Джунгарский НГБ														
Карамай, 1955	Ранняя средняя юра, угленосная свита	100—300	4,0	15	4,8	30	14,9 (50)	0,869						
	Поздний триас, свита карамай	1200	12,0	27	8,6	50	2,2 (50)	0,850	0,1	3,22	18,27	—	3,82	
Тушанцзы, 1897	Поздний триас, свита карамай	800—1300						0,835	0,16	6,0	1,65	—	0,66	
Нет данных														
Таримский НГБ														
Карато, 1952	Миоцен, артушская свита	150—340					44,8 (20)	0,89	0,15	5,2	4,38	2,5	3,66	
Канское	Олигоцен — миоцен, чультагская свита						3,94 (20)	0,835	0,22	2,4—3,9	0,43—0,74	0,06—0,07	0,03	
Преднанышаньский НГБ														
Лаоцзянь-мяо, 1938	Олигоцен — миоцен, свита байяньхе	750	7,44	30	7,0—8,0	60	9,3 (50)	0,858	0,18	9,5	16,00	1,82	5,0	
Сычуаньский НГБ														
Луннойсы, 1956	Поздняя юра, свита шасимяо	1100—1200	8,0—11,0					0,82—0,87	0,29	13,1			Нет данных	
НГБ Сунляо														
Дацин, 1959	Ранний мел, свита чентоу	680—1800					17,2 (50)	0,86	0,10—0,12	8—12			Нет данных	3,85
Ордосский НГБ														
Яньчан, 1907	Поздний триас, яньчанская свита	100—700					75,1 (15,6)	0,839	Нет данных	10,83			Нет данных	
Северо-Китайский ГБ														
Шенли, 1962	Мел — палеоген	700—2500						10,92—0,849	0,3—1,0				Нет данных	
Даган, 1967								Нет данных	0,5	4,7			Нет данных	

Фракционный состав нефтей месторождений Китая

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	н. к. — 100° С		100—200° С		200—300° С		300—400° С		400—500° 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}
Джунгарский 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
Преднаньшаньский НГБ												
Ляоцзюньмяо; 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 Сунляо												
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 °С.

Таблица 5.3

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

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

Таблица 5.4

Характеристика свободных газов Сычуаньского НГБ Китая

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл.} , МПа	Состав газа, об. %					
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ + +высшие	N ₂	CO ₂
Шиюгоу, 1939	Средний триас, свита цзялинцзян	1120	9,2—10,0	89,7	6,13	—	—	3,65	0,52
Лунчан, 1944	Средний триас, свита цзялинцзян	800—1200	8,0—12,0	77,16	7,92	—	1,25	8,57	0,55
Луншуйсы, 1956	Поздняя юра, свита чуицин	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 НГБ

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 НГБ

Открыто 4 нефтяных месторождения в нижнепермских, пермотриасовых, 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 Чиншуй и Тихченшан 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 Чиншуй (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.

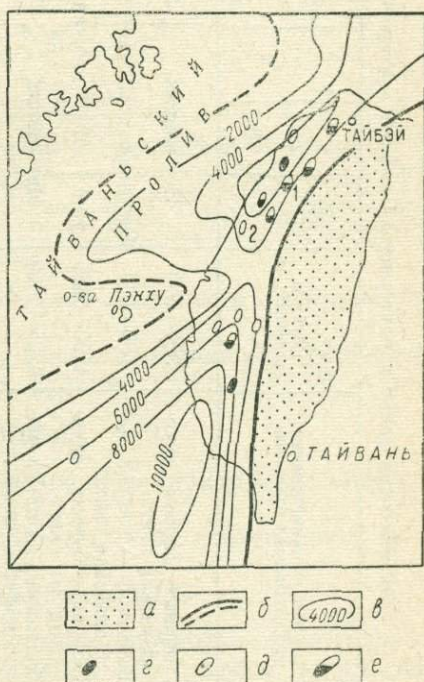


Рис. 5.2. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Тайваня

а — выходы на поверхность альпийских геосинклинально-складчатых комплексов; б — границы Западно-Тайваньского НГБ установленные и предполагаемые; в — изопакиты осадочного чехла в м; месторождения: г — нефтяные, д — газовые, е — нефтегазовые (1 — Чиншуй, 2 — Тихченшан)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Монголии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	G , м ³ /т	μ /(50° C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %				
								Сера	Парафины	Смолы сильно- теплые	Асфаль- тены	Кокс
Дзунбаин, 1950	Готерив — баррем, дзун- баинская свита	300—500	Нет данных			22,2	0,874	0,23	19,3	Нет данных		5,29
	Валанжин — готерив, ца- ганцабская свита	580—850	Нет данных		29—40	26,7	0,882	0,23	21,5	10,5	1,31	5,08
Цаганэльс, 1963	Готерив — баррем, дзун- баинская свита	1100—1365	13,0	49	Нет данных		0,886	0,14	10,0	12,2	Нет данных	
	Валанжин — готерив, ца- ганцабская свита	1225—1450	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	н. к. — 100° C				
	100—200° C	200—270° C	270—300° C	300—360° C	
Дзунбаин; дзунбаинская сви- та	—	11	20	26	42
цаганцабская свита	—	4	11	16	36
Цаганэльс; дзунбаинская свита	—	4,6	11,6	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 дзунбаинской

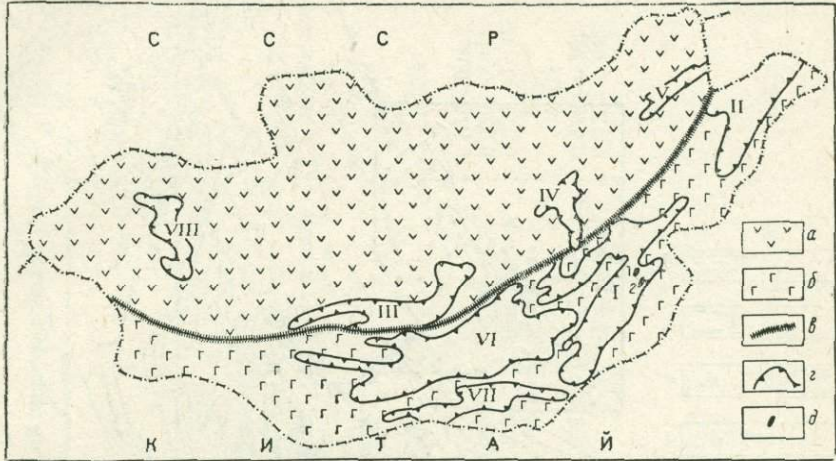


Рис. 5.3. Схема размещения нефтяных месторождений Монголии

а — области каледонской складчатости; б — области герцинской складчатости; в — крупные разрывные нарушения; г — границы НГБ и ВНГБ: I — Восточно-Гобийского НГБ, II — Тамдакско-Хайларского ВНГБ, III — Долинозервого ВНГБ, IV — Ньлгвинского ВНГБ, V — Чойбалсанского ВНГБ, VI — Среднегобийского ВНГБ, VII — Южно-Гобийского ВНГБ, VIII — ВНГБ Больших озер; д — нефтяные месторождения: 1 — Дзунбаин, 2 — Цаганальс

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

Нефти тяжелые (0,874—0,882), высокопарафиновые, смолистые с низким 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 пирокластических образованиях. Возраст продуктивных отложений — средний миоцен — плиоцен, глубина залегания — от 50 до 2500 м. Нефти месторождений Татарско-Япономорского НГБ

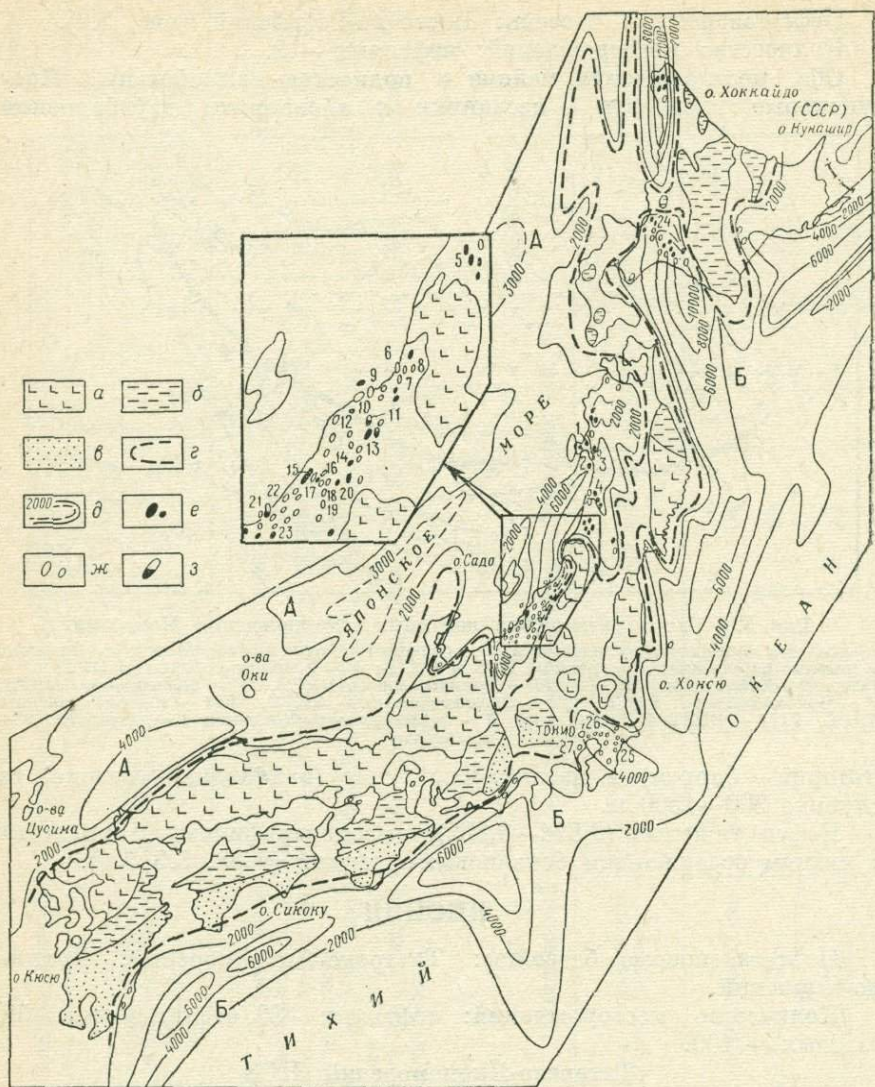


Рис. 5.4. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Японии

Выходы на поверхность геосинклинально-складчатых комплексов: а — герцидских, б¹ — мезозойских, в — альпийских, г — границы НГБ: А — Татарско-Япономорского, Б — Восточно-Японского; ж — газопыли осадочного чехла в м; месторождения: е — нефтяные, ж — газовые, з — нефтегазовые (1 — Сарукава, 2 — Тцушизаки, 3 — Ябасе, 4 — Иннай, 5 — Амаруме, 6 — Накайо, 7 — Синдзи, 8 — Хиракида, 9 — Хигаси-Ниигата, 10 — Ниигата, 11 — Минами-Ага, 12 — Утино, 13 — Хигаси-Синьо, 14 — Митцуке, 15 — Нисияма, 16 — Фуикава, 17 — Кумоиде, 18 — Секихара, 19 — Катагай, 20 — Ниси-Нагаока, 21 — Кубики, 22 — Катамачи, 23 — Ницу, 24 — Барато, 25 — Мобара, 26 — Кото, 27 — (Ходогойя)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Японии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктив- ного горизонта	Глубина зале- гания, м	$t_{пл}$, °C	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
Тцушизаки, 1959	Ранний плиоцен, свита тандокудзи	550	»	0,876	0,35
Ябасе, 1933	Поздний — средний миоцен, свита ки- таура-оннагава	1870—2500	»	0,849	0,34
Ийнай, 1923	Ранний плиоцен, свита тандокудзи; поздний миоцен, свита фунакава	225—1500	»	0,938	0,85
Амаруме, 1959	Поздний миоцен, свита фунакава	880	»	0,816—0,858	0,27—0,32
Минами-Ага, 1964	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
Кубики, 1954	Поздний — средний миоцен, свиты сийя, терадомари, нанатани	520—2100	То же	0,927	0,08
			»	0,871	0,15
Катамачи, 1958	Поздний миоцен, свита терадомари	975—1250	60—65	0,878—0,932	0,14—0,20
Ницу, 1873	Средний миоцен, свита нанатани	1470	Нет данных	0,870—0,945	0,15

Восточно-Японский НГБ

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

Примечание. Содержание V и Ni ($n \cdot 10^{-6}$ ч/млн.): Сарукава, нижний плиоцен — 3,6 и 11,7, верхний миоцен — 9,0—13,5 и 5,1—18,0; Ябасе — 64,3 и 23,7; Амаруме — 3,6 и 1,0.

Характеристика газов месторождений Татарско-Япономорского НГБ Японии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	p _{пл.} , 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 НГБ														
Ябасе, 1933	Плиоцен, свита сасаока	С	2500	Нет данных	75,4	13,6	7,5			2,8			0,7	—
Накайю, 1961	Плиоцен, свита хайдзуми	С	840	То же	99,01	0,05	0,01	0,01	—	—	—	—	0,85	Нет данных
	Миоцен, свита сийя	ГК	1780	»	90,0	6,0	2,1			1,4			0,15	—
Синдзи, 1962	Плиоцен, свита нисияма	Р	900—1200	»	99,1	0,14	0,01							Нет данных
	Миоцен, свита сийя	Р	1760—1780	»	84,69	7,09	3,69	0,82	2,03	0,45	0,30			Нет данных
	Миоцен, 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, 1966	Миоцен, свита сийя	С	860	»	91,66	4,48	0,19	0,16	0,02	0,42	0,03	0,36	2,39	То же
	Миоцен, свита нанатани	С	1772	»	86,67	7,44	2,97	0,41	0,56	0,11	0,07	—	0,30	»

Хигаси-Нигата, 1959	Плиоцен, свита нисияма	С	1106	»	98,84	0,19	0,06	0,03		0,01			0,86	0,01
	Миоцен, свита сийя	С	2690	»	82,62	8,38	4,5	0,9	1,6	0,57	0,46	0,41	0,48	0,07
Минами-Ага, 1964	Миоцен, 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-Синью, 1959	Миоцен, свита нанатани	С	1215—1265	13,2	95,75	0,79	0,02	—	—	—	—	—	0,07	3,37
	Миоцен, свита нанатани	С	1691—1710	27,0	88,53	6,23	2,37	—	—	—	0,73	—	—	0,99
		С	Нет данных		89,01	7,07	2,60	—	—	1,32	—	—	—	—
Нисияма, 1888	Миоцен, свита сийя	С	1782	Нет данных	40,0	—	—	0,2	—	—	—	—	0,2	48,6
Фуикава, 1964	Миоцен, 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
	Ранний плиоцен	С	1370—1400	15,7	98,12	1,23	0,21	0,12	0,07	0,06	0,02	—		То же
	Миоцен, свита сийя	С	1725—1761	25,1	89,22	6,79	2,23	0,46	0,59	0,26	0,15	0,16	0,11	0,03
Секихара, 1960	Плиоцен, свита нисияма	С	1127—1130	11,8	99,2	0,7	—	—	—	—	—	—	0,1	—
Катагай, 1960	Плиоцен, свита нисияма	С	1011—1094	10,0	99,26	0,30	0,14	0,05			0,02		—	0,23
Ниси-Нагаока, 1959	Плиоцен, свита нисияма	С	1165—1200	11,8	98,5	1,4	—	—	—	—	—	—	0,1	—
Кубики, 1958	Миоцен, свита сийя	С	1500	Нет данных	96,3	2,9	0,1			0,4			0,3	—

Фракционный состав нефтей месторождений Японии (об. %)

Месторождение; возраст продуктивного горизонта	н. к. —200° С	200—300° С	300—400° С	Остаток
Татарско-Япономорский НГБ				
Сарукава; ранний плиоцен	39,5	12,0	4,5	44,0
поздний миоцен	42,0	12,0	4,5	41,5
Тцушизаки; ранний плиоцен	26,0	16,5	8,0	49,5
Ябасе; поздний — средний миоцен	37,0	16,0	7,0	40,0
Ийнай; ранний плиоцен — поздний миоцен	0,5	18,0	11,0	70,5
Амаруме; поздний миоцен	46,5	16,0	6,5	31,0
Митцуке; поздний миоцен	48,0	16,0	6,0	29,0
Кубики; поздний миоцен	0,5	26,0	16,0	57,5
средний миоцен	43,4	20,4	9,3	26,9
Ниццу; средний миоцен	—	12,0	12,0	74,0
Восточно-Японский НГБ				
Барато; ранний плиоцен — поздний миоцен	38,5	29,0	8,5	23,5

Таблица 5.10

Характеристика водорастворенных газов Японии

Место-рождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залега-ния, м	$t_{пл}, ^\circ\text{C}$	Состав газа, об. %								
				CO ₄	C ₂ H ₆	CO ₂	N ₂	Ar	O ₂			
Татарско-Япономорский НГБ												
Утино	Плейстоцен, свита уонума	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	—			
	Плиоцен, свита хайдзуме	836	»	94,83	—	2,7	1,91	0,56	—			
		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	Плиоцен, свита умегаса	450	9	99,28	0,01	0,37	0,28	0,01	0,05			
		свита отадай	272—487	5,4—9,7	99,35	0,01	0,40	0,24	—	—		
Кото, 1951	Плиоцен, свита кото	свита казуса	497—1926	9,8—38	97,67	0,02	1,87	0,40	—	0,04		
		свита кото	623—711	12,5—14	98,24	0,02	1,21	0,45	0,02	0,06		
Ходогойя	Плиоцен, свита кото	свита казуса	946—1565	19—30,2	98,09	1,45	0,04	0,04	0,01	0,37		
		свита кото	359—600	7,1—12	64,9	0,47	2,45	32,1	0,05	0,03		

разнообразны по плотности, общей чертой их являются низкая сернистость (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 нефтегазодонных 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. Авт.: 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 Гэн. 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.
- Granfield 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.

6. Юго-Восточная Азия

К началу 1975 г. в Юго-Восточной Азии открыто 253 нефтяных, 40 газовых и 36 газонефтяных и нефтегазовых месторождений. Подавляющее большинство их выявлено в Индонезии (273). Месторождения



Рис. 6.1. Обзорная карта добычи нефти и газа в Юго-Восточной Азии, Штриховкой показаны нефтедобывающие страны

рождения по запасам в основном мелкие и средние, лишь 6 относятся к категории крупных и крупнейших и одно (Минас) — к гигантским.

Промышленная добыча нефти и газа осуществляется в пяти странах, причем в Бирме и Таиланде она незначительная (рис. 6.1).

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

БИРМА

Нефтегазоносный бассейн: Иравадийско-Андаманский.

Количество месторождений: нефтяных — 10, газовых — 3, газонефтяных 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 Енангьяунг (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

$$\left(\begin{array}{l} \text{фракция, } ^\circ\text{C} \\ \text{выход, об. \%} \end{array} \right): \frac{\text{н. к.} - 150}{30,8}; \frac{150 - 300}{35,6}; \frac{300}{33,6}.$$

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

Месторождение Енангьяунг (открыто в 1887 г.) содержит более 50 продуктивных пластов песчаников в отложениях миоцена (свиты кьяуккок и пьяубве) 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

$$\left(\begin{array}{l} \text{фракция, } ^\circ\text{C} \\ \text{выход, об. \%} \end{array} \right): \frac{\text{н. к.} - 150}{20,0}; \frac{150 - 300}{40,0}; \frac{300}{40,0}.$$

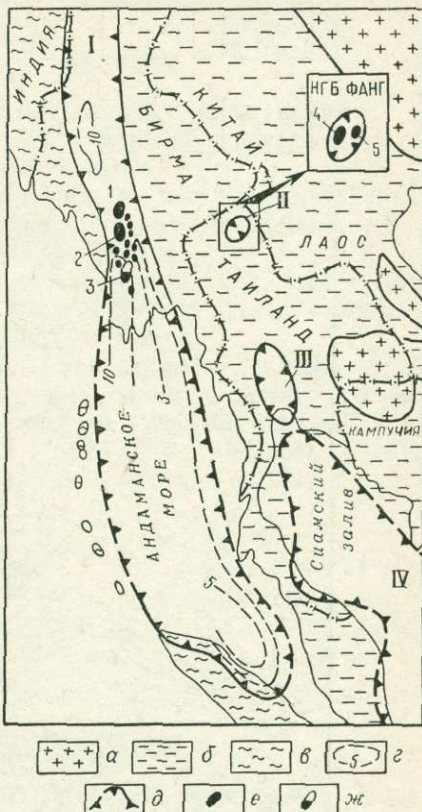
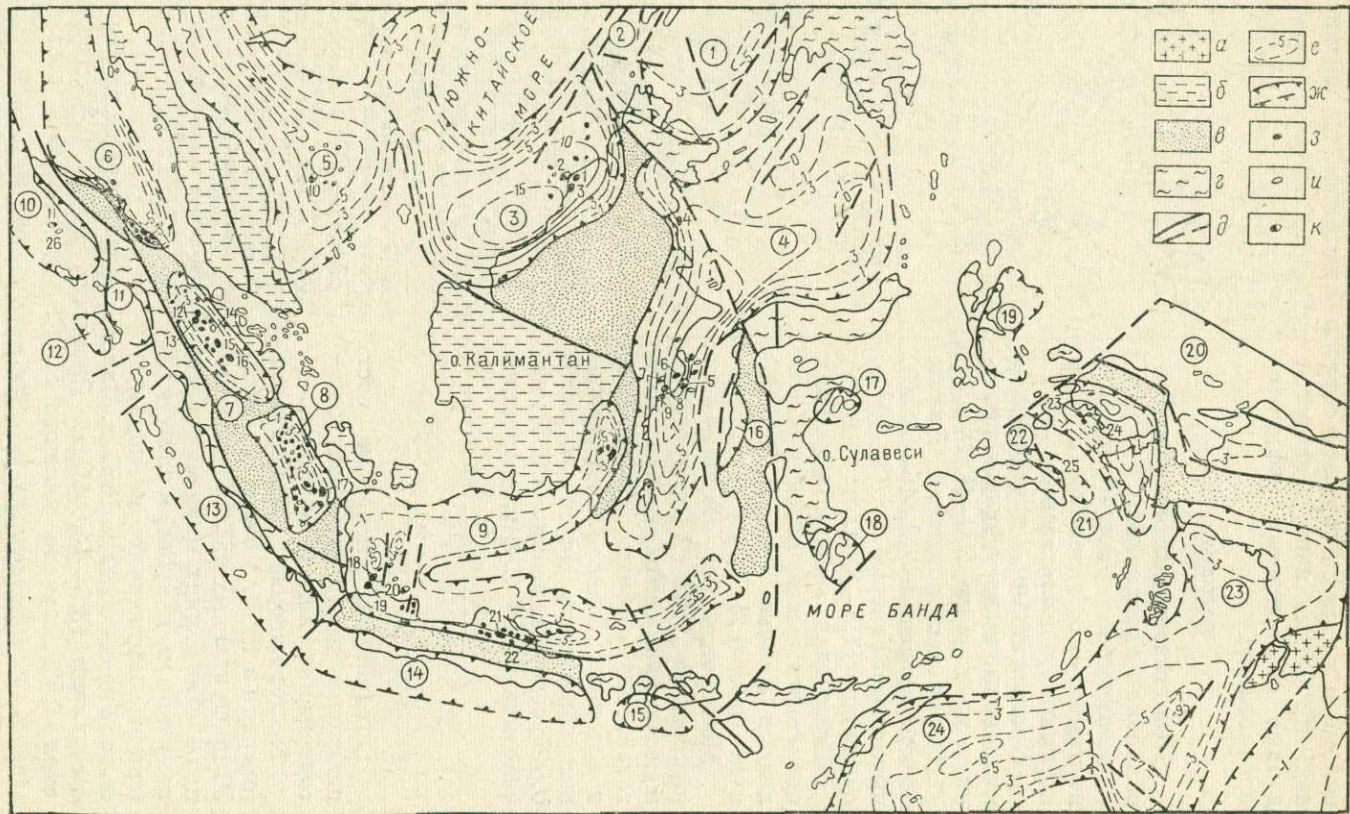


Рис. 6.2. Карта размещения нефтяных и газовых месторождений Бирмы и Таиланда

Области выходов на поверхность или глубокого залегания геосинклинально-складчатых 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 (пунктир) (бассейны: I — Иравадийско-Андаманский НГБ, II — Фанг НГБ, III — Менамский ВНГБ, IV — Сиамский НГБ); месторождения: е — нефтяные, ж — нефтегазовые и газонефтяные (1 — Ланива-Чаук, 2 — Енангьяунг, 3 — Пьяя, на врезке: 4 — Фанг, 5 — Ман-Сун)



Области выходов на поверхность или неглубокого залегания тесноиндлинально-складчатых комплексов: а — байкальского и лобайнского; б — герцинского и мезозойского, в — кайнозойского, г — современного, д — современного, е — границы НГБ и ВНГБ на суше и в море (пунктир); ж — изогипсы фундамента в км; з — Западно-Палаванский НГБ, 2 — Саравакский НГБ, 3 — Саравакский НГБ, 4 — Восточно-Калимантанский НГБ, 5 — Сиакинг НГБ, 6 — Иравадийско-Андаманский НГБ, 7 — Центральносуматринский НГБ, 8 — Южно-Суматринский НГБ, 9 — Северо-Яванский НГБ, 10 — Никобарский НГБ, 11 — Северо-Ниаский НГБ, 12 — Южно-Ниаский НГБ, 13 — Южно-Ниаский НГБ, 14 — Западно-Яванский НГБ, 15 — Ломбокский НГБ, 16 — Ледянский НГБ, 17 — Токианский НГБ, 18 — Бунтунский НГБ, 19 — Восточного Хальмахера НГБ, 20 — Ирианский НГБ, 21 — Вогелкоп НГБ, 22 — Серамский НГБ, 23 — Серамский НГБ, 24 — НГБ Бонгаларт-Галф; месторождения: з — нефтяные, и — газовые, к — нефтяные и газонефтяные (1 — Серия, 2 — Юго-Западная Ампа, 3 — Миря, 4 — Памузан, 5 — Атакка, 6 — Ангана, 7 — Балак, 8 — Самбожа, 9 — Балипалан, 10 — Сантонг, 11 — Кеуапанг, 12 — Бекасап, 13 — Демаган, 14 — Дури, 15 — Минас, 16 — Лирик, 17 — Абаб, 18 — Сият, 19 — Кегту, 20 — Арджун, 21 — Кавенган, 22 — Куги-Круна, 23 — Касим, 24 — Цая, 25 — Була, 26 —

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

БРУНЕЙ

Нефтегазоносный бассейн: Саравакский.

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

Продуктивны пески и песчаники плиоцена (свиты серия и лианг) и верхнего миоцена (свита мира) 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 сПз (при 28° С). Нефть малосернистая (0,1%), высокопарафиновая (7,5%).

н. к. — 100	Фракционный состав		
	фракция, °С		
	выход, об. %; ρ_4^{20}		
100—200	29,2; 0,789	34,3; 0,856	11,7; 0,883
200—300	29,2; 0,789	34,3; 0,856	11,7; 0,883
300—400	остаток		
400—500	9,4; 0,904	7,5; 0,990	

ИНДОНЕЗИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Иравадийско-Андаманский, Центральносуматринский, Южно-Суматринский, 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 (свиты нижний и средний палембанг) и миоцена (горизонт телеса). Основной продуктивный горизонт кеуапанг (свита нижний палембанг) залегает на глубине 1000—2000 м.

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

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 ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{С}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.—200}}{55}$; $\frac{200—300}{15}$; $\frac{300—500}{9}$; $\frac{\text{остаток}}{21}$.

Никобарский НГБ

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

Северо-Яванский НГБ

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

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

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

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

Восточно-Калимаитанский 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 залегания, м	μ (°C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти		
					сера *	кокс *	V **
Центральносуматринский НГБ							
Бекасап, 1955	Миоцен, горизонт телиса	763	115 (37,8)	0,872	0,17	2,6	8
Пематанг, 1955	Миоцен	930—1900	Нет данных	0,860	0,10	Нет данных	11
Дури, 1940	Ранний — средний миоцен, горизонты батураджа и нижний телиса	1533	661 (37,8)	0,936	0,18		3,7
Минас, 1944	Ранний — средний миоцен, горизонты батураджа и нижний телиса	732	92 (37,8)	0,861	0,1	4,5	7
Лирик, 1938	Миоцен, горизонт телиса	549	Нет данных	0,855	0,08	Нет данных	
Северо-Яванский НГБ							
Синта, 1969	Миоцен, свита бонджонгма-ник	1114—1167	22 (50)	0,857	0,07	Нет данных	
Китту, 1970	Миоцен, свита калибенг	943—997	1,0 (50)	0,954	0,16	То же	
Арджуна, 1970	Миоцен	671—1400	4,3 (37,8)	0,842	0,10	»	
Кавенган, 1926	Миоцен, свиты керек и нижний калибенг	525—810	40 (25)	0,842	—	»	
Кути-Крука, 1926	Миоцен, свита калибенг	291—480	Нет данных	0,920	—	»	

* Вес. %.
** 10^{-5} ч/мин.

Фракционный состав нефтей месторождений Индонезии

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}
Центральносуматринский НГБ												
Бекасап; миоцен, горизонт телиса	1,2	0,710	12,1	0,759	21,7	0,819	10,3	0,858	8,5	0,887	46,2	0,924
Пематанг; миоцен	—	—	12,4	0,763	16,1	0,822	10,2	0,849	5,6	0,861	55,7	0,922
Дури; ранний — средний миоцен, горизонты батураджа и нижний телиса	—	—	4,5	0,787	13,2	0,864	9,2	0,910	10,0	0,929	63,1	0,968
Минас; ранний — средний миоцен, горизонты батураджа и нижний телиса	4,6	0,664	14,0	0,750	18,4	0,811	10,3	0,838	14,9	0,863	37,8	0,952

Таблица 6.3

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

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 200° С			200—350° С			
	Метановые	Нафтеносы	Ароматические	Выход	Метановые	Нафтеносы	Ароматические
Бекасап; миоцен, горизонт телиса	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 телиса	16	73	11	18,0	18	49	33
Минас; ранний — средний миоцен, горизонты батураджа и нижний телиса	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 сПз (при 38° С). Фракционный состав ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.}-200}{20}$; $\frac{200-300}{38}$; $\frac{300-500}{6}$; остаток $\frac{36,0}{}$.

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 сПз (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 Ангана открыто в 1902 г. на глубине 116—975 м. Плотность нефти уменьшается с глубиной от 0,930 до 0,860. Групповой углеводородный состав нефти ($\frac{\text{фракция н. к.}-200^\circ\text{C, об. \%}}{\text{фракция } 200-350^\circ\text{C, об. \%}}$): метановые $\frac{70}{88}$; нафтеновые $\frac{12}{1}$; ароматические $\frac{18}{11}$.

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 сПз (при 38° С), содержание серы 2,54%.

НГБ Вогелкон

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 сПз (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 сПз (при 50° С).

Ирианский НГБ

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

МАЛАЙЗИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Саравакский, Сиамский. 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 мири) на глубинах от 90 до 3000 м (в среднем, 2000 м).

Наиболее крупное месторождение — Мири, открыто в 1910 г. (рис. 6.3). Нефтеносны песчаники свиты мири 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 ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.}-200}{18,5}$; $\frac{200-300}{7,5}$; $\frac{300-500}{24,0}$; $\frac{\text{остаток}}{50,0}$. Групповой углеводородный состав ($\frac{\text{фракция н. к.}-200^\circ\text{C}}{\text{фракция } 200-300^\circ\text{C}}$, об. %): метановые $\frac{43}{50}$, нафтеновые $\frac{27}{25}$, ароматические $\frac{30}{25}$.

Сиамский 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 Май-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 барилли) и 1170 м (известняки майнгит) получен приток газа. Состав газа (в %): CН_4 —

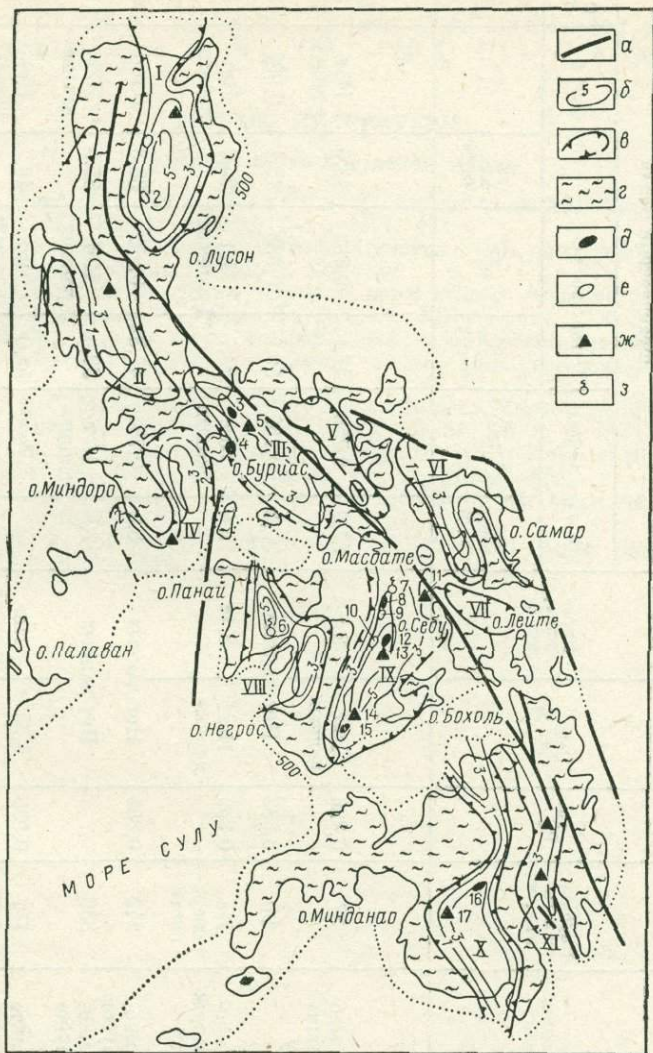


Рис. 6.4. Схема размещения месторождений и нефтегазопрооявлений Филиппин

a — крупные разрывные нарушения; *b* — изопахиты кайнозойского осадочного чехла в км; *в* — границы НГБ и ВНГБ: I — НГБ Кагаян, II — ВНГБ Пампанга, III — Бондокского ВНГБ, IV — Таблаского ВНГБ, V — ВНГБ Юго-Восточного Лусона, VI — Самарского ВНГБ, VII — Восточно-Лейтского ВНГБ, VIII — ВНГБ Илоило, IX — НГБ Себу-Лейте, X — НГБ Котабата, XI — ВНГБ Агусан-Давао; *г* — поднятия современных геосинклиналей; месторождения: *д* — нефтяные, *е* — газовые; *ж* — нефтепроявления; *з* — газопрооявления. Месторождения и нефтегазопрооявления: 1 — Тумаумини; 2 — Ипиал; 3 — Бондок; 4 — Бурриас; 5 — Бохай; 6 — Джаниуай; 7 — Даанбантаян; 8 — Майя; 9 — Барилли; 10 — Бого; 11 — Виллаба; 12 — Толело; 13 — Толело; 14 — Алергия; 15 — Алергия; 16 — Котабата; 17 — Пидатаун

Характеристика нефтепроявлений и месторождений Филиппин

Местоположение и название нефтепроявления	Возраст и наименование отложений	Глубина залегания, м	ρ_4^{20}	Сера, вес. %	Парафины, вес. %	Фракционный состав						
						н. в. — 150° С		150—300° С		300—400° С		Остаток
						выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	выход, об. %	ρ_4^{20}	
П-ов Бондок Бохай 1	Поздний миоцен, 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	15,1	0,906	3,6
О-в Лейте Виллаба	Ранний миоцен, песчаники тогнокот	На поверхности	0,859	Нет данных	8,14	5,4	Нет данных	33,7	Нет данных	55,3	Нет данных	5,6
О-в Себу Толедо	Ранний миоцен, малубог	240	0,855	Нет данных		6,2	0,762	42,32	0,832	38,3	0,901	13,17
Алегрия	Ранний миоцен, малубог	330		Нет данных		17,5	Нет данных	30,5	Нет данных	35,0	Нет данных	17,0
О-в Минданао Пидатаун	На контакте позднего миоцена с эффузивами	На поверхности	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 Джаниуай из песчаников олигоцене 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 иностр. лит., 1954. 471 с.

Веннекерс И. Бассейн Южной Суматры. — В кн.: Распространение нефти. М., Гостоптехиздат, 1961, с. 524—532.

Кучапин А. В. Общие черты геологического строения и нефтяные месторождения Бирмы. — «Труды ВНИГНИ», 1953, вып. 3, 226 с.

Шауб Х., Джексон А. Нефтегазоносный бассейн Северо-Западного Калимантана. — В кн.: Распространение нефти. М., Гостоптехиздат, 1961, с. 433—504.

I r v i n g C. M. Geological History and Petroleum Possibilities of the Philippines. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1952, vol. 36, No. 3, p. 634—645.

T a i n s h H. R. Tertiary Geology and Principal Oil Fields of Burma. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1950, vol. 34, No. 55, p. 823—855.

W e e d a J. Oil basin of East Java. In: Habitat of Oil. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1958, p. 1337—1346.

W e e d a 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 Гвинеи 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, Амадиес, 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 Прингль-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).

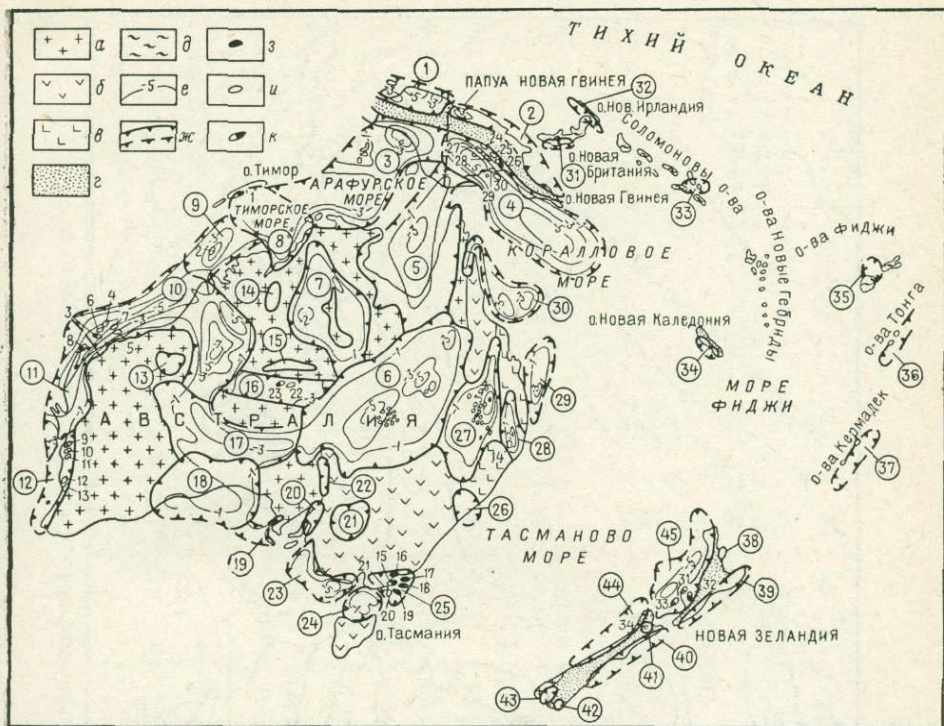


Рис. 7.1. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Австралии и Океании

Области выходов на поверхность или неглубокого залегания геосинклинально-складчатых комплексов: а — байкальского и добайкальского, б — каледонского, в — герцинского, г — кайнозойского, 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 ВНГБ, 3 — Арафурского ВНГБ, 4 — НГБ Папуа, 5 — ВНГБ Карпентария, 6 — Внутреннего Восточно-Австралийского НГБ, 7 — ВНГБ Джорджина, 8 — НГБ Бонапарт-Галф, 9 — НГБ Броуз, 10 — НГБ Каннинг, 11 — НГБ Карнарвон, 12 — НГБ Перт, 13 — ВНГБ Фортеस्कю, 14 — ВНГБ Виктория, 15 — ВНГБ Неллиа, 16 — НГБ Амадиес, 17 — ВНГБ Оффисер, 18 — ВНГБ Юкла, 19 — ВНГБ Дантрон, 20 — ВНГБ Сент-Винсент, 21 — ВНГБ Марри, 22 — ВНГБ Пири-Торренс, 23 — ВНГБ Отуэй, 24 — ВНГБ Басс, 25 — НГБ Гипсленд, 26 — ВНГБ Сидней, 27 — НГБ Боуэн-Суат, 28 — НГБ Кларекс-Мортон-Эск, 29 — ВНГБ Марибаро, 30 — ВНГБ Лора, 31 — Новобританского ВНГБ, 32 — Новоирландского ВНГБ, 33 — ВНГБ Малаита-Гуодалканал, 34 — Новокаледонского ВНГБ, 35 — Блэй-Уотер ВНГБ, 36 — ВНГБ Тонга, 37 — ВНГБ Кермадек, 38 — ВНГБ Греймаус, 39 — Восточно-Прибрежного ВНГБ, 40 — ВНГБ Кентерберри, 41 — НГБ Мурчисон, 42 — ВНГБ Бэйэй, 43 — ВНГБ Файрфакс, 44 — Западно-Прибрежного ВНГБ, 45 — Таранаки НГБ; месторождения: (месторождения бассейнов Внутреннего Восточно-Австралийского и Боуэн-Суат см. на рис. 7.2): з — нефтяные, и — газовые, к — нефтегазовые и газонефтяные (1 — Суэй-Лоро, 2 — Скотт-Риф, 3 — Рэнкин, 4 — Норт-Рэнкин, 5 — Лежанд, 6 — Гудвин, 7 — Эйнджел, 8 — Барроу, 9 — Ярдларно, 10 — Донгара, 11 — Мондара, 12 — Ульерин, 13 — Джин-Джин, 14 — Хогарт, 15 — Барракута, 16 — Лейкс-Энтранс, 17 — Марлин, 18 — Халибут, 19 — Кингфиш, 20 — Снапшар, 21 — Голден-Бич, 22 — Палм-Валли, 23 — Марини, 24 — Нехи, 25 — Вата, 26 — Пури, 27 — Барикева, 28 — Куру, 29 — Юраму, 30 — Паско, 31 — Мотуроа, 32 — Капуни, 33 — Мауи, 34 — Блэкуотер)

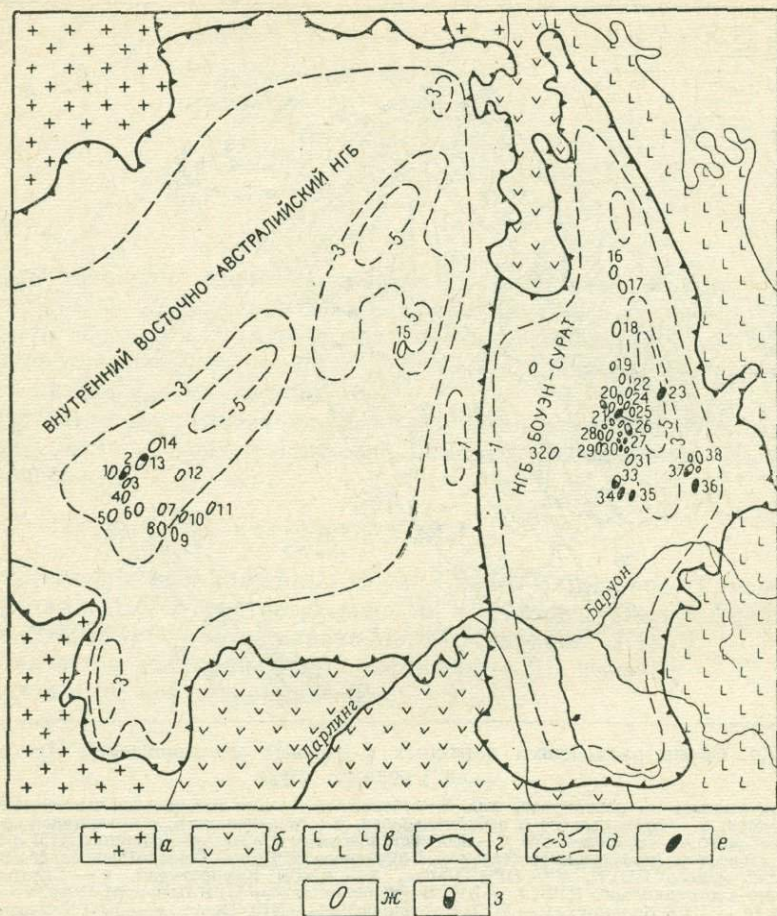


Рис. 7.2. Схема расположения нефтяных и газовых месторождений западной части Внутреннего Восточно-Австралийского бассейна и НГБ Боуэн-Сурат

Области выходов на поверхность или неглубокого залегания геосинклинально-складчатых комплексов: *a* — байнальского и добайнальского, *b* — каледонского, *c* — герцинского; *г* — границы нефтегазовых бассейнов; *д* — изогипсы фундамента в км; месторождения: *e* — нефтяные, *ж* — газовые, *з* — нефтегазовые и газонефтяные (НГБ Внутренний Восточно-Австралийский: 1 — Брогла, 2 — Тирравара, 3 — Меримелла, 4 — Гиджелла, 5 — Даралайнги, 6 — Муумба, 7 — Делла, 8 — Стржелески, 9 — Тулахи, 10 — Барке, 11 — Розениф, 12 — Паскадли, 13 — Мадранджи, 14 — Кунати, 15 — Гилмор; НГБ Боуэн-Сурат: 16 — Арктурус, 17 — Ролстон, 18 — Уэстроув, 19 — Плизент-Хилс, 20 — Рэсли, 21 — Хоспитал-Хилл, 22 — Пайн-Ридж, 23 — Конлоу, 24 — Ричмонд, 25 — Пикаяджини, 26 — Грифтон-Рейндж, 27 — Вольюмбила, 28 — Тэрравонга, 29 — Киннора, 30 — Привгл-Даунс, 31 — Нуринду, 32 — Бони-Крик, 33 — Мейджор, 34 — Бокслейд, 35 — Альтон, 36 — Муни, 37 — Каэвин, 38 — Беннет)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Австралии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$p_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С	μ (37,8° С), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти			
							сера *	асфаль- тены *	кокс *	V **
НГБ Боуэн-Сурат										
Конлоу, 1964	Ранняя юра, свита эвер- гин	1438—1444	11,4	63	44	0,879	0,03	0,15	0,2	1
Ричмонд, 1963	Ранняя юра, свита преси- пис	1000—1281	13,0	74	Нет данных	0,813	<0,1	<0,05	Нет	данных
Альтон, 1964	Ранняя юра, свита эвер- гин, горизонт боксвейл	1808—1854	13,1	70	34	0,778	0,02	0,07	0,2	Нет данных
Муни, 1961	Ранняя юра, свита преси- пис	1880—1892	17,5	68	34	0,781	0,02	0,42	0,3	2
Кэбевин, 1961	Пермь, серия кианга	2977—3051	19,9	95	35	0,792	0,05	0,11	0,2	1
НГБ Карнарвон										
Барроу, 1964	Ранний мел, свиты вин- дейлиа и мьюдеронг	670	Нет данных	65	37	0,839	0,02	0,05	0,2	Нет данных
НГБ Перт										
Ярдарино, 1964	Ранний триас — поздняя пермь, свиты вэгина и кокати	2245—2300	23,0	90	Нет данных	0,827	0,4	<0,05	Нет	данных
НГБ Гипсленд										
Лейкс-Энтранс, 1924	Олигоцен — эоцен, свита лейкс-энтранс	320	4,2	29	45	0,959	0,44	Нет данных	3,9	Нет данных
Халибут, 1967	Эоцен — палеоцен, серия лэтроуб-валли	2560	23,9	104	36	0,817	0,16	0,21	0,8	То же
Кингфиш, 1967	Эоцен, серия лэтроуб-вал- ли	2500—2670	24,2	102	31	0,800	0,12	Нет данных	0,2	»

* Вес. %.
** 10^{-6} г/млн.

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—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}
НГБ Боуэн-Сурат												
Конлои; ранняя юра, свита пресипис	—	—	12,8	0,779	46,6	0,870	17,7	0,910	11,7	0,920	11,2	0,925
Альтон; ранняя юра, свита эвергин, горизонт боксвелл	19,0	0,670	29,8	0,762	20,1	0,809	12,0	0,831	7,5	0,839	11,6	0,905
Муни; ранняя юра, свита пресипис	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; пермь, серия кианга	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 виндейлия и мьюдерон	3,2	0,715	16,9	0,782	32,8	0,839	20,2	0,863	13,0	0,871	13,9	0,927
НГБ Гипсленд												
Лейкс-Энтранс; олигоцен — эоцен, свита лейкс-энтранс	—	—	—	—	21,9	0,905	24,9	0,939	21,0	0,965	32,2	1,00
Халибут; эоцен — палеоцен, серия лэтроуб-валли	9,7	0,678	23,9	0,768	22,6	0,831	13,6	0,862	7,7	0,872	22,5	0,932
Кингфинн; эоцен, серия лэтроуб-валли	15,0	0,674	27,2	0,768	23,2	0,826	12,4	0,861	11,2	0,880	11,0	0,923

**Групповой углеводородный состав фракций нефтей
месторождений Австралии (об. %)**

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 200 °С			200—350 °С			
	Мета- новые	Наф- тено- вые	Аро- мати- че- ские	Вы- ход	Мета- новые	Наф- тено- вые	Аро- мати- че- ские

НГБ Боуэн-Сурат

Конлои; ранняя юра, свита пресипс	1	6	93	56,3	14	68	18
Альтон; ранняя юра, горизонт боксвейд	67	26	7	26,4	70	15	15
Муни; ранняя юра, свита пресипс	70	27	3	30,6	71	19	10
Кэбвин; пермь, серия кианга	45	35	20	24,6	61	22	17

НГБ Карнарвон

Барроу; ранний мел, свиты виндей- лиа и мьюдеронг	45	35	20	43,0	46	27	27
------------------------------------------------------	----	----	----	------	----	----	----

НГБ Гипсленд

Халибут; эоцен — палеоцен, серия лэтроуб-валли	57	36	7	29,5	51	25	24
Кинфши; эоцен, серия лэтроуб- валли	60	33	7	29,4	55	24	21

НГБ Гипсленд

Обнаружено 9 нефтяных, 4 газовых и 5 газонефтяных месторождений. Основной продуктивный горизонт — серия лэтроуб-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 CO₂ (табл. 7.4).

НГБ Кэннинг

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 газов

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
НГБ Боуэн-					
Арктурас, 1964	Пермь; свита мантуан	С	520	6,0	Нет данных
	свита пиаваду	С	830	8,5	49
Ролстон, 1964	Пермь; свита мантуан	С	620	5,2	Нет данных
	свита катарина	С	980	Нет данных	75
Уэстгроув, 1962	Пермь, свита каглкрик	С	840	8,5	37
Плизент-Хилс, 1968	Ранняя юра, свита пресипс	С	640	9,6	65
	Средний триас, свита шоуграундс	С	623	9,6	65
Рэсли, 1964	Ранняя юра, свита эвергин	С	1110—1130	10,7	58
Хоспитал-Хилл, 1899	Ранняя юра, свита хоспитал-хилл	С	1108—1114	Нет данных	
Пайн-Ридж, 1965	Ранняя юра, свита эвергин	С	665—714	То же	
	Средний триас, свита мулайембер	С	1019—1138	10,3	56
Ричмонд, 1963	Ранняя юра, свита пресипс	С	1201—1204	13,1	74
		Р		13,1	74
Пикэнджини, 1960	Ранняя юра, свита пресипс	С	1222	12,6	63
	Поздний триас, свита шоуграундс	С	1290	13,0	68
Грифтон-Рэйндж, 1969	Ранняя юра, свита эвергин	С	1050	9,2	62
Вольюмбила, 1967	Поздняя пермь, свита тайновон	С	1429—1902	16,0	75
Тэрравоинга, 1965	Ранняя юра — верхний триас, свиты шоуграундс и пресипс	С	1320—1410	14,0	63
Кинкора, 1970	Ранняя юра — триас, свита эвергин, горизонт «промытых гранитов»	С	1161	12,0	61
Прингл-Даунс, 1971	Ранняя юра, свита эвергин	С	1240	12,6	70
	Девон, свита тимбюрихилс	С	1222	12,7	59
Нуринду, 1972	Поздняя пермь, серия кинганга	С	1942—2286	23,8	71
Бони-Крик, 1963	Ранняя юра, свита пресипс	С	994	13,7	76
Мэйджор, 1965	Триас, свита шоуграундс	Р	1660—1664	17,3	74
Бокслейд, 1970	Триас, свита шоуграундс	С	1613—2070	19,2	65

месторождений Австралии

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 + + выше	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	0,26	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	
88,61	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 нахождения	Глубина залегания, м	$p_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
Альтон, 1964	Ранняя юра, свита эвергин, горизонт боксвейлд	P	1808—1854	13,1	70
Муни, 1961	Ранняя юра, свита пресипис	P	1800—1892	17,50	68
Кэбевин, 1961	Пермь, серия кванга	P	2977—3051	19,9	95
Беннет, 1965	Ранняя юра, свита пресипис	P	1714	15,0	64,0
НГБ Кар					
Барроу, 1964	Юра, свита дьюпоью	C	2200	18,2	103
НГБ Гип					
Барракута, 1965	Эоцен, серия лэтроуб-валли	ГК	1270	10,8	65
Лейкс-Энтракс, 1924	Олигоцен, свита лейкс-энтракс	P	320	4,2	29
Марлин, 1965	Эоцен, серия лэтроуб-валли	C	1510	15,2	73
	Палеоцен, серия лэтроуб-валли	C	2460	22,9	99
Снашпэр, 1968	Эоцен, серия лэтроуб-валли	C	3098—3108	Нет данных	
Голден-Бич, 1967	Эоцен, серия лэтроуб-валли	ГК	628	То же	
Внутренний Восточно-					
Брогла, 1972	Пермь, серия гиджелпа	C	2716	27,5	113
Гирравара, 1970	Пермь, свита патчавара	C	2655	26,0	153
Меримелиа, 1970	Пермь, серия гиджелпа	C	2739	Нет данных	115
Гиджелпа, 1963	Пермь, серия гиджелпа	C	2030—2289	21,5	105
Даралайнти, 1967	Пермь, серия гиджелпа	C	2641	25,0	127
Муумба, 1964	Пермь, свиты тулахи и патчавара	C	2320	23,0	171
Делла, 1970	Пермь, серия гиджелпа	C	2150	20,6	123
Стржелески, 1970	Пермь, свита тулахи	C	1831	18,0	160
Тулахи, 1969	Пермь, свита патчавара	C	1982	19,0	134
Барке, 1972	Пермь, свита тулахи	C	2370	Нет данных	139
	Пермь, свита патчавара	C	2615	24,2	139
Розениф, 1969	Пермь, свита патчавара	C	1978	20,5	138
Паскадли, 1970	Пермь, свита патчавара	C	2589	26,6	129
Мадранджи, 1970	Пермь, свита тулахи	C	2962	Нет данных	129
	Пермь, свита патчавара	C	3141	То же	То же

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	O ₂	CO ₂
37,30	22,70	22,50	7,60	4,90	1,09	0,84	0,64	0,30		0,50
95,50	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
нарвон										
79,3	6,6	2,5	0,4	—	0,2	0,2	—	5,3	2,5	2,3
сленд										
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	0,16	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
59,60	9,0	5,60	0,75	1,85	0,47	0,66	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
59,68	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	$r_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
Кунати, 1971	Поздняя пермь, серия гид- желпа	С	3171	Нет данных	140
Гилмор, 1964	Ранний девон, свита этон- вейл	С	4200	42,4	138
НГБ					
Норт-Рэнкин, 1971	Поздний триас, свита мангару; юра; мел, сви- та тулонга	ГК	3550	33,0	115
Рэнкин, 1971	Поздний триас, свита ман- гару; мел, свита тулон- га	Р	3131	31,0	93
Лежандр, 1968	Ранний мел, горизонт пес- чаников	Р	2070	19,5	78
Гудвин, 1971	Поздний триас, свита ман- гару	ГК	3107 3440—3450	30,7 Нет данных	109
Эйнджел, 1971	Поздняя юра, серия бар- роу	ГК ГР	2635—2640 2990	То же 28,0	100
НГБ					
Ярдарино, 1964	Ранний триас — ранняя пермь, свиты взгина и кокати	С	2245—2300	23,0	90
Донгара, 1966	Ранний триас, свита яр- дарино	С	1575	Нет данных	
	Поздняя пермь, свита ир- вин-ривер	С	1655	То же	
Мондарра, 1968	Ранний триас, свита яр- дарино	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
Мэрини, 1964	Ордовик; свита стэйруэй свита пакута	Р Р	900 1200	11,9 11,9	69 69
НГБ					
Скотт-Риф, 1971	Поздний триас — ранняя юра	С	4230—4320	46,1	119

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 + + выше	N ₂	O ₂	CO ₂
58,60	14,50	6,99	0,77	0,76	0,16	0,13	0,10	1,27	—	16,72
88,60	2,50	0,32	0,05	0,03	0,02	—	0,07	5,60	—	2,81
Кэннинг										
88,70	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	2,60	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										
96,8	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	—	—	—	—	—	—
92,44	2,77	0,59	0,07	0,11	0,07	—	0,90	0,29	—	2,70
93,16	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
Амадиес										
88,55	7,40	1,12	0,10	0,20	0,06	0,04	—	2,12	0,22	0,19
65,90	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	—	—
Броуз										
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-Валли) 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 капуни (эоцен). Незначительные залежи нефти и газа установлены в песчаниках миоцена. 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 (миоцен), залегающие на глубине 500 м.

Характеристика газа месторождений Новой Зеландии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивных горизонтов	Условия нахождения	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	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	N ₂	O ₂	CO ₂
Капуни, 1959	Эоцен, свита капуни	ГК	3085—4120	45,5	147	41,40	6,15	3,0	0,51	0,46	0,11	0,07	0,04	0,46	0,30	47,5
Мауи, 1970	Эоцен, свита капуни	ГК	3085—3660	Нет данных		81,0	6,5	2,5	1,0		Нет данных			3,0	нет данных	6,0
Мотуроа, 1866	Миоцен, свиты оамару и математеонга	Р	733	16,3				Нет данных						8,8	1,2	49,2

Таблица 7.6

Характеристика свободных газов месторождений Папуа 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	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	
Иехи, 1960	Ранний мел	1249	13,5	93	80,6	1,0	0,3	—	—	—	—	—	0,1	18,0	—	—
Бвата, 1960	Средний миоцен, свита пури	1448	Нет данных		90,0	6,2	1,9	0,6	0,4	0,3	—	—	0,1	—	—	0,5
Пури, 1958	Средний миоцен, свита пури	2155	22,1	92	82,4	6,6	2,5	0,7	0,6	0,6	0,1	0,1	—	—	—	6,4
Баринева, 1958	Ранний мел Юра	1659	16,7	Нет данных	82,0	0,6	0,1	—	—	—	—	—	0,2	17,0	—	0,1
Куру, 1956	Ранний—средний миоцен	3000	Нет данных		78,8	11,7	4,0	0,7	0,6	0,3	—	—	—	3,6	—	0,3
	Ранний мел	292	то же		73,0	2,8	0,8	0,6	—	—	—	—	—	15,8	—	7,0
	Ранний мел	> 350	»		69,6	2,1	1,2	0,2	0,2	—	—	—	—	16,2	—	10,5
Юраму, 1967	Средний миоцен	1859	7,8	72	92,30	2,20	1,07	0,34	0,12	0,35	0,29	1,90	0,60	—	—	0,83
Паска, 1960	Средний миоцен	2400	30,8	105	78,50	7,00	6,70	2,80	1,66	0,63	0,18	0,35	0,90	—	—	3,28
	Средний миоцен	2695	Нет данных		57,0	3,40	2,70	1,74	1,47	1,77	0,75	0,31	26,10	—	—	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., Hess W. R., Rigby D. The Natural conversion of oil to gas in sediments in the Cooper basin. The APEA J., 1971, vol. 11, p. 121—126.

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., McKirdy D. M. The geochemical characterization of Australian crude Oils. The APEA J., 1972, vol. 12, p. 125—131.

Powell T. G., McKirdy D. M. Relationship between ration 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., McKirdy 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 вышеназванных 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, Уиллистонский, Свердруп, Предаппалачский, Мичиганский, Меритаймс¹, Макензи¹, 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.

Количество месторождений: нефтяных и газонефтяных — 439, газовых и нефтегазовых — 734.

Западно-Канадский НГБ

Открыто 340 нефтяных и 660 газовых (включая газоконденсатные) месторождений, в том числе крупных и крупнейших нефтяных — 9, газовых — 6 (рис. 8.1). Продуктивными горизонтами являются главным образом карбонатные отложения девона и миссисипия (нижний карбон), и терригенные — триаса, юры и мела.

Наиболее крупные залежи установлены в девонских рифовых массивах.

Нефти в основном легкие и средние, малосернистые (табл. 8.1—8.4). Тяжелые и высокосернистые нефти известны на глубинах до 1000 м (Атабаска, Ллойдминстер).

Газы главным образом метановые, исключение составляет кембродовикская залежь месторождения Вайлдкет-Хилс, где содержание азота достигает 96,4% (табл. 8.5).

НГБ Бофорта

Выявлено 3 нефтяных, 6 газонефтяных и нефтегазовых и 6 газовых месторождений (рис. 8.2). Основными продуктивными горизонтами служат песчаники нижнего мела и палеогена на глубине 1200—3600 м и девонские рифогенные известняки.

Нефти палеогеновых залежей обычно тяжелые, вязкие. 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).

Уиллистонский НГБ

Известно 38 нефтяных и 26 газовых месторождений (см. рис. 8.7). Залежи связаны с карбонатными породами миссисипия и терригенными коллекторами юры и мела. Нефти обычно тяжелые (0,870—0,925), сернистые и высокосернистые (1,9—3,38).

Месторождение Колвилл-Смайли (нижний мел, глубина 817—826 м) содержит нефть плотностью 0,970, вязкостью 736 сПз, с содержанием серы 3,38%, силикагелевых 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 сПз, с содержанием серы 3,0%.

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

НГБ Свердруп

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

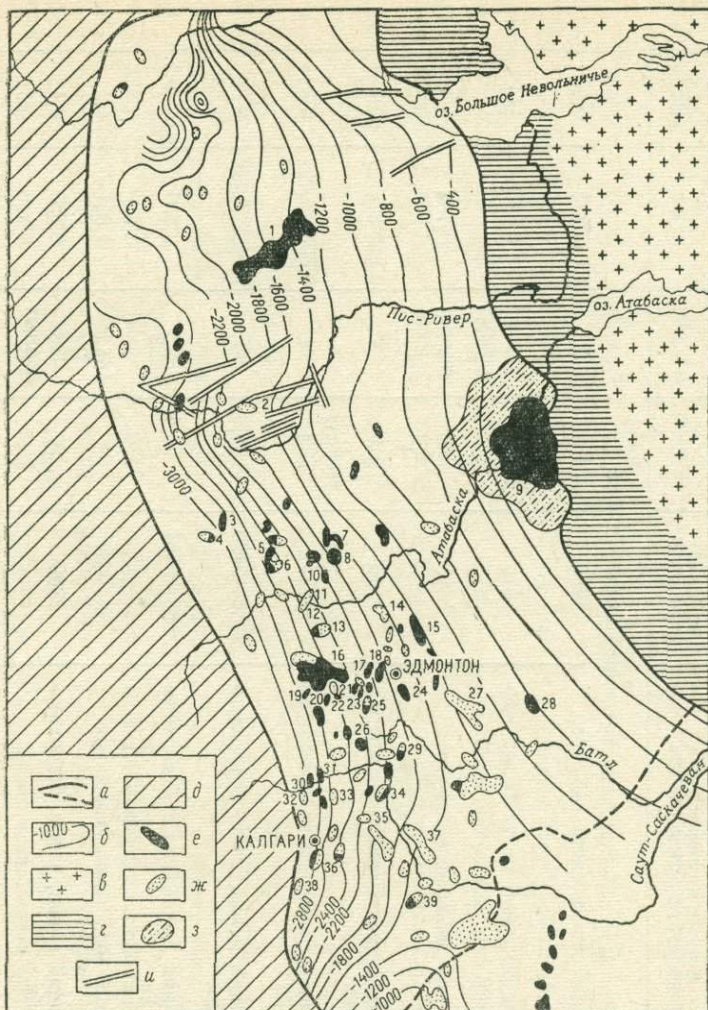


Рис. 8.1. Схема размещения месторождений нефти и газа Западно-Канадского НСБ

a — границы НСБ, установленные и предполагаемые; *b* — изогипсы фундамента в км; *в* — выходы докембрийских пород Канадского щита; *г* — маломощный осадочный чехол; *д* — геосинклинально-складчатые сооружения; *e* — 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 — Вирджиния-Хилс, 11 — Карсон-Крик-Норт, 12 — Карсон-Крик, 13 — Палл-Ривер, 14 — Эксельснор, 15 — Редутер, 16 — Пембина, 17 — Голден-Спайк, 18 — Леджон-Вудбенд, 19 — Ферриер, 20 — Медисин-Ривер, 21 — Миннехик-Бак-Лейк, 22 — Сильван-Лейк, 23 — Визард-Лейк, 24 — Джораркам, 25 — Бонни-Гленн, 26 — Гилбо, 27 — Эдсон, 28 — Ллойдминстер, 29 — Буффало-Лейк, 30 — Харматтан-Элктон, 31 — Харматтан-Ист, 32 — Вайлкет-Хилс, 33 — Карстэрс, 34 — Фенн-Биг-Валли, 35 — Карбон, 36 — Тернер-Валли, 37 — Кессфорд, 38 — Саванна-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 ²⁰	Сера, вес, %	Кокс, вес, %
Западно-Канадский НГБ							
Рейнбоу, 1965	Средний девон, свита кег-ривер	1789	159	5,5	0,825	0,95	Нет данных
Анти-Крик, 1962	Поздний девон, свита биверхилл-лейк	3416	399	Нет данных	0,806	Нет	данных
Симонет, 1958	Поздний девон, свита ледюк	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
Редуотер **, 1948	Поздний девон, свиты ниску, ледюк,	600—1200	41	5,0	0,853	0,42—	3,3

	биверхилл-лейк					0,63	
Пембина **, 1953	Поздний мел, свита кардиум	1555	102	5,4	0,835	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 ледюк	1921—1952	То же	4,7	0,849	0,23	1,8
Ледюк-Вудбенд **, 1947	Поздний девон, свиты ниску и ледюк	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
Сильва-Лейк, 1962	Миссисипий, свита некиско	2064—2236	109—143	Нет данных	0,768—0,898	0,78	Нет данных
Визард-Лейк, 1951	Поздний девон, свиты ниску и ледюк	1745—1755 1887—2088	Нет данных	3,9	0,860	0,24	Нет данных
Джоргам, 1949	Ранний мел, горизонт викинг	970	То же	5,2	0,835	0,12	То же
Бонни-Глени, 1952	Поздний девон, свита ледюк	2068—2127	140	Нет данных	0,811	0,25	»
Ллойдминстер, 1933	Ранний мел, песчаники вайнрайт	561	Нет данных	223,7	0,993—0,950	2,4—3,5	9,1
Буффало-Лейк, 1961	Поздний девон, свита ледюк	1562—1795	73,5	Нет данных	0,887	2,0	Нет данных
Фенн-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	Миссисипий, свита тернер-валли	1830—2745	183	1,6	0,845—0,830	0,2	0,49

¹ При 37,8° С.

** Содержание силикагелевых смол (вес. %): Атабаска — 24,2, Редуотер — 10,1, Пембина — 7,8; Ледюк-Вудбенд — 5,3; содержание асфальтенов (вес. %): Атабаска — 19,4, Редуотер — 3,9, Пембина — 0,1, Ледюк-Вудбенд — 0,5.

Фракционный состав нефтей месторождений Канады

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к.—100°C		100—200°C		200—300°C		300—375°C		375—435°C		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. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$
Западно-Канадский НГБ												
Суон-Хилс-Саут; поздний девон, 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
Эксельсиор; поздний 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
Редуотер; поздний девон, свиты ниску, ледюк, биверхилл-лейк	8,2	0,704	21,1	0,798	22,5	Нет данных	18,7	0,892	—	—	26,8	Нет данных
Пембина; поздний мел, свита кардиум	10,1	Нет данных	19,0	Нет данных	21,95	То же	19,05	Нет данных	—	—	26,2	То же
Голден-Спайк; поздний девон свита ниску	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-Вудбенд; поздний девон, свиты ниску и ледюк	10,9	0,674	21,1	0,775	18,7	0,836	11,1	0,863	11,6	0,890	25,9	0,961
Визард-Лейк; поздний девон, свиты ниску и ледюк	18,9	0,712	17,0	0,798	22,3	Нет данных	—	0,896	—	—	Нет данных	—
Фени-Биг-Валли; поздний девон, свита ледюк	10,9	0,658	22,2	0,773	18,6	0,838	11,0	0,868	10,9	0,894	23,9	0,958
	9,7	0,657	16,6	0,777	16,6	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
Уиллистонский НГБ												
Коввилл-Смайли; ранний мел	—	—	6,3	0,783	19,0	0,873	7,9	0,933	10,3	0,952	56,1	1,032
Фостертон и Доллард; ранний мел — поздняя юра	4,9	0,666	13,0	0,762	15,2	0,843	10,3	0,895	11,7	0,922	44,3	1,023

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Канады

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$t_{пл}^{\circ}C$	μ^* , сПа	ρ_4^{20}	Сера, вес. %
НГБ Бофорта						
Адго, 1973	Палеоген	1274	47	16,6	0,946	0,1
Кумак, 1973—1974	Палеоген	2308	83	2,2	0,865	0,09
Кагшик, 1973	Ранний мел	2197	87	0,8	0,788	0,05
Паллен, 1975	Палеоген	3593	88	9,5	0,893	0,2
Айвик, 1972	Палеоген	2782	70	1,9	0,860	0,1
Мейогиак, 1971	Палеоген	1206	53	6,0	0,865	0,2
	Девон	2865	102	12,0	0,865	0,3
Атертак, 1972	Палеоген	1235	43	Нет данных	0,922	1,4
Аткинсон **, 1970	Ранний мел	1738	66	19,6	0,910	1,0
Таглу, 1971	Палеоген	3236	96	7,6	0,881	0,1

* При 37,8° С.

** G=54,5 м³/т.

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

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к.—200°С			200—350°С			
	Метано-вые	Нафтеновые	Ароматические	Выход	Метано-вые	Нафтеновые	Ароматические
Западно-Канадский НГБ							
Суон-Хилс-Саут; поздний девон, свита биверхилл-лейк	54	35	11	28,3	51	28	21
Эксельсиор; поздний девон, свита ледюк	56	37	7	26,5	51	29	20
Редустер; поздний девон, свиты ниску, ледюк, биверхилл-лейк	39,93	52,60	7,47	Нет данных	19,41	62,12	18,47
Пембина; поздний мел, свита кардиум	63,95	24,55	11,50	То же	49,82	32,18	18,00
Голден-Спайк; поздний девон, свита ниску	57	35	8	23,9	49	27	24
	52	39	9	24,6	48	25	27
Визард-Лейк; поздний девон, свиты ниску, 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							
Колвилл-Смайли; ранний мел	43	41	16	Нет данных	12	59	29
Фостертон и Доллард; ранний мел — поздняя юра	65	25	10	10,2	37	34	29

Характеристика свободных и раство

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа
Западно-Ка			
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 кардиум	2169	33,6
	Ранний мел, горизонт викинг	2475	39,5
Миннехик-Бак-Лейк, 1952	Миссисипий, свита пекиско	2059	Нет данных
Бонни-Гленн, 1952	Поздний девон, свита ледюк	1209—1233	17,3 *
		1233—1297	Нет данных
Гилби, 1953—1956	Ранний мел, серия мэнвил	2157	То же
	Юра	2220	»
	Миссисипий, серия рандл	2104	»
Эдсон, 1962	Миссисипий, горизонт элктон	2621—3100	26,4 *
Харматтан-Элктон, 1955	Миссисипий, серия тернер-валли	2791	Нет данных
Харматтан-Ист, 1957	Миссисипий, серия тернер-валли	2623	То же
Вайлдкет-Хилс, 1958	Миссисипий, свита тернер-валли	3015	48,6
	Кембро-ордовик, свита дедвуд	2567	44,3
Карстэрс, 1958	Миссисипий, горизонт элктон	2470	30,6
Карбон, 1955	Ранний мел, глауконитовые песчаники	1230	20,0
Кессфорд, 1950	Поздний мел, серия колорадо	1042	15,4
Саванна-Крик, 1955	Миссисипий	2486	33,2
Каунтес, 1951	Ранний мел, свита боу-айленд	913	9,1
	базальные песчаники	951	10,1
НГБ Бо			
Парсонс-Лейк, 1971	Ранний мел, базальные песчаники	3247—3260	29,5 *
Уиллистон			
Этзиком, 1951	Ранний мел, свита боу-айленд	671	Нет данных

ренных газов месторождений Канады

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	H ₂ S	
надский 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	$P_{пл}$, МПа
НГБ			
Кинг-Христиан, 1970	Поздний триас, свита хейберг	610	100 * (702м)
Мичиган			
Довер, 1917	Средний ордовик, серия трентон	842	16,9
Предапшалач			
Тильбюри, 1906	Ранний силур, свита гвелф	377	5,4
Гоблес, 1960	Кембрий	860	12,4
Норфолк, 1889	Ранний силур, свита торолд	456	9,2
Вершиол-Вест	Ранний силур, свита гвелф	266	5,7

* Пластовые температуры (°С): Бонни-Гленд — 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.

Предапшалачский и Мичиганский НГБ

В Предапшалачском 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

Нефтегазоносные 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 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	H ₂ S	
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	—	

Лейк — 121 инг-Христиан — 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 CO₂ (Варадеро — 13,4%).

НГБ Центральной депрессии

Выявлено 15 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

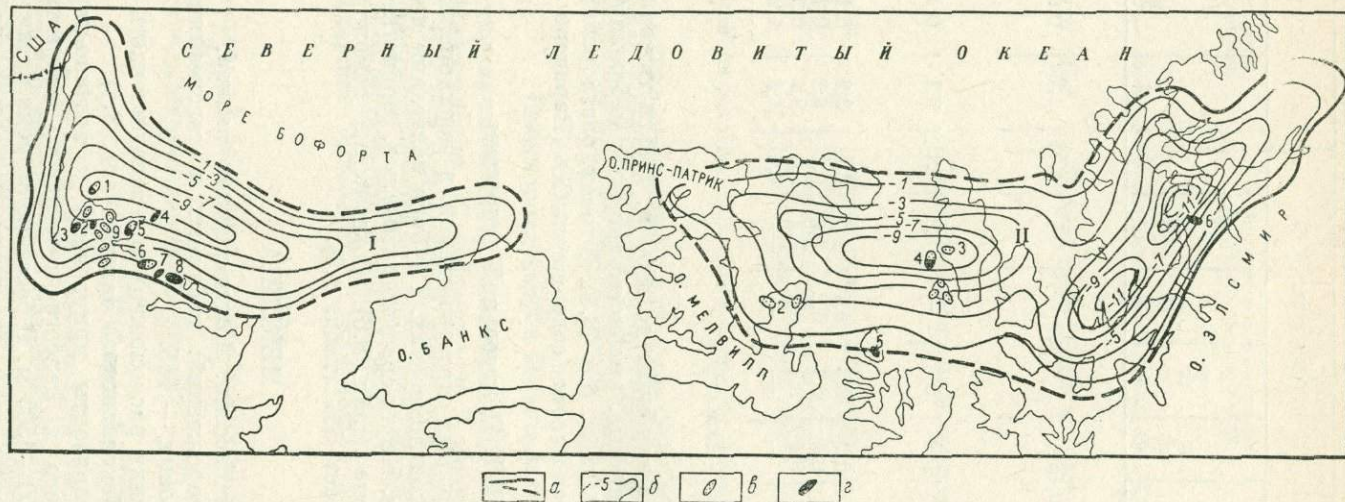


Рис. 8.2. Схема расположения месторождений нефти и газа в бассейнах Канадской Арктики

а — границы НГБ, установленные и предполагаемые; б — изогипсы поверхности фундамента в км; месторождения: в — газа, г — нефти (I — НГБ Бофорта: 1 — Адго, 2 — Кумак, 3 — Капник, 4 — Паллен; 5 — Айвик, 6 — Мейогнак, 7 — Атертак, 8 — Аткинсон-Пойнт, 9 — Таглу; II — НГБ Свердруп: 1 — Кинг-Христиан, 2 — Дрейк-Пойнт, 3 — Кристофер-Бей, 4 — Тор, 5 — Бенг-Хорн, 6 — Ромулюс)

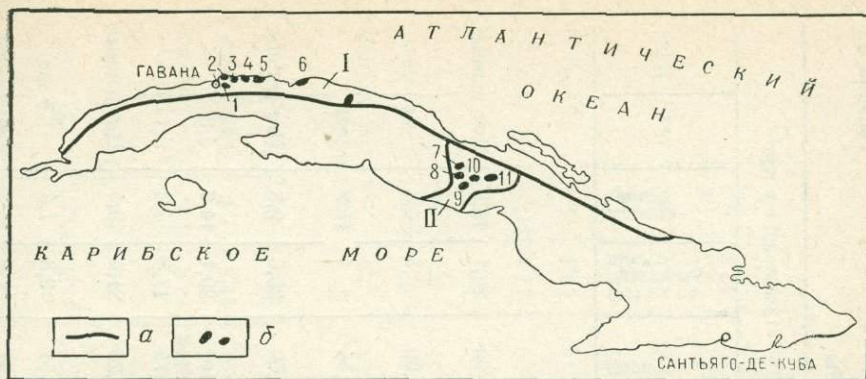


Рис. 8.3. Схема размещения нефтяных месторождений Кубы

a — границы НГБ: I — Северо-Кубинского, II — Центральной депрессии; б — нефтяные месторождения (1 — Бакурао — Крус-Верде, 2 — Санта-Мария, 3 — Гуанабо — Пенья-Альтас, 4 — Виа-Бланка, 5 — Вона-Харуко, 6 — Камариока — Варалеро, 7 — Харауака, 8 — Реформа, 9 — Каталина, 10 — Хатибонико, 11 — Кристалес)

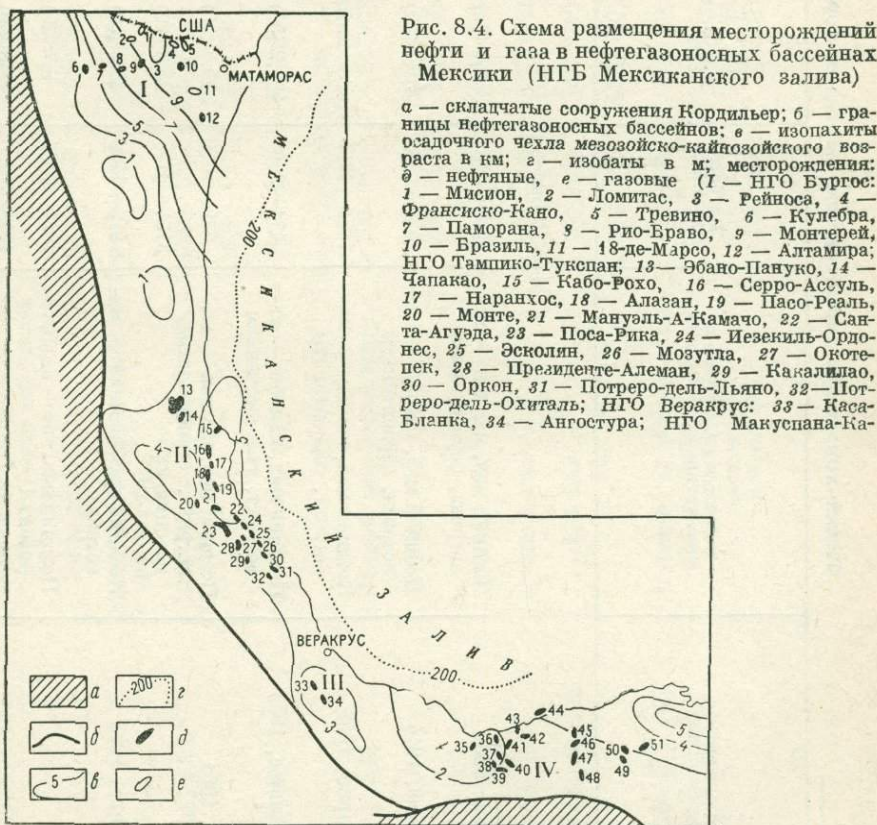


Рис. 8.4. Схема размещения месторождений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах Мексики (НГБ Мексиканского залива)

a — складчатые сооружения Кордильер; б — границы нефтегазоносных бассейнов; в — изобаты осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста в км; г — изобаты в м; месторождения: г — нефтяные, д — газовые (I — НГО Бургос: 1 — Мисион, 2 — Ломитас, 3 — Рейноса, 4 — Франсиско-Кано, 5 — Тревино, 6 — Кулебра, 7 — Паморана, 8 — Рио-Браво, 9 — Монтеррей, 10 — Бразиль, 11 — 18-де-Марсо, 12 — Алтамира; НГО Тамшико-Тукспан; 13 — Эбано-Пануко, 14 — Чапакао, 15 — Кабо-Рохо, 16 — Серро-Асуль, 17 — Наранхос, 18 — Алазан, 19 — Пасо-Реаль, 20 — Монте, 21 — Мануэль-А-Камачо, 22 — Санта-Агуада, 23 — Поса-Рика, 24 — Иезкиль-Орденес, 25 — Эсколин, 26 — Мозутла, 27 — Окотепек, 28 — Президенте-Алеман, 29 — Какалилао, 30 — Оркон, 31 — Потреро-дель-Льяно, 32 — Потреро-дель-Охиталь; НГО Веракрус: 33 — Каса-Бланка, 34 — Ангостура; НГО Макусана-Ка-

мече: 35 — Фраисита, 36 — Тонала, 37 — Лос-Солдадос, 38 — Арройо-Бланко, 39 — Молоанан, 40 — Эль-План, 41 — Нуэво-Тепала, 42 — Эль-Бурро, 43 — Сичко-Президентес, 44 — Санта-Ана, 45 — Кундуанан, 46 — Самария, 47 — Кактус, 48 — Ситио-Гранде, 49 — Фортува-Националь, 50 — Чилапила, 51 — Хосе-Коломо)

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Кубы

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	μ (°C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти				
					Сера*	Смолы си- ликате- вые*	Асфаль- тены*	V**	N**
Северо-Кубинский НГБ									
Бакурао, 1864	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, серпентиниты	600—700	365,3 (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	—	—
Савта-Мария, 1955	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, серпентиниты	1685—1700	Нет данных	0,921	2,54	Нет данных			
Пеньяс-Альтас, 1956	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, туфо-песчаники	471—589	496,2 (50)	0,977	2,50	25,6	9,8	Нет данных	
Гуанабо, 1968	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, серпентиниты, поздняя юра	870—1050	323,5 (50)	0,987	Нет данных	20,1	14,6	4,3	—
		3156—3178	25,2 (20)	0,881	0,75	17,8	4,3	8,1	—
Виа-Бланка, 1968	Поздний мел, кампан — ма- астрихт	1415—1450	548,3 (50)	0,960	2,28	21,4	15,5	Нет данных	
		Поздний мел, апт — альб, го- ризонт С горизонт D	1624—1697 1715—1760	9,7 (20) 115,3 (50)	0,841 0,970	2,51 3,41	9,8 21,9	1,4 13,2	То же 7,6 5,52
Бока-Харуко, 1969	Поздний мел, кампан — ма- астрихт, свита виа-бланка горизонт В	672—734	108,8 (50)	0,960	4,61	22,2	7,1	Нет данных	
		1000—1053	30,8 (50)	0,980	6,97	11,5	10,9	5,72	7,56
		1230—1260	10,6 (50)	0,900	2,21	9,0	2,1	14,28	9,45
Камариока, 1971	Мел, апт — 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, неоком	1982—2055	81,3 (50)	0,950	7,0	39,9	6,8	Нет данных	
НГБ Центральной депрессии									
Харауэка, 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	»	
Хатибовнко, 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	»	

* Вес. %.

** 10^{-6} г/млн.

Фракционный состав нефтей месторождений Кубы (об. %)

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	Н. к. — 200 °	200—300 ° С	Остаток
Северо-Кубинский НГБ			
Бакурао; поздний мел, кампан — ма- астрихт	7,3	10,7	82
Крус-Верде; поздний мел, кампан — ма- астрихт	13,3	22,1	64,6
Пеньяс-Альтас; поздний мел, кампан — маастрихт	3,7	14,7	81,6
Гуанабо; поздний мел, кампан — мааст- рихт	14,2	25,8	60
поздняя юра	14,5	21,8	63,7
Виа-Бланка; поздний мел, кампан — ма- астрихт	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 — ма- астрихт; горизонт В	6,4	15,4	78,2
ранний мел, апт — альб; горизонт С ₂	21,2	18,4	60,4
Камариока; 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, сантон — кампан, горизонт D	22,7	27,4	49,9

Групповой углеводородный состав нефтей месторождений Кубы
(об. %)

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	Н. к.—200° С			200—300° С		
	Метановые	Нафтоновые	Ароматиче- ские	Метановые	Нафтоновые	Ароматиче- ские
Северо-Кубинский НГБ						
Бакурао; поздний мел, кампан — ма- астрихт	28,5	54,5	17,0	0,4	79,8	19,8
Крус-Верде; поздний мел, кампан — ма- астрихт	33,1	40,5	26,4	16,4	57,5	26,1
Пеньяс-Альте; поздний мел, кампан — маастрихт	40,1	42,5	17,4	1,0	86,0	13,0
Гуанабо; поздний мел, кампан — мааст- рихт	57,4	18,5	24,1	42,9	34,6	22,5
Гуанабо; поздняя юра	38,8	43,0	18,2	25,4	51,3	23,3
Виа-Бланка; поздний мел, кампан — ма- астрихт	30,0	42,0	28,0	11,2	64,8	24,0
Виа-Бланка; ранний мел, апт — альб, го- ризонт С	47,5	29,2	23,3	42,2	40,5	17,3
Виа-Бланка; ранний мел, апт — альб, го- ризонт D	59,4	24,2	16,4	43,5	40,4	16,1
Бока-Харуко; поздний мел, кампан — ма- астрихт, 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
Камариока; 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	28,1	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, сантон — 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 нахождения	Глубина залегания, м
-----------------------------	------------------------------------------------	--------------------	----------------------

Северо-Кубиц

Гуанабо, 1968	Поздний мел, кампан — маастрихт	P	559—620
		P	1014—1042
Виа-Бланка, 1968	Поздний мел, кампан — маастрихт	P	1415—1450
		P	1550—1580
	Ранний мел, апт — альб, горизонт С горизонт D	C	1734—1805
Бока-Харуко, 1969	Поздний мел, кампан — маастрихт, горизонт В	P	982—1042
		P	1181—1195
	Ранний мел, горизонт С	P	1230—1300
	горизонт F	P	2300—2380
	горизонт G	P	3002—3120
Камариока, 1971	Поздний мел, сеноман — турон	C	1180—1198
		P	1455—1485
	Ранний мел, апт — альб	P	1810—1867
Варадеро, 1971	Ранний мел, неоком	P	1385—1401

НГБ Централь

Харауэка, 1943	Поздний мел	P	850—890
Реформа, 1971	Поздний мел	P	1166—1192
		C	1220—1270
Хатибонико, 1954	Поздний мел	P	296—378
		P	371—416
Норт-Кристалес, 1967	Поздний мел	C	798—930
Саут-Кристалес, 1967	Поздний мел, сантон — кампан, горизонт А горизонт С	P	911—924
		P	1015—1024
	горизонт D	P	1376—1418

ка газов Кубы

Таблица 8.9

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

ский 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	0,43	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	
65,41	3,11	5,49	1,90	2,82	2,94	Нет данных		13,44	2,34	2,14

ной депрессии

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
90,76	4,03	2,56	0,71	0,95	0,44	0,07	0,24	Нет данных	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).

США

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-Ларами, Норт-Мидл-Парк, Уинта-Пайсенс, Парадокс, Сан-Хуан, Блэк-Меса — Кейпаровиц², Ратон², *Мидконтинент* — Западный Внутренний, Пермский; *Восток США* — Мичиганский, Иллинойский, Предаппалачский, Предушитский; *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).

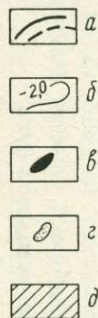
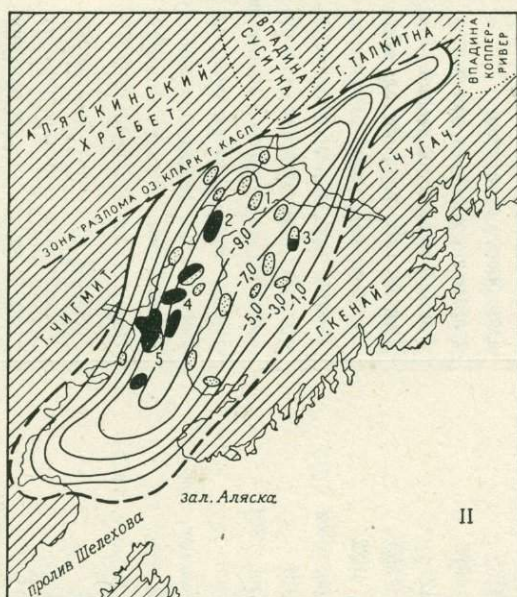
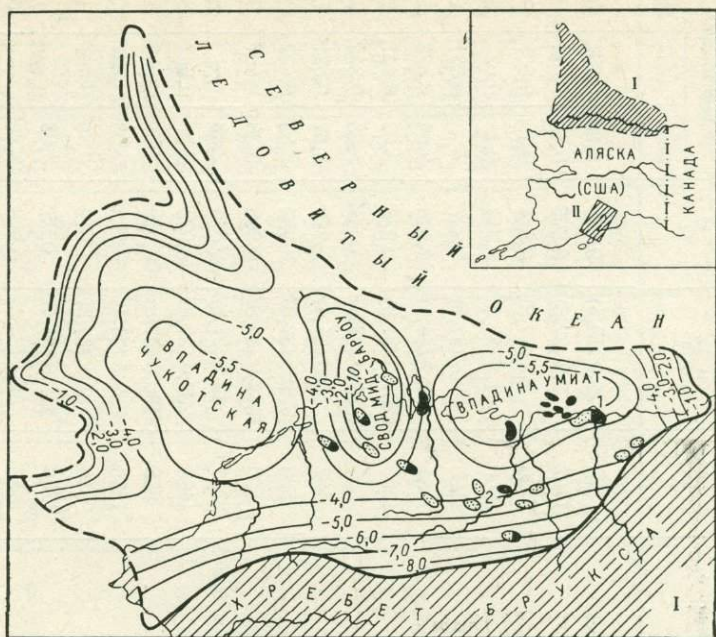
Продуктивные каменноугольные пермо-триасовые, верхнеюрские и меловые отложения.

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.



II

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 склона: 1 — Прудхо-Бей, 2 — Вулф-Крик; *II* — НГБ залива Кука: 1 — Норт-Кук-Инлет, 2 — Гранит-Пойнт, 3 — Суансон-Ривер, 4 — Трединг-Бей, 5 — Макартур-Ривер); *д* — внебассейновые территории

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Мексики

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	μ , °С, сПа	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %		
					Сера	Азот	Кисл.
Алтамира, 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
Монтерей, 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-фелипе	1500	2,8 (37,8)	0,827	—	0,031	1,0
Алаван, 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
Какалилао, 1922	Поздний мел, свита агуа-нуэва	485	1290,0 (37,8)	0,984	5,23	0,344	5,23
Серро-Ассуль, 1909	Ранний мел, горизонт эль-абра	402	62,6 (54,4)	0,929	3,67	0,321	7,6
Чапакао, 1901	Поздний мел, свита агуа-нуэва	520	1309,0 (37,8)	0,992	5,38	0,422	0,1
Эбано-Пануко, 1901	Поздний мел, горизонт кализа-верде	550	1317,0 (37,8)	0,998	5,38	0,407	8,0
Эсколин	Ранний мел, горизонт верхняя тамабра	2301	12,2 (37,8)	0,875	2,13	—	5,4
Иезекиль-Ордонес, 1952	Ранний мел, горизонт эль-абра	1466	202,0 (37,8)	0,938	3,23	0,333	8,8
Оркон, 1952	Ранний мел, горизонт эль-абра	855	130,8 (37,8)	0,929	3,50	0,356	8,4
Мануйль-А-Камачо, 1952	Эоцен, свита чиконтенек	1586	98,5 (54,4)	0,933	2,93	0,252	5,4
Монте, 1952	Поздний мел, свита сан-фелипе	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	0,420	7,9
Наранхос, 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	7,6
Президенте-Алеман, 1949	Ранний мел, горизонт верхняя тамабра	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	6,6
Потреро-дель-Льяно, 1910	Ранний мел, горизонт эль-абра	519	48,7 (37,8)	0,923	1,84	0,072	7,6
Потреро-дель-Охиталь	Поздний мел, свита сан-фелипе	400	1039 (54,4)	0,984	5,30	0,386	8,9
Поса-Рика, 1930	Ранний мел, горизонт нижняя тамабра	2201	13,8 (37,8)	0,881	1,77	0,171	5,6
Санта-Агуада, 1953	Ранний мел, горизонт эль-абра	1420	495,8 (54,4)	0,959	3,98	0,434	9,9
Ангостура, 1953	Поздний мел, свита мендес горизонт эскамела	1032 1446	845,5 (54,4) 1320 (54,4)	0,973 1,00	4,86 5,84	0,342 0,388	6,2 7,9
Каса-Бланка, 1952	Поздний мел, горизонт эскамела горизонт бречас-кализас	542 556	1320,0 (37,8) 3,0 (37,8)	0,975 0,821	5,08 0,89	0,359 0,036	7,2 0,7
Арройо-Бланко, 1952	Миоцен, свита энканто	776	18,3 (37,8)	0,898	2,16	0,106	4,4
Эль-Бурро, 1931	Миоцен, свита энканто	1040	22,5 (37,8)	0,933	2,06	0,114	11,9
Эль-План, 1931	Миоцен, горизонт лигнитик-седраль	653	134,4 (37,8)	0,940	3,50	0,313	6,9
Фортуна-Националь, 1949	Миоцен, горизонт верхний амате	1045	1,4 (37,8)	0,778	0,1	0,017	0,1
Франсита	Миоцен, свита энканто	901	49,9 (37,8)	0,924	3,94	0,143	6,7
Хосе-Коломо, 1951	Миоцен, горизонт верхний амате	1571	1,7 (37,8)	0,794	0,11	0,026	0,2
Лос-Солдадос, 1953	Миоцен, горизонт нижний консепсьон	2154	8,8 (37,8)	0,858	1,75	0,087	4,5
Молоакан, 1948	Миоцен, свита энканто	455	33,3 (37,8)	0,913	4,20	0,174	7,7
Нуэво-Теапа, 1927	Миоцен, свита энканто	180	39,2 (37,8)	0,844	2,43	0,127	3,5
Тонала, 1928	Миоцен, свита энканто	754	9,7 (37,8)	0,864	1,60	0,1	5,1
Кундуакан 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		
Ситио-Гранде ³ , 1972	Средний мел, горизонт реформа	4170	8,3 (37,8)	0,856	»		
Кактус ⁴ , 1972	Средний мел	3774	4,6 (37,8)	0,848	»		

¹ $t_{пл} = 124^\circ \text{С}$; $p_{нас} = 33,1 \text{ МПа}$; $G = 265 \text{ м}^3/\text{т}$.² $p_{пл} = 50,0 \text{ МПа}$; $t_{пл} = 128^\circ \text{С}$; $p_{нас} = 32,0 \text{ МПа}$; $G = 295 \text{ м}^3/\text{т}$.³ $p_{пл} = 46,0 \text{ МПа}$; $t_{пл} = 126^\circ \text{С}$; $p_{нас} = 31,8 \text{ МПа}$; $G = 380 \text{ м}^3/\text{т}$.⁴ $p_{пл} = 46,0 \text{ МПа}$; $t_{пл} = 124^\circ \text{С}$; $p_{нас} = 31,6 \text{ МПа}$; $G = 454 \text{ м}^3/\text{т}$.

Фракционный состав нефтей месторождений Мексики

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	Н. 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}
Алтамира; поздний мел, горизонт кализа-верде	3,0	0,687	10,2	0,752	10,5	0,865	7,0	0,920	6,6	0,946	62,5	1,054
Франсиско-Кано; олигоцен, свита фрио	2,8	0,702	29,5	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	20,9	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	6,7	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
Какавилао; поздний мел, свита агуа-нуэва	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
Чанакао; поздний мел, свита агуа-нуэва	1,3	0,695	6,5	0,780	10,4	0,859	8,6	0,914	4,4 *	0,931	68,5	1,048
Эбано-Пануко; поздний мел, горизонт кализе-верде	0,6	—	6,0	0,779	10,9	0,873	6,8	0,935	1,4 *	0,949	72,4	1,047
Эсколин; 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
Иезекиль-Ордонес; 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
Оркон; 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 чиконтепек	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
Окотепек; ранний мел, горизонт эль-абра	3,7	0,676	11,6	0,756	13,5	0,833	8,3	0,880	12,6	0,916	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	34,6	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	46,6	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-Агуэда; 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 мендес	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 — кализае;	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	0,868	8,7	0,900	43,5	1,075
Эль-Плав; миоцен, горизонт лигнитик-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	0,826	7,4	0,852	4,5	0,872	2,3	0,948
Франсита; 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
Лос-Солдадос; миоцен, горизонт нижний кон-сенсьон	8,1	0,674	21,0	0,750	18,8	0,822	10,3	0,867	10,4	0,905	30,9	0,992
Молакан; 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
Нуэво-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

* Фракция 375—435° С.

Характеристика газов месторождений Мексики

Таблица 8.12

Месторождение, год открытия	Возраст продуктив- ного горизонта	Условия нахожде- ния	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
Чилашилла, 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	1,9
Хосе-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
Франсиско-Капо, 1949	Олигоцен	C	2192	96,0	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
Монтерей, 1950	Олигоцен	ГШ	1929	95,9	2,2	0,4	0,3	0,1	0,1	—	0,2	—	0,8
Рейпоса, 1948	Олигоцен	ГК	1848	93,4	3,7	1,0	0,4	0,3	0,1	0,1	0,3	—	0,5
Тревино, 1951	Олигоцен	C	2319	96,7	1,6	0,2	0,1	—	0,2	—	0,2	0,1	0,9
18-де-Марсо, 1954	Олигоцен	C	2139	94,9	2,1	0,3	0,1	0,1	0,1	—	0,1	0,2	1,7
Мисион, 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-План, 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 Содержание He 0,05 вес. %.

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Аляски

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ (37,8° C), сПз	ρ_4^{20}	Сера, вес. %	Кокс, вес. %
НГБ Арктического склона										
Прудхо-Бей, 1968	Пермо-триас, свита садл- рочит	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-Инлет, 1962	Палеоген — неоген, свита тионек	3333—3339	Нет данных				0,2	0,764	—	0,1
Гранит-Пойнт, 1965	Палеоген — неоген, свита тионек	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
Трэдинг-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	29,8	8,2	12,5	65,5	5,1	0,858	0,07	5,1

Фракционный состав нефтей месторождений Аляски

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 Арктического склона												
Прудхо-Бей; пермо-триас, свита садл- рочит	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 зал. Кука												
Норт-Кук-Инлет; палеоген — неоген, свита тионек	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, сви- та тионек	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, го- ризонт 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
Трэдинг-Бей; палеоген — неоген, гори- зонт 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 углеводородных 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 низкокипящих 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 низкокипящих фракций почти одинаковый, в групповом составе преобладают метановые углеводороды (табл. 8.21—8.22).

Характеристика газов

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условии нахождения	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
НГБ Арктиче					
Прудхо-Бей, 1968	Пермо-триас, свита садл-рочит	Р	2430—2760	28,6—31,4	85—104
		ГШ		Нет данных	
		ГШ		То же	
Вулф-Крик, 1951	Поздний мел, серия кол-вилл	С		»	
НГБ зал. Кука					
Норт-Кук-Инлет, 1962	Палеоген — неоген, горизонт мидл-граунд-шоал свиты стерлинг, белуга-ривер	ГК	3333—3339	Нет данных	
		С	1130—2000	То же	

Физико-химическая характеристика

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
НГБ Грейт-				
Коалинга-Ноуз, 1938	Эоцен, горизонт гатчелл	2425	Нет данных	95
Белридж-Саут, 1911	Плейстоцен — плиоцен, свита туларе	300	3,0	Нет данных
Элк-Хилс, 1919	Плейстоцен — плиоцен, свита туларе	945	Нет данных	57
Колс-Левин-Норт, 1938	Миоцен, горизонт стивенс	2970	То же	116
Буэна-Виста, 1909	Плиоцен, свита этчигойн	1000	»	61
Мидуэй-Сансет, 1894	Плиоцен, свита этчигойн	564	Нет данных	
Грилли, 1936	Миоцен, свита веддер	3470	Нет данных	121
Керн-Фронт, 1915	Плиоцен, горизонт керн-ривер	622	Нет данных	
Эдисон, 1934	Поздний миоцен, горизонт чанак	1232	То же	
Рио-Браво, 1937	Миоцен, горизонт рио-браво	3500	Нет данных	123
НГБ Лос-				
Торранс, 1922	Миоцен, горизонт дел-амо	1235	Нет данных	
Уилмингтон, 1932	Миоцен, зона терминаль	1027	7,0	69
Домингес, 1923	Плиоцен	1200	Нет данных	
Лонг-Бич, 1921	Плиоцен, горизонт аламитос	827	Нет данных	49

месторождений Аляски

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	1,16	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				0,06				0,07	0,09	Нет данных	0,01	

Таблица 8.16

нефтей месторождений Калифорнии

$P_{нас}$, МПа	G, м ³ /т	μ (37,8 °C), сПа	ρ_4^{20}	Содержание в нефти				
				Сера *	Азот *	Кокс *	V **	Ni **
Валли								
Нет данных	145 (южная 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	0,266	2,7	Нет данных	
»	25	690	0,965	0,89	0,676	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 залега- ния, м	$p_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С
Сил-Бич, 1926	Плиоцен, горизонт брай- ант	1400	Нет данных	78
Хантингтон-Бич, 1920	Плиоцен, горизонт фер- нандо	750	То же	56
Санта-Фе-Спрингс, 1919	Миоцен, свита пуэнте	1462	»	77
	Плиоцен, горизонт бакби	1750	»	83
	горизонт кларк	2458	»	108
Койот-Вест, 1909	Плиоцен, горизонт эмери	1738	»	85
НГБ Вентура —				
Коксеппи, 1961	Олигоцен, горизонт алег- рия	942	Нет данных	
Элвуд, 1928	Миоцен, свита вагерос	1026	Нет данных	64
Сан-Мигелито, 1931 Вентура, 1916	Плиоцен, свита репетто	1982	То же	71
	Плиоцен, свиты шико и ре- петто	762—3660	»	92 (2291 м)
Монталво-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
Ньюхолл-Потреро, 1937	Миоцен, свита модело	2790	То же	94
Алисо-Каньон, 1938	Миоцен, горизонт фрю	2595	»	95
НГБ Хаф-Мун —				
Сан-Ардо, 1947	Миоцен, горизонт ломбар- ди	663	Нет данных	
Рассел-Ранч, 1948	Миоцен, горизонт диббли	876	То же	
Кайама-Саут, 1949	Миоцен, горизонт диббли	1331	»	
НГБ Санта-				
Санта-Мария-Валли, 1934	Миоцен, свита монтерей	1807	Нет данных	
Оркатт, 1902	Миоцен, свита поинт-сол	1021	То же	
Кат-Каньон-Вест, 1908	Миоцен, горизонт лос- флорес	1524	»	
Ломпок, 1903	Миоцен, горизонт авена- кес	825	»	

* Вес. %
** 10^{-8} 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.

$p_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ (37,8°С), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти					
				Сера*	Азот*	Кокс*	V**	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 кембрийских 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 гатчелл	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 туларе	—	—	2,1	0,805	17,7	0,876	14,2	0,930	14,9	0,966	49,4	1,021
Элк-Хилс; плейстоцен-плиоцен, свита туларе	1,2	0,724	14,1	0,797	25,1	0,874	12,2	0,915	9,2	0,941	37,4	0,992
Колс-Левин-Порт; 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 этчигойн	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-Сансет; плиоцен, свита этчигойн	1,1	0,735	13,2	0,792	20,0	0,876	11,6	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
Керн-Фронт; плиоцен, горизонт керн-ривер	—	—	—	—	15,6	0,866	13,6	0,921	15,6	0,948	54,5	1,005
Эдисон; поздний миоцен, горизонт чанак	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	3,6	0,708	14,3	0,784	17,9	0,851	11,4	0,892	10,1	0,918	41,9	1,004
Уилмингтон; миоцен, зона терминаль	5,7	0,706	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 аламитос	—	—	13,7	0,771	20,0	0,848	12,7	0,891	13,9	0,928	38,7	1,009
Сил-Бич; плиоцен, горизонт брайант	1,9	0,746	14,1	0,777	17,9	0,846	12,1	0,882	10,6	0,909	40,8	0,999
Хантингтон-Бич; плиоцен, горизонт фернандо	4,9	0,705	16,6	0,783	17,4	0,805	10,8	0,890	11,5	0,922	38,4	1,009
миоцен, свита пуэнте	7,5	0,731	12,5	0,794	15,6	0,855	9,8	0,891	11,1	0,928	43,1	10,15
Санта-Фе-Спрингс; плиоцен, горизонт бакби	4,67	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 эмери	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												
Консепши; олигоцен, горизонт алегррия	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	0,896	15,7	0,981
Сан-Мигелито; плиоцен, свита репетто	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 репетто	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
Ньюхолл-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 — Салинас-Кайама												
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
Рассел-Ранч; миоцен, горизонт диббли	11,7	0,686	21,2	0,781	20,0	0,845	13,1	0,880	11,0	0,907	23,0	0,990
Кайама-Саут; миоцен, горизонт диббли	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 поинт-сол	2,9	0,713	17,2	Нет данных	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	0,765	12,8	0,844	8,5	0,892	8,8	0,920	55,7	1,038
Ломпок; 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		
	Метановые	Нафтоновые	Ароматические	Метановые	Нафтоновые	Ароматические

НГБ Грейт-Валли

Коалинга-Ноуз; 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 этчигойн	32,2	57,7	10,1	23,3	47,2	29,5
Грили; миоцен, свита веддер	45,6	46,5	7,9	41,7	32,0	26,3
Керн-Фронт; плиоцен, горизонт керн — ривер	—	97,5	2,5	13,1	71,1	15,8
Эдисон; поздний миоцен, горизонт чанак	20,3	76,4	3,3	26,3	51,6	22,1

НГБ Лос-Анджелес

Уилмингтон; миоцен, зона терминаль	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
Хантингтон-Бич; плиоцен, горизонт Фернандо	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, свиты пико и репетто	43,5	51,1	5,4	42,0	35,7	22,3
Саут-Маунтин; олигоцен, свита сепе	51,0	40,0	9,0	38,6	36,8	24,6

НГБ Хаф-Мун — Салинас-Кайама

Сан-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 поинт-сол	35,3	57,4	7,3	37,5	39,1	23,4
---------------------------------	------	------	-----	------	------	------

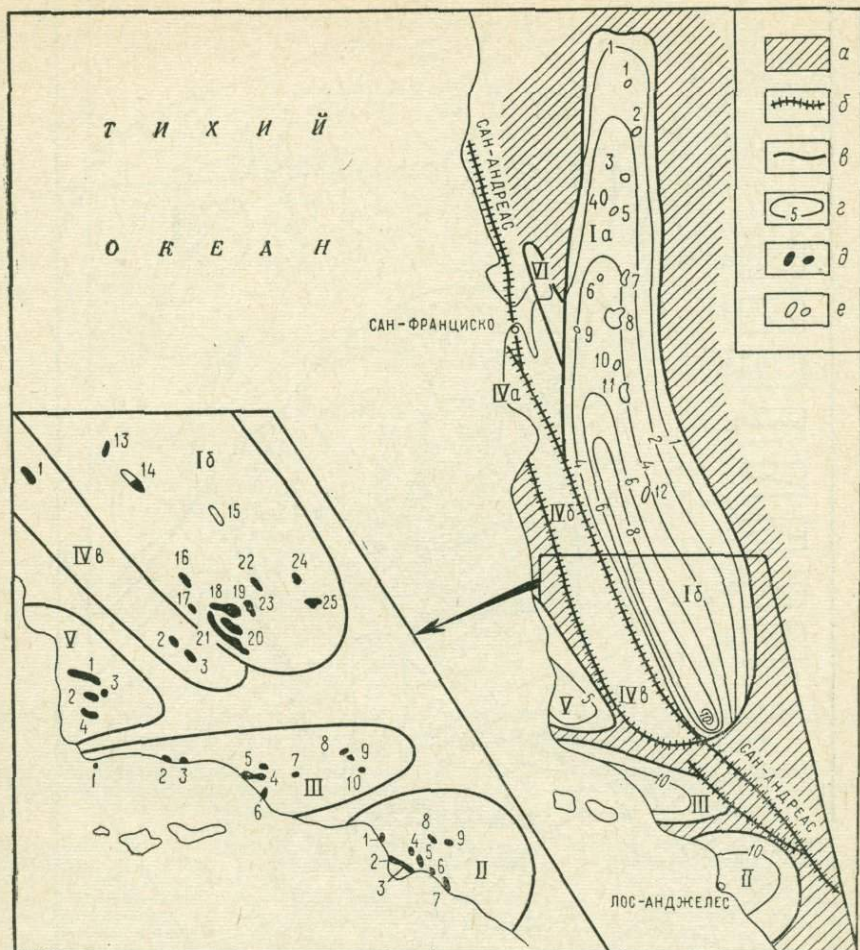


Рис. 8.6. Схема размещения месторождений нефти и газа в НГБ Калифорнии

a — мезозойско-кайнозойские складчатые области Кордильер; *б* — основные разломы; *в* — границы НГБ; *г* — изопахиты осадочного чехла в км; месторождения: *д* — нефти, *е* — газа
 Нефтегазоносные бассейны и месторождения: I — НГБ Грейт-Валли (нефтегазоносные области: Iа — Сакраменто, Iб — Сан-Хоаквиа): 1 — Корнинг, 2 — Чико, 3 — Саттер-Бьюттс 4 — Арбакл, 5 — Баккей, 6 — Денвертон, 7 — Мейн-Прери, 8 — Рио-Виста, 9 — Уиллоу-Пасс, 10 — Трейси, 11 — Вернальс, 12 — Чоучилла, 13 — Коалинга-Ноуз, 14 — Кетлмен-Норт-Доум, 15 — Трико, 16 — Белридж-Саут, 17 — Белджиан-Антиклайн, 18 — Элк-Хилс, 19 — Колс-Леви-Норт, 20 — Буэна-Виста, 21 — Мидуэй-Сансет, 22—23 — Грили, Рио-Браво, 24 — Керн-Фронт, 25 — Эдисон; II — НГБ Лос-Анджелес: 1 — Шлай-дель-Рей, 2 — Торранс, 3 — Удлингтон, 4 — Домингес, 5 — Лонг-Бич, 6 — Сил-Бич, 7 — Хантингтон-Бич, 8 — Санта-Фе-Спрингс, 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 — Алисо-Каньон; IV — НГБ Хаф-Мун — Салинас-Кайама (нефтегазоносные области: IVа — Хаф-Мун, IVб — Салинас, IVв — Кайама-Каризо): 1 — Сан-Ардо, 2 — Рассел-Ранч, 3 — Кайама-Саут; V — НГБ Санта-Мария: 1 — Санта-Мария-Валли, 2 — Оркатт, 3 — Кат-Каньон-Вест, 4 — Ломпок; VI — НГБ Сонома — Оринда-Ливермор

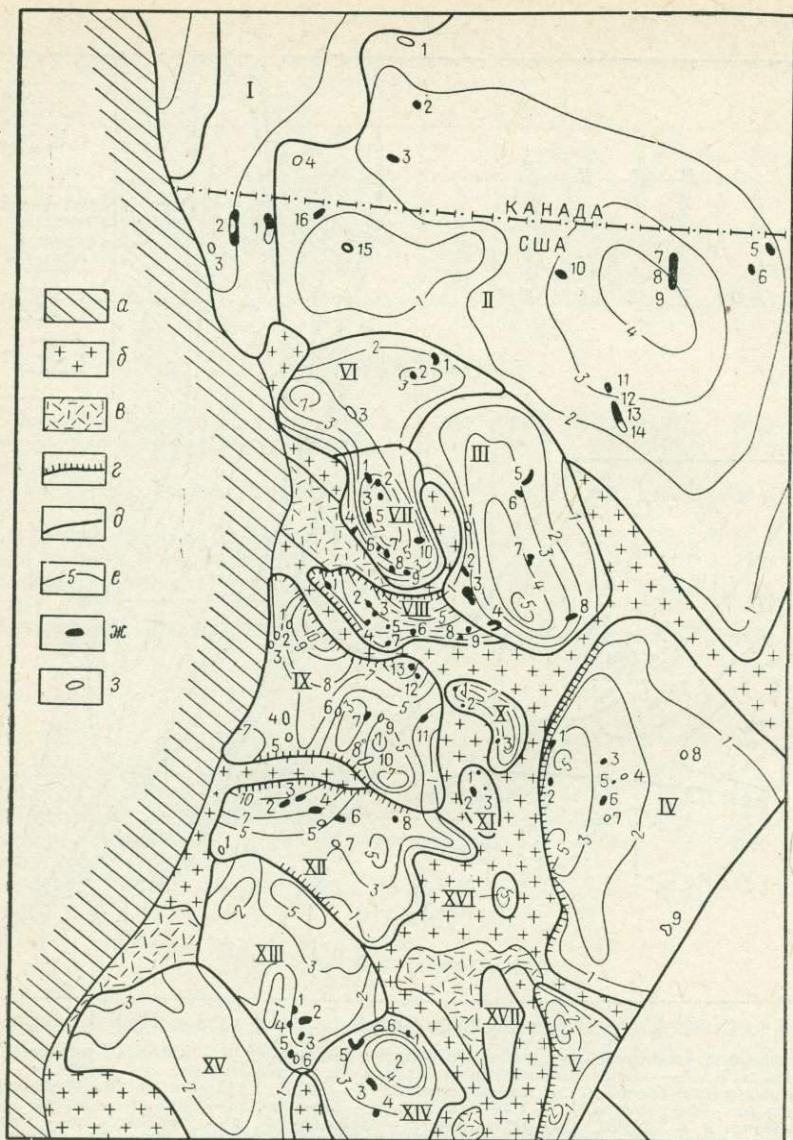


Рис. 8.7. Схема размещения месторождений нефти и газа в НГБ Скалистых гор

a — мезозойско-кайнозойские горно-складчатые сооружения Кордильер; *б* — горно-глыбовые поднятия с выходами докембрийского фундамента на поверхность или под маломощным осадочным чехлом; *в* — эффузивно-лавовые поля; *г* — основные разломы; *д* — границы НГБ; *е* — изопахиты осадочного чехла в км; месторождения: ж — нефти, з — газа.

Нефтегазовые бассейны и месторождения: I — Западно-Канадский НГБ (США): 1 — Кевин-Санберст, 2 — Кат-Банк, 3 — Влэклиф; II — Уиллистонский НГБ (Канада — США): 1 — Колвилл-Смайли, 2 — Фостертон, 3 — Доллард, 4 — Этзиком, 5 — Ньюбург, 6 — Гленбёрн-Вест, 7 — Тайога, 8 — Вивер-Лодж, 9 — Чарлсон, 10 — Пошлар, 11 — Пайн, 12 — Кабин-Крик, 13 — Пеннел, 14 — Сидар-Крик, 15 — Бауис, 16 — Флат-Кули; III — НГБ Паудер-Ривер: 1 — Билли-Крик, 2 — Сассенек, 3 — Солт-Крик, 4 — Гленрок, 5 — Белл-Крик, 6 — Реклюз, 7 — Хилайт, 8 — Ланс-Крик; IV — НГБ Денвер: 1 — Хорс-Крик, 2 — Бори, 3 — Риверсайд, 4 — Йентер, 5 — Грейлин, 6 — Адена, 7 — Литл-Бивер, 8 —

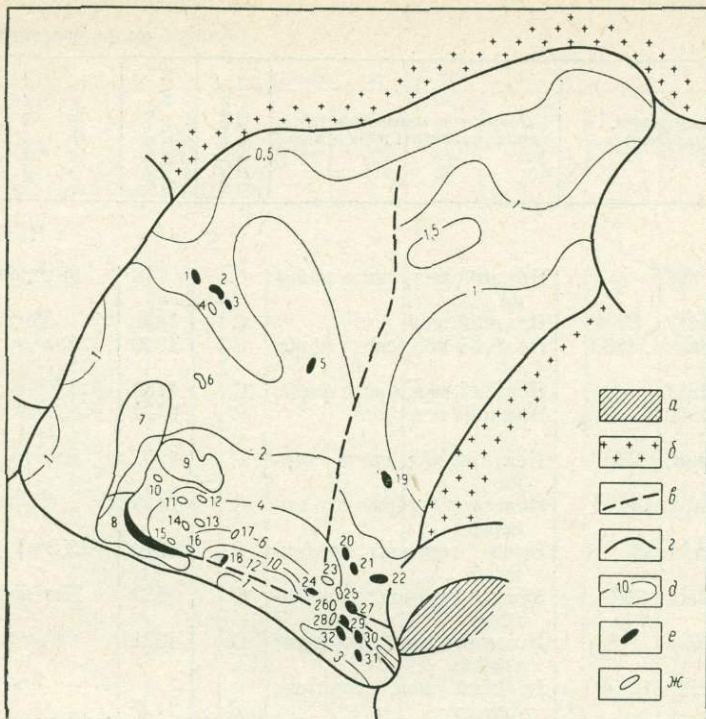


Рис. 8.8. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в НГБ Мид-континента. Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн

a — палеозойские складчатые сооружения Уошито; *b* — докембрийский фундамент на поверхности или под маломощным осадочным чехлом; *e* — основные разломы; *z* — границы НГБ; *θ* — изопакхты осадочного чехла в км; месторождения: *e* — нефтяные, *ж* — газовые и газоконденсатные.

Месторождения: 1 — Бемис-Шаттс, 2 — Холл-Гарни, 3 — Крафт-Пруса, 4 — Анрух, 5 — Эльдорадо, 6 — Глик, 7 — Хьюгтон, 8 — Панхендл, 9 — Мокане-Лаверне (Ла-Верне), 10 — Троспер, 11 — Матерс-Ранч, 12 — Арнетт, 13 — Уошито-Крик, 14 — Буффало-Уоллоу, 15 — Гейджиби-Крик, 16 — Милс-Ранч, 17 — Лидей, 18 — Элкс-Сити, 19 — Варбанк, 20 — Эдмонд-Вест, 21 — Оклахома-Сити, 22 — Семинол, 23 — Алекс-Саут, 24 — Семент, 25 — Раш-Спрингс, 26 — Читвуд, 27 — Голден-Тренд, 28 — Картер-Нокс, 29 — Эола-Робберсон, 30 — Хилдтон, 31 — Мариетта-Саунд-Ист, 32 — Шо-Вел-Там

Рис. 8.7. Продолжение

Биг-Спрингс, 9 — Мак-Клейв; V — НГБ Ратон; VI — НГБ Крейзи — Булл-Маунтинс; 1 — Суматра, 2 — Биг-Уолл, 3 — Биг-Кули; VII — НГБ Биг-Хори: 1 — Элкс-Бейсия, 2 — Франни, 3 — Гарленд, 4 — Шошон; 5 — Орегон-Бейсия, 6 — Литл-Грасс-Крик, 7 — Грасс-Крик, 8 — Гамилтон-Доум, 9 — Гебо, 10 — Коттонвуд-Крик; VIII — НГБ Уинд-Ривер: 1 — Дубойс, 2 — Стимбот-Бьютт, 3 — Пайлот-Бьютт, 4 — Ривертон-Доум, 5 — Алкали-Бьютт, 6 — Маскраг, 7 — Биг-Санд-Дроу, 8 — Грив, 9 — Вест-Пойсон-Спайдер; IX — НГБ Грин-Ривер: 1 — Пайндейл, 2 — Виг-Пайни, 3 — Тип-Топ, 4 — Черч-Бьюттс, 5 — Батчер-Найф-Спрингс, 6 — Норт-Бакстер-Бейсия, 7 — Патрик-Дроу, 8 — Брейди-Саут, 9 — Тейбл-Рок, 10 — Гайавата, 11 — Хетфилл, 12 — Уэрц, 13 — Лост-Солджер; X — НГБ Ханна-Ларами: 1 — Ойл-Спрингс, 2 — Биг-Медисин-Боу, 3 — Севен-Майл; XI — НГБ Норт-Мидл-Парк: 1 — Ватлшип, 2 — Норт-Мак-Каллем, 3 — Канадиан-Ривер; XII — НГБ Уинта-Пайсенс: 1 — Клар-Крик, 2 — Алтамонт, 3 — Блюбелл, 4 — Рел-Уош, 5 — Чапита-Уэлс, 6 — Рейнджли, 7 — Дуглас-Крик-Саут, 8 — Вилсон-Крик; XIII — НГБ Парадокс: 1 — Блафф, 2 — Анет, 3 — Дезерт-Крик, 4 — Рекапче-Крик, 5 — Норт-Баундари-Бьютт, 6 — Баундари-Бьютт; XIV — НГБ Сан-Хуан: 1 — Грампс, 2 — Бланко, 3 — Биети, 4 — Чако, 5 — Верде-Галлап, 6 — Ют-Доум; XV — НГБ Блэк-Меса — Кейпаровиц; XVI — ВНГБ Саут-Парк; XVII — ВНГБ Сан-Луис

Характеристика газов

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия на- хождения	Глубина зале- гания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
НГБ Грейт-					
Корнинг, 1944	Поздний мел, свита кайо- не	С	746	Нет данных	
Чико, 1944	Поздний мел	С	652	То же	
Саттер-Бьюттс, 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
Мейн-Прери, 1945	Поздний мел, свита стар- ки	С	1997	Нет данных	
Денвертон, 1948	Палеоцен, горизонт ан- дерсон	С	2619	То же	
Рио-Виста, 1936	Эоцен, горизонт нортон- вилл	С	1310	13,2	65
Уиллоу-Пасс, 1959	Эоцен, горизонт доменд- жин	С	583	Нет данных	
Трейси, 1935	Поздний мел, горизонт трейси	С	1221	То же	
Верналис, 1941	Поздний мел, горизонт блюэт	С	1177	»	
Чоучилла, 1935	Миоцен, горизонт зилч	С	797	»	
	Поздний мел, горизонт па- ноче	С	2409	»	
Коалинга-Ноуз, 1938	Эоцен, горизонт гатчелл	ГШ	2470	»	
		Р	2066	»	
Кеттлмен-Норт-Доум, 1928	Миоцен, свита темблор	Р	3196	»	
Трико, 1934	Плиоцен, свита сан-хоа- кин	С	753	»	
Белджиан-Антиклайн, 1947	Эоцен, горизонт поинт- оф-рокс	Р	1647	Нет данных	49,0
Элк-Хилс, 1919	Плиоцен, свита этчигойн	ГШ	488	Нет данных	
Колс-Леви-Норт, 1938	Плиоцен, свита этчигойн	ГШ	1770	То же	
	Миоцен, свита стивенс	Р	2806	»	
НГБ Лос-					
Плайя-дель-Рей, 1929	Плиоцен, свита репетто	Р	1860	19,3	113
Уилмингтон, 1932	Плиоцен, свита репетто	Р	800	Нет данных	
Домингес, 1923	Плиоцен	Р	1137	То же	
Санта-Фе-Спрингс, 1919	Плиоцен, горизонт пико	Р	1739	»	
	горизонт кларк	Р	2355	»	
НГБ Вентура —					
Элвуд, 1928	Миоцен, свита вакерос	Р	1044	Нет данных	
Ла-Голета, 1929	Миоцен, свита вакерос	С	1220	12,0	Нет данных
Алисо-Каньон, 1938	Миоцен, горизонт сенон	ГК (145 г/м³)	2549	Нет данных	

месторождений Калифорнии

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 + + вышешие	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	—	—
Анджелес										
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	1,2	—
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 залегания, м	P _{пл.} , МПа	t _{пл.} , °C	P _{нас.} , МПа	G, м ³ /т	μ (37,8°C), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти				
									Сера*	Азот*	Корг*	V**	Ni**
Западно-Канадский НГБ (штат Монтана)													
Кевин-Сан-барст, 1922	Миссисипий, свита ма-дисон	455	Нет данных			—	5,17	0,862	1,17	0,055	1,9	Нет данных	
Кат-Банк, 1926	Ранний мел, горизонт кат-банк	915	То же			—	2,89	0,839	1,05	—	2,3	То же	
	Миссисипий, свита ма-дисон	990	»			—	3,2	0,838	0,80	0,055	1,3	»	
Уиллистонский НГБ (штаты Монтана, Северная и Южная Дакота)													
Гленбёрн-Вест, 1965	Миссисипий, свита ми-шен-каньон	1377	Нет данных			17	14,38	0,899	2,79	0,169	8,3	Нет данных	
Тайога, 1952	Миссисипий, 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	Миссисипий, свита ма-дисон	2592	То же	108	То же	310	2,43	0,810	0,24	0,019	0,4	»	
Поплар, 1952	Миссисипий, свита чарльз	1727	»	120	»	16	1,64	0,824	0,33	0,028	0,7	»	
Пайн, 1952	Ордовик, свита ред-ри-вер	2726	»	98	»	24	10,27	0,856	0,36	0,123	6,9	»	
Пеннел, 1955	Ордовик, свита ред-ри-вер	2642	»	95	»	10	10,41	0,868	0,48	0,145	8,4	»	
Баусис, 1949	Поздняя юра, серия эллис	1028	Нет данных			14	94,8	0,939	3,75	—	10,1	»	
НГБ Паудер-Ривер (штаты Вайоминг, Монтана)													
Сассекс, 1948	Пенсильваний, свита амсден	2747	Нет данных	94	Нет данных	50	6,92	0,866	1,81	0,110	4,1	Нет данных	
Солт-Крик, 1906	Поздняя юра, свита моррисон	793	Нет данных			—	13,1	0,873	0,32	0,115	3,1	1,4	1,4
	Пенсильваний, свита тенслип	1196	То же			—	26,2	0,902	2,36	0,174	7,6	84,0	8,4
Гленрок, 1949	Ранний мел, свита да-кота	1861	Нет данных			15	7,67	0,853	0,16	0,115	2,5	Нет данных	
Белл-Крик, 1967	Ранний мел, свита ма-дди	1311	8,3	Нет данных		41,3	Нет данных	0,865	0,22	0,112	Нет данных		
Реклюз, 1967	Ранний мел, свита ма-дди	2318	Нет данных			173,4	То же	0,865	0,08	0,031	То же		
Ланс-Крик, 1918	Пенсильваний, серия миннелуза	1354	То же			270	1,6	0,804	0,1	—	0,3	Нет данных	
НГБ Денвер (штаты Вайоминг, Колорадо, Небраска)													
Хорс-Крик, 1942	Ранний мел, свита да-кота	1679	Нет данных			22	15,7	0,875	0,35	—	2,3	Нет данных	
Бори, 1949	Ранний мел, свита ма-дди	2602	То же			35	4,2	0,839	0,24	0,083	1,5	То же	
Йентер, 1950	Ранний мел, свита да-кота	1578	Нет данных	85	Нет данных	500	2,78	0,829	0,1	—	1,1	»	
Грейлин, 1951	Ранний мел, свита да-кота	1490	То же	77	То же	300	1,66	0,831	0,08	0,072	1,4	»	
Адена, 1953	Ранний мел, свита да-кота	1726	»	82	»	230	4,17	0,834	0,07	0,066	1,3	»	
Литл-Бивер, 1951	Ранний мел, свита ма-дди	1602	»	79	»	130	4,16	0,832	0,1	—	1,2	»	
НГБ Крейзи — Булл-Маунтинс (штат Монтана)													
Суматра, 1949	Пенсильваний, свита амсден	1342	Нет данных			—	11,4	0,879	0,65	0,122	4,0	Нет данных	
НГБ Биг-Хори (штаты Вайоминг, Монтана)													
Элк-Бейсин, 1915	Поздний мел, свита фронтир	472	Нет данных			—	1,6	0,804	0,07	0,030	0,5	38	9,2
	Пенсильваний, свита тенслип	1453	Нет данных	54	Нет данных	102	7,0	0,872	1,95	0,15	3,9	38,0	9,2

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	P _{пл.} , МПа	t _{пл.} , °С	P _{нас.} , МПа	G, м ³ /т	μ (37,8°С), сПз	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти				
									Сера*	Азот*	Конс*	V**	NI**
	Миссисипий, свита ма- дисон	1650	Нет данных	63			10,7	0,891	1,92	0,20	6,4	Нет данных	
	Ордовик, свита биг- хорн	1806	То же	69	36—87	102	18,0	0,900	1,77	0,203	8,0	То же	
Франни, 1928	Пенсильваний, свита тенслип	865	»	27	Нет данных	10	38,2	0,890	2,43	0,18	4,6	»	
Гарленд, 1906	Пенсильваний, свита амсден	1227	»	50	Нет данных		36,0	0,922	2,88	0,27	8,9	36,0	24,0
Орегон- Бейсин, 1912	Миссисипий, свита ма- дисон	1250	»	51	Нет данных	—	84,1	0,935	3,10	0,31	9,6	Нет данных	
	Пенсильваний, свита тенслип	1933	»	42	То же	50 (среднее по м-нию)	33,0	0,916	3,20	0,30	7,2	72,0	14,7
Грасс-Крик, 1914	Триас, горизонт кетис	1143	»	44	Нет данных		34,5	0,909	2,58	0,314	9,0	106,4	28,8
	Пенсильваний, свита тенслип	1312	»	49	То же		34,5	0,909	2,68	0,31	7,8	Нет данных	
Гамильтон- Доум, 1917	Триас, свита чагуотер	768	Нет данных			—	10,1	0,933	3,07	0,33	10,3	106,4	24,3
	Пенсильваний, свита тенслип	819	То же			—	45,9	0,918	2,98	0,30	7,5	106,3	24,3
Гебо, 1943	Ордовик, свита биг- хорн	1076	»			—	58,1	0,969	3,47	0,409	10,6	Нет данных	
	Пермь, свита фосфориа	1396	15	60	Нет данных	10	9,7	0,885	1,83	—	4,2	То же	
Коттонвуд- Крик, 1953	Пенсильваний, свита тенслип	1485	16	62,6	То же	6	35,2	0,913	2,71	—	5,5	»	
	Пермь, свита фосфориа	2225	30	Нет данных		90	9,7	0,884	2,52	0,190	4,5	»	

НГБ Уинд-Ривер (шт. Вайоминг)

Дубойс, 1946	Пермь, свита фосфориа	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	
Стимбот- Бьютт, 1943	Пенсильваний, свита тенслип	2100	То же	65	То же	12	9,7	0,886	2,18	0,18	6,0	29,1	6,8
	Поздний мел, свита стилл	290	Нет данных				4,15	0,831	20,01	—	1,0	Нет данных	
Пайлот- Бьютт, 1916	Пермь, свита фосфориа	1780	То же				15,2	0,897	2,3	0,22	7,1	24,0	5,6
	Пенсильваний, свита тенслип	1906	Нет данных	71	Нет данных		18,1	0,904	2,68	0,2	7,2	45,0	10,5
Ривертон- Доум, 1949	Пенсильваний, свита тенслип	3591	То же	109	То же		1,6	0,821	0,83	—	6,5	48,0	11,2
	Поздний мел, свита фронтир	4346	Нет данных			300	1,63	0,818	0,06	0,02	0,4	Нет данных	
Вест- Пойсон- Спайдер, 1948													
Грив, 1954	Ранний мел, свита мад- ди	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	
Гайавата, 1939	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 санданс	1337	»			>500	4,26	0,853	0,72	0,01	1,9	Нет данных	
	Пенсильваний, свита тенслип	1804	»				1,6	0,808	0,44	0,01	0,4	То же	
Уэрс, 1920	Пенсильваний, свита тенслип	1860	»				4,3	0,857	1,32	0,056	2,8	»	
	Миссисипий, свита ма- дисон	2041	»				4,2	0,847	1,17	0,085	2,5	»	
Лост-Солд- жер, 1916	Пенсильваний, свита тенслип	1300	»				4,2	0,848	1,18	0,062	2,7	»	
	Кембрий, свита флат- хед	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	G, м ³ /т	μ (37,8°C), сПз	ρ ₂₀ ⁰	Содержание в нефти					
									Сера*	Азот*	Кисл.*	V**	Ni**	
НГБ Ханна-Ларам (штаты Вайоминг, Колорадо)														
Биг-Меди-син-Боу, 1935	Поздняя юра, свита санданс	1685	16,5	61	1,4	200	1,49	0,747	0,03	—	—	Нет данных		
	Пенсильваний, свита тенслип	2094	Нет данных				1,47	0,737	0,09	—	—	То же		
Север-Майл, 1947	Ранний мел, свита мадди	1777	Нет данных			25	24,82	0,856	0,33	0,140	2,3	»		
	Ранний мел, свита лакота	1932	То же				12,16	0,869	0,33	0,178	3,4	»		
НГБ Норт-Мидл-Парк (шт. Колорадо)														
Батлшип, 1954	Ранний мел, свита лакота	1421	Нет данных			—	3,32	0,86	0,25	Нет данных				
НГБ Уинта-Пайсенс (штаты Колорадо, Юта)														
Ред-Уош, 1951	Эоцен, свита грин-ривер	1699	Нет данных	51	Нет данных	350	70,9	0,909	0,11	0,255	4,8	Нет данных		
Рейнджли, 1951	Пенсильваний, свита вебер	1770	То же	71	То же	300	5,1	0,849	0,73	—	2,8	6,6	1,5	
Вилсон-Крик, 1938	Поздняя юра, свита моррисон	2035	»	79	»	145	1,8	0,788	0,12	0,011	0,6	Нет данных		
НГБ Парадокс (штаты Колорадо, Юта, Нью-Мексико, Аризона)														
Блафф, 1956	Пенсильваний, свита хермоза	1672	Нет данных			370	4,13	0,826	0,08	0,052	0,8	Нет данных		
Анет, 1956	Пенсильваний, свита парадокс	1759	17	57	12,9	101	64,8	0,823	0,20	0,059	0,8	То же		
Дезерт-Крик, 1954	Пенсильваний, свита парадокс	1611	Нет данных			175	4,14	0,828	0,11	0,037	0,8	»		
Рекапче-Крик, 1956	Пенсильваний, свита хермоза	1637	То же			250	1,63	0,816	0,10	0,031	0,4	»		
НГБ Сап-Хуан (штаты Нью-Мексико, Колорадо)														
Грампс, 1935	Поздняя юра, свита моррисон	408	Нет данных				11,32	0,871	0,23	0,113	2,6	0,26	0,60	
Бисти, 1955	Поздний мел, свита галлап	1525	Нет данных	66	Нет данных	300	2,51	0,839	0,41	0,062	1,0	Нет данных		
Чако, 1955	Поздний мел, свита галлап	1489	Нет данных			—	2,48	0,827	0,07	0,046	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. %
** 10⁻⁶ ч/млн.

Фракционный состав нефтей месторождений Скалистых гор

Таблица 8.21

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к.—100° C		100—200° C		200—300° C		300—375° C		375—435° C		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
Западно-Канадский НГБ												
Кевин-Самбэрт; миссисипий, свита мадисон	7,4	0,678	18,7	0,763	19,5	0,842	13,6	0,881	12,9	0,911	27,6	0,958
Кат-Банк; ранний мел, горизонт кат-банк; миссисипий, свита мадисон	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												
Гленбёрн-Вест; миссисипий, свита мшпен-канбон	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 мадисон	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 мадисон	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
Пеннел; 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
Гленрок; 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. %	$\rho_{\frac{1}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{1}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{1}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{1}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{1}{4}}$	Выход, об. %	$\rho_{\frac{1}{4}}$
НГБ Денвер												
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	29,4	0,960
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
Йентер; 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
Грейлин; 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
Адена; ранний мел, свита мадди	10,2	0,705	21,8	0,772	17,1	0,829	11,0	0,847	9,8	0,876	27,9	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	0,934
НГБ Крейзи — Булл-Маунтинс												
Суматра; пенсильваний, 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-Бейсин; 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
пенсильваний, свита тенслип	8,1	0,676	18,7	0,767	17,1	0,845	11,3	0,889	12,6	0,922	30,1	0,992
Франни; пенсильваний, свита тенслип	4,5	0,681	14,5	0,757	19,0	0,841	12,1	0,899	13,5	0,924	35,2	0,994
Гарленд; пенсильваний, свита амсден	1,5	0,688	11,8	0,754	17,7	0,834	12,5	0,888	13,4	0,925	42,8	1,021
миссисипий, 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-Бейсин; пенсильваний, свита тенслип	4,1	0,676	11,8	0,757	14,2	0,841	11,7	0,891	12,2	0,925	44,9	1,014
миссисипий, свита мадисон	4,5	0,685	11,9	0,753	15,0	0,838	10,6	0,888	12,4	0,928	45,5	1,025
Грасс-Крик; триас, горизонт кетис	4,1	0,689	11,5	0,756	23,7	0,836	11,9	0,911	10,4	0,941	36,0	1,022
Гебо; пермь, свита фосфориа	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 фосфориа	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												
Дубойс; пермь, свита фосфориа	6,7	0,707	7,9	0,761	13,0	0,839	11,9	0,886	13,5	0,920	46,4	1,024
Стимбот-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
пенсильваний, свита тенслип	4,3	0,674	15,0	0,750	20,9	0,830	13,2	0,883	12,6	0,914	33,1	1,004
НГБ Ривертон-Доум; пенсильваний, свита тенслип												
Вест-Пойсон-Спайдер; поздний мел, свита фронтир	3,3	0,709	39,8	0,767	29,7	0,830	14,1	0,883	7,0	0,905	6,1	0,965
Грив; ранний мел, свита мадди	11,4	0,706	26,7	0,767	22,5	0,824	11,1	0,857	10,9	0,882	16,2	0,924
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
Уэрт; пенсильваний, свита тенслип	7,6	0,683	20,9	0,759	20,8	0,836	14,4	0,880	11,6	0,918	24,3	0,976
миссисипий, 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 сандакс	5,0	0,678	19,0	0,760	27,8	0,842	15,3	0,885	13,1	0,905	19,1	0,956
пенсильваний, свита тенслип	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	0,826	9,8	0,848	15,2	0,881	13,2	0,947
НГБ Ханна-Ларамии												
Биг-Медисин-Боу; поздняя юра, свита сандакс	30,8	0,677	41,1	0,759	18,5	0,817	5,1	0,852	1,5	0,877	1,1	0,934
пенсильваний, свита тенслип	32,7	0,664	36,9	0,753	20,6	0,819	4,4	0,858	1,6	0,885	0,7	0,935
Северн-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-Пайсенс												
Ред-Уонч; эоцен, свита грин-ривер	—	—	7,8	0,777	11,5	0,844	8,9	0,865	11,9	0,889	59,7	0,952
Рейнджли; пенсильваний, свита вебер	8,0	0,675	18,3	0,759	23,1	0,830	12,6	0,869	12,6	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; пенсильваний, свита хермоза	12,8	0,698	16,3	0,768	24,8	0,824	11,1	0,866	11,2	0,888	19,4	0,923
Анег; пенсильваний, 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; пенсильваний, 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
Рекапче-Крик; пенсильваний, 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												
Грамс; поздняя юра; свита моррисон	2,2	0,686	13,6	0,755	17,8	0,821	16,1	0,857	17,5	0,883	32,1	0,952
Бисти; поздний мел, свита галлап	11,6	0,702	19,3	0,769	25,8	0,828	7,9	0,866	11,8	0,889	23,0	0,942
Чакко; 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
Верде-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	н. н. — 200° С			200 — 350° С		
	Метановые	Нафтеновые	Аромати- ческие	Метановые	Нафтеновые	Аромати- ческие
Западно-Канадский НГБ						
Кат-Банк; ранний мел, горизонт кат-банк	66,0	21,5	12,5	50,1	29,4	20,5
Уиллистонский НГБ						
Бивер-Лодж; миссисипий, свита мэдисон	58,7	31,2	10,1	50,5	27,8	21,7
Тайога; миссисипий, свита мэдисон	62,5	25,0	12,5	53,4	24,7	21,9
НГБ Паудер-Ривер						
Солт-Крик; поздняя юра; свита моррисон	52,7	38,5	8,8	56,5	25,7	17,8
НГБ Биг-Хорн						
Элек-Бейсин; пенсильваний, свита тенслип	46,7	45,5	7,8	48,7	28,8	22,5
Гарленд; миссисипий, свита мэдисон	64,1	27,0	8,9	44,7	42,0	13,3
Орегон-Бейсин; пенсильваний — миссисипий	63,7	28,3	8,0	36,8	42,5	20,7
НГБ Грин-Ривер						
Уэрс; пенсильваний, свита тенслип	52,8	47,2	—	48,8	51,2	—
Лост-Солджер; кембрий	70,1	21,6	8,3	48,6	32,8	18,6
НГБ Уинта-Пайсенс						
Рейнджли; пенсильваний, свита вебер	61,0	32,3	6,7	49,2	31,8	19,0
Ред-Уоп; эоцен, свита грин-ривер	28,9	63,4	7,7	43,3	31,8	24,9
НГБ Парадокс						
Анет; пенсильваний, свита парадокс	57,0	34,3	8,7	56,8	23,0	20,2
НГБ 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 (Панхэндл-Хьюготон).

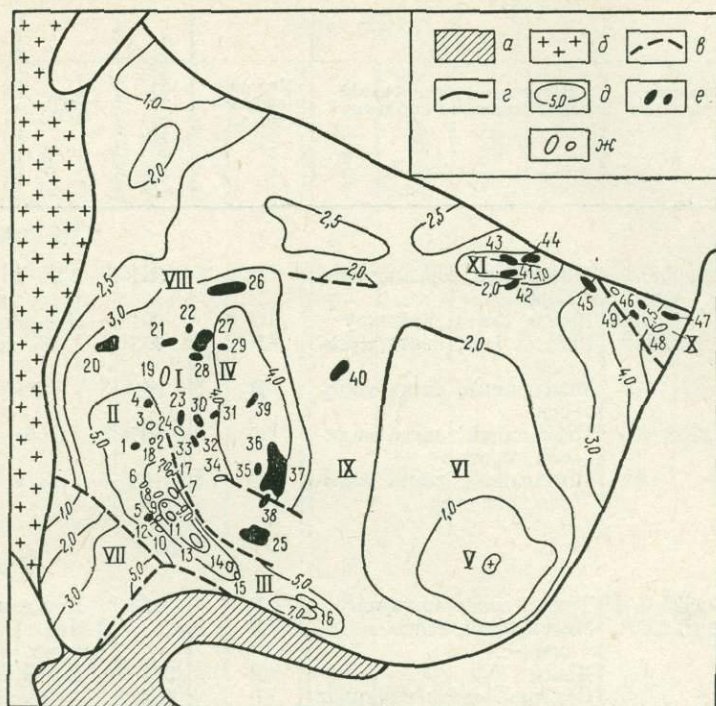


Рис. 8.9. Схема размещения месторождений нефти и газа в НГБ Мидконтинента. Пермский нефтегазоносный бассейн

a — герцинские складчатые сооружения на поверхности или под маломощным осадочным чехлом; *b* — докембрийский фундамент на поверхности или под маломощным осадочным чехлом; *e* — основные разломы; *z* — границы НГБ; *d* — изопахиты 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 Мидленд, *V* — выступ Фундамента Льяно, *VI* — свод Бенд, *VII* — прогиб Марфа, *VIII* — моноклинь «Северо-Западный шельф», *IX* — моноклинь «Восточный шельф», *X* — поднятие Мюнстер, *XI* — поднятие Ред-Ривер.

Месторождения: 1 — Падьюка, 2 — Антилоп-Ридж, 3 — Арена-Роха, 4 — Куэйд-Ридж, 5 — Торо, 6 — Ми-Вайда, 7 — Локридж, 8 — Рода-Уолкер, 9 — Барстоу, 10 — Линтерна, 11 — Койаноса, 12 — Рохо-Кабаллос-Вест, 13 — Гомес, 14 — Пакетт, 15 — Грей-Ранч-Вест, 16 — Браун-Бассет, 17 — Уинк-Саут, 18 — Эветтс, 19 — Юнис, 20 — Эмпайр-Эбо, 21 — Вокьюм, 22 — Дентон, 23 — Джастис, 24 — Кистон, 25 — Йейтс, 26 — Левелленд, 27 — Уоссон, 28 — Рассел-Норт, 29 — Доллархайд, 30 — Эмма, 31 — Бакке, 32 — Андектор, 33 — Ти-Экс-Эл, 34 — Блок 31, 35 — Пегасус, 36 — Вайри, 37 — Спраберри-Тредд, 38 — Бенедум, 39 — Бридлов, 40 — Келли-Снайдер, 41 — КМА, 42 — Халл-Силк-Сайк, 43 — Электра, 44 — Беркбернет, 45 — Нокона, 46 — Уолнат-Бенд, 47 — Шерман, 48 — Гордоввилл, 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	P _{пл} , МПа	t _{пл} , °C	Западно-	
Кевин-Санбарст, 1922	Ранний мел, горизонт сан- барст	ГШ	381	2,5	Нет данных		
Кат-Банк, 1926	Девон, свита дьюпероу	С	991	Нет данных			
	Ранний мел, свита куте- ней	Р	792	То же			
Блэклиф, 1958	Миссисипий, свита мади- сон	Р	962	»			
	Миссисипий, свита мади- сон, кровля	С	537	»			
	Миссисипий, свита мади- сон, подошва	С	1163	»			
Уиллистон							
Ньюбург, 1955	Триас, свита спирфиш	Р	983	Нет данных			
Бивер-Лодж, 1951	Миссисипий, свита мади- сон	Р	2600	Нет данных	10,8		
	Девон	Р	3240	Нет данных			
Чарлсон, 1952	Ордовик, свита виннипег	Р	4083	То же			
	Пенсильваний, серия мин- нелуза	С	2127	»			
Кэбин-Крик, 1953	Кембрий, свита флатхед	С	3080	30,1	Нет данных		
Сидар-Крик, 1929	Поздний мел, горизонт игл	С	360	Нет данных			
Флэт-Кули, 1927	Ранний мел, свита блэк- лиф	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	Пенсильваний, свита кон- верс	Р	1348	То же			
НГБ							
Биг-Спрингс, 1951	Ранний мел, свита дакота	С	1015	Нет данных			
Риверсайд, 1955	Ранний мел, свита гране- рос	С	2043	То же			
Адена, 1953	Ранний мел, свита дакота	ГШ	1734	Нет данных	82		
Мак-Клейв, 1952	Пенсильваний, серия мор- роу	С	1419	Нет данных			

месторождений Скалистых гор

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	
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	0,1	—	—	—	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	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С
НГБ Крейзи —					
Биг-Уолл, 1948	Пенсильваний, свита тай- лер	P	904	Нет данных	
Биг-Кули, 1954	Ранний мел, горизонт кат- крик	C	590	То же	
НГБ					
Элк-Бейсин, 1922	Ранний мел, свита кло- верли	ГШ	854	Нет данных	
	Пенсильваний, свита тен- слип	P	1453	Нет данных	54
Шошон, 1929	Пермь, свита фосфориа	P	1412	Нет данных	
Литл-Грасс-Крик, 1917	Поздний мел, свита фрон- тир	C	823	То же	
Гамильтон-Доум, 1917	Ранний мел, свита мадди	C	1094	»	
	Триас, свита чагуотер	P	519	»	
	Пермь, свита фосфориа	P	715	»	
Гебо, 1943	Пенсильваний, свита тен- слип	P	1485	16	62,6
НГБ					
Стимбот-Бьютт, 1943	Поздний мел, свита фрон- тир	C	991	Нет данных	
	Пенсильваний, свита тен- слип	P	2100	Нет данных	65
Пайлот-Бьютт, 1916	Поздний мел, свита фрон- тир	C	1021	Нет данных	
	Пенсильваний, свита тен- слип	P	1982	Нет данных	74
Ривертон-Доум, 1949	Эоцен, свита уинд-ривер	P	1660	Нет данных	
	Поздний мел, свита фрон- тир	ГШ	2912	32,9	Нет данных
Алкали-Бьютт, 1920	Пермь, свита фосфориа	ГК	4168	Нет данных	
Маскрат, 1928	Ранний мел, свита дакота	C	1305	То же	
	Поздний мел, свита фрон- тир	C	1311	»	
Биг-Санд-Дроу, 1918	Ранний мел, свита кло- верли	ГШ	1260	14,0	Нет данных
НГБ Грин-					
Пайндейл, 1955	Палеоцен, свита фор- юнион	C	2218	36,7	Нет данных
Биг-Пайни, 1938	Эоцен, свита уосатч	C	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 ₆ H ₁₄ + + вышние	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	—	—	
Биг-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	0,6	—	—	
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	—	—	

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залега- ния, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С
Тип-Топ, 1951	Поздний мел, свита фронтир	С	2031	22,0	Нет данных
Батчер-Найф-Спрингс, 1972	Ордовик, свита биг-хорн	С	4603	47,5	То же
	Пенсильваний, свита вебер	С	5264	Нет данных	
Черч-Бьюттс, 1946	Пенсильваний, свита морган	С	5550	То же	
	Равный мел, свита дакота	ГК (35 г/м³)	3846	38,0	121
	Пенсильваний, свита амсден	ГК	5540	Нет данных	
Брейди-Саут, 1973	Свита мадисон	ГК	5585	56,1	Нет данных
	Ранний мел, свита дакота	С	3294	41,5	113
	Пермь, свита фосфориа, кровля	ГК	4087	Нет данных	104
	Подошва	ГК	4115	То же	105
Тейбл-Рок, 1946	Пенсильваний, свита вебер	ГК	4270	»	116
	Эоцен, свита уосатч	С	1013	Нет данных	
	Ранняя юра, свита наггет	ГК	4639	То же	
Уэрд, 1920	Поздний мел, свита фронтир	С	671	»	
	Поздняя юра, свита санданс	С	1266	»	
	Пенсильваний, свита тенслип	ГШ	1793	»	
	Свита амсден	ГШ	1992	»	
НГБ Хавна-					
Ойл-Спрингс, 1938	Ранний мел, свита кловерли	С	502	Нет данных	
	Поздняя юра, свита санданс	С	686	8,4	Нет данных
	Поздняя юра, свита санданс	ГК	1685	16,5	61,0
Биг-Медисин-Боу, 1935	Пенсильваний, свита тенслип	ГК (23,75 г/м³)	2030	Нет данных	
НГБ Норт-					
Канадиан-Ривер, 1956	Ранний мел, свита дакота	Р	620	6,3	Нет данных
Норт-Мак-Каллем, 1925	Ранний мел, свита дакота	Р	1998	16,4	То же

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 данных	—	
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	3,7	1,6	—	—	
26,8	6,4	5,3	—	2,8	1,0	—	0,4	52,0	4,1	—	—	
16,5	6,4	6,7	—	3,8	1,4	—	0,4	40,5	22,3	—	—	
Ларами												
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	—	

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахож- дения	Глубина залегания, м	Рпл, МПа	t _{пл} , °С
НГБ Уинта-					
Клир-Крик, 1951	Поздний мел, свита фер- рон	С	1525	Нет данных	
Алтамонт, 1970	Эоцен, свита уосатч	Р	3144	То же	
Блюбелл, 1955	Эоцен, свита уосатч	Р	4003	»	
Чапита-Уэлс, 1954	Эоцен, свита грин-ривер свита уосатч	С	922	»	
		С	1546	»	
Дуглас-Крик-Саут, 1963	Ранний мел, свита дакота	С	1796	»	
НГБ					
Авет, 1956	Пенсильваний, свита хермоза	Р	1667	15,2	56,1
Норт-Баундари- Бьютт, 1955	Девон, свита урей	С	1771	Нет данных	
Баундари-Бьютт, 1930	Пенсильваний, свита па- радокс	С	1428	То же	
НГБ					
Бланко, 1927	Поздний мел, свита меса- верде	С	1647	Нет данных	
Ют-Доум, 1921	Ранний мел, свита дакота	ГК	714	То же	
	Пенсильваний, свита па- радокс	ГК	2788	»	
Бисти, 1955	Поздний мел, свита гал- лап	Р	1441	Нет данных	70

Нефти легкие, главным образом малосернистые. В групповом составе преобладают нефтяные 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 Предуошитском 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 + выше	CO ₂	N ₂	He	H ₂ S	
Пайсенс												
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	1,6	—	
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 метаново-нафтяные 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 Мидконтинента

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$P_{пл}$ МПа	$t_{пл}$ °C	$P_{нас}$ МПа	G , м ³ /т	μ (37,8° C), сПз	P_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %		
									Сера	Азот	Кокс
Западный Внутренний НГБ (штаты Небраска, Канзас, Техас, Оклахома, Айова, Миссури)											
Бемис-Шаттс, 1928	Кембро-ордовик, серия ар-бакл	1095	Нет данных			10	6,81	0,852	0,57	0,162	4,0
Холл-Гарни, 1931	Пенсильваний, серия канзас-сити	902	То же			10	4,14	0,828	0,34	0,108	2,1
Крафт-Пруса, 1937	Кембрий, свита риган	1021	»			10	2,43	0,811	0,27	—	2,6
Эльдорадо, 1915	Пермь, серия эдмайр	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
Панхендл ¹ , 1910	Пермь, горизонт мур-канти	922	»			700	4,93	0,823	0,55	0,067	1,7
	Элк-Сити, 1947	Пенсильваний, горизонт гранит-уош	3007	»			1,53	0,769	0,10	—	0,2
Семент, 1917	Пенсильваний, горизонт мелтон	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
	Оклахома-Сити, 1928	Ордовик, горизонт уилкокс	1968	19,0	Нет данных		200	5,02	0,837	0,16	0,079
Барбанк, 1920	Пенсильваний, горизонт барбанк	832	Нет данных		—	4,13	0,827	0,24	0,051	1,3	
Семинол, 1926	Силуро-девон, серия хантон	1226	То же			50	4,1	0,832	0,27	—	1,7
Голден-Тренд, 1944	Пенсильваний, горизонт гибсон	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
	Хилдтон, 1913	Ордовик, свита ойл-крик	3022	»			—	4,17	0,835	0,27	0,110
Шо-Вел-Там, 1914	Пенсильваний, горизонт хилдтон	574	Нет данных	26,6	Нет данных	—	20,3	0,882	0,92	—	4,3
	Пенсильваний, горизонт диз	1060	Нет данных	—	7,8	51	25,0	0,893	1,34	0,243	4,9

Мариетта-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)

Эмшайр-Эбо, 1957	Ранняя пермь, серия эбо	1921	Нет данных			290	2,4	0,820	0,27	0,014	0,5
Вэбьюм, 1929	Поздняя пермь, свита сан-андрес	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 блайнебри	1658	»			—	4,1	0,835	0,51	0,08	1,3
	Ордовик, свита монтойа	2078	»			600	5,0	0,844	0,42	0,072	1,1
Кистон, 1929	Поздняя пермь, свита куин	1045	10,3	33	10,3	101	5,12	0,854	0,95	—	1,7
	Ранний ордовик, серия элленбергер	3017	30,0	63	29,6	275	4,08	0,815	0,13	0,042	0,5
Иейтс ¹ , 1926	Поздняя пермь, свита сан-андрес	310	Нет данных			40	8,75	0,875	1,54	0,150	3,5
Левелленд, 1945	Поздняя пермь, свита сан-андрес	1451	То же			285	5,22	0,870	2,12	0,136	2,8
Уоссон, 1936	Поздняя пермь, свита сан-андрес	1517	»			210	4,31	0,861	1,76	0,081	1,7
	Ранняя пермь, горизонт олбанш	2532	»			170	1,63	0,819	0,31	0,047	1,5
Рассел-Норт, 1948	Девон	3435	»			35	2,47	0,824	0,31	0,076	2,0
	Девон	2413	23,6	Нет данных	20,0	110	4,2	0,834	0,57	—	1,8
Эмма, 1937	Ранний ордовик, серия элленбергер	3115	30	То же	10,4	50	4,2	0,818	0,23	—	1,6
	Ранний ордовик, серия элленбергер	3800	Нет данных			240	2,3	0,783	0,1	—	0,6
Бакке, 1952	Ранняя пермь, серия вульфкемп	2592	То же			125	4,19	0,838	0,41	0,105	1,2
	Пенсильваний, серия эбо	2745	»			—	4,14	0,828	0,1	0,079	0,6
	Ранний ордовик, серия элленбергер	3782	»			270	0,159	0,799	0,21	0,044	1,3

¹ Содержание V и Ni (10⁻⁶ ч/млн.); Панхендл—8,4, 2,1; Иейтс—7,8, 2,6; Келли-Снайдер—0,8, 1,0.

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина защита, м	$P_{пл}$ МПа	$t_{пл}$ °C	$P_{нас}$ МПа	G , м ³ /т	μ (37,8° C), сПз	P_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %		
									Сера	Азот	Кокс
Андектор, 1946	Ранний ордовик, серия эл-ленбергер	2588		Нет данных		110	2,4	0,810	0,22	—	1,1
Ти-Экс-Эл, 1944	Ранняя пермь, горизонт табб	1878		То же		600	5,05	0,843	0,54	0,09	1,7
	Ранний 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	0,41	0,032	0,4
Пегасус, 1949	Ранний ордовик, серия эл-ленбергер	3995		Нет данных		1000	1,53	0,766	0,01	—	0,1
Вайри, 1953	Пенсильваний, серия бенд	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	—
	Ранний ордовик, серия эл-ленбергер	4049		»		550	1,54	0,771	0,1	0,021	0,2
Спраберри-Тренд, 1949	Ранняя пермь, свита спра-берри	2189		»		290	5,40	0,850	0,18	0,183	2,3
Бридлов, 1951	Девон	3697	39,2	Нет данных		—	4,09	0,818	0,32	0,04	7,0
Келли-Снайдер ¹ , 1948	Пенсильваний, серия каньон	2137	21,8	То же		200	2,49	0,832	0,29	0,066	1,4
	Пенсильваний, серия строн	1171		Нет данных		25	2,47	0,825	0,31	0,068	1,4
Халл-Силк-Сайкс, 1939	Пенсильваний, серия строн	1332		То же		10	5,08	0,847	0,61	0,083	2,2
Уолнат-Бенд, 1938	Пенсильваний, свита уингер	1653		»		30	13,06	0,871	0,86	0,202	3,3
Беркбернетт, 1912	Пенсильваний, свита сиско	1650		»			3,2	0,841	0,39	—	2,0
Электра, 1911	Пенсильваний, свита сиско	1460		»			3,9	0,830	0,35	—	2,5
Шерман, 1947	Пенсильваний, горизонт кор-делл	2836		»			5,1	0,847	0,35	0,131	1,8

¹ Содержание V и Ni (10⁻⁴ ч/млн.); Панхендл—8,4, 2,1; Пейтс—7,8, 2,6; Келли-Снайдер—0,8, 1,0.

Фракционный состав нефтей месторождений Мидконтинента

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. 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}
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-Гарни; пенсильваний, 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 эдмайр	6,2	0,680	25,9	0,756	24,6	0,827	11,8	0,865	11,3	0,893	19,5	0,980
Панхендл; 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; пенсильваний, 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
Семент; пенсильваний, 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-девон, 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
Оклахома-Сити; ордовик, горизонт уилкокс	7,0	0,693	20,5	0,763	19,9	0,822	12,4	0,854	12,4	0,882	26,0	0,928
Барбанк; пенсильваний, горизонт барбанк	9,7	0,683	20,5	0,764	19,0	0,825	10,8	0,859	10,9	0,884	26,0	0,925
Семинол; силуро-девон, 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
Голден-Трецц; пенсильваний, 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	11,6	0,852	10,3	0,872	15,0	0,915
Эола-Робберсон, 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, пенсильваний, горизонт диз	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, пенсильваний, 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												
Эммайр-Эбо; ранняя 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
Вэжьюм; 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
Дентон; 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 блайнебри	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 монтойа	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 наименование продуктивного горизонта	н. 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}
Кистон; поздняя пермь, свита кунин	2,1	—	24,0	0,761	23,1	0,829	11,8	0,865	11,3	0,889	26,7	0,949
ранний ордовик, серия 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
Йейтс; поздняя 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
Левелленд; поздняя пермь, свита сан-андрес	9,7	0,716	21,3	0,763	17,6	0,840	10,7	0,885	10,8	0,913	28,3	0,997
Уоссон; поздняя пермь, свита сан-андрес	10,3	0,694	23,0	0,776	17,6	0,836	10,7	0,879	10,1	0,909	27,8	0,987
Ранняя пермь, горизонт олбани	15,2	0,694	24,5	0,774	19,3	0,837	10,3	0,875	8,6	0,893	17,2	0,955
Рассел-Норт, девон	12,6	0,680	23,3	0,765	19,5	0,830	10,2	0,866	9,3	0,891	22,1	0,957
Доллархайд; 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 эллен- бергер	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
Бакке; ранняя пермь, серия вулфкемп пенсильваний, серия эбо	10,1	0,704	25,7	0,779	18,8	0,831	10,5	0,874	10,3	0,879	22,4	0,945
ранний ордовик, серия элленбергер	8,9	0,688	25,0	0,766	20,0	0,822	11,2	0,850	11,4	0,874	22,7	0,923
Апдектор; 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
Ти-Экс-Эл; ранняя пермь, горизонт табб	11,4	0,669	23,5	0,748	22,4	0,807	12,5	0,844	8,7	0,874	20,0	0,930
ранний ордовик, серия элленбер- гер	8,8	0,687	21,5	0,765	19,1	0,827	9,8	0,864	9,8	0,888	28,5	0,947
Блок 31; девон	11,1	0,676	22,1	0,749	22,1	0,808	11,1	0,846	9,1	0,875	21,0	0,929
Пегасус; ранний ордовик, серия элленбергер	17,7	0,678	24,1	0,763	20,5	0,819	10,0	0,858	8,9	0,881	12,5	0,928
Вайри; ранний ордовик, серия элленбергер	14,9	0,663	28,9	0,733	29,0	0,795	9,5	0,835	8,3	0,865	4,6	0,906
Спраберри-Тренд; ранняя пермь, свита спра- берри	15,1	0,661	27,6	0,740	25,9	0,798	11,8	0,836	7,2	0,859	8,7	0,898
Бридлов; девон	8,8	0,710	22,5	0,777	11,8	0,834	9,3	0,866	9,6	0,889	28,4	0,953
Келли-Снайдер; пенсильваний, серия каньон	6,4	0,685	26,4	0,749	27,9	0,819	14,2	0,860	10,1	0,888	14,0	0,930
КМА; пенсильваний, серия строн	12,4	0,711	27,1	0,775	21,3	0,840	10,8	0,868	10,1	0,890	18,3	0,945
Халл-Силк-Сайкс; пенсильваний, серия строн	10,1	0,691	26,8	0,769	22,2	0,830	11,0	0,864	9,4	0,890	18,7	0,945
Уолнат-Бенд; пенсильваний, свита уингер	4,8	0,699	27,5	0,767	20,9	0,842	12,1	0,865	11,3	0,887	23,4	0,961
Шерман; пенсильваний, горизонт корделл	7,3	0,689	17,2	0,764	17,2	0,829	10,5	0,873	11,8	0,895	35,7	0,971
	7,4	0,691	20,1	0,762	20,2	0,824	9,7	0,864	11,3	0,894	29,0	0,952

**Групповой углеводородный состав фракций нефтей
месторождений Мидконтинента (об. %)**

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н. к. — 200°С			200—350°С		
	Метановые	Нафтеновые	Ароматические	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
Западный Внутренний НГБ						
Бемис-Шаттс; кембро-ордовик, серия арбакл	96,7	2,5	0,8	48,3	12,2	39,5
Холл-Гарни; пенсильваний, серия канзас-сити	57,0	40,3	2,7	56,8	29,7	13,5
Крафт-Пруса; кембрий, свита риган	69,1	27,6	3,3	59,3	29,3	11,4
Эльдорадо; пермь, серия эдмайр	59,4	38,6	2,0	54,7	34,1	11,2
Панхендл; пермь, горизонт мур-канти	61,9	32,4	5,7	61,9	22,7	15,4
Семент; пенсильваний, горизонт мелтон	44,6	48,8	6,6	52,9	30,0	17,1
Оклахома-Сити; ордовик, горизонт уил-кокс	53,7	40,6	5,7	57,6	26,2	16,2
Барбанк; пенсильваний, горизонт барбанк	60,7	32,3	7,0	54,8	32,2	13,0
Голден-Тренд; пенсильваний, горизонт глбсон	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; пенсильваний, горизонт диз	50,4	41,1	8,5	41,4	36,1	22,5
Хилдтон, пенсильваний, горизонт хилдтон	37,7	56,3	6,0	50,8	36,3	12,9
Пермский НГБ						
Эмпаир-Эбо; ранняя пермь, серия эбо	58,2	30,0	11,8	52,0	26,0	22,0
Вэкьюм; поздняя пермь, свита сан-андрес	42,4	42,6	15,0	47,1	24,4	28,5
Дентон; девон, горизонт дентон	60,9	32,4	6,7	54,5	27,1	18,4
Кистон; поздняя пермь, свита куин	53,2	34,9	11,9	52,2	30,6	17,2
ранний ордовик, серия элленбергер	77,1	17,3	5,6	71,9	16,4	11,7
Йейтс; поздняя пермь, свита сан-андрес	43,7	51,7	4,6	33,1	43,0	23,9
Левелленд; поздняя пермь, свита сан-андрес	48,3	31,8	19,9	42,6	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 вулфкемп	45,2	41,3	13,5	Нет данных		23,2
пенсильваний, серия эбо	56,0	36,2	7,8	То же		14,8
ранний ордовик, серия элленбергер	87,0	8,5	4,5	»		14,3
Андектор; ранний ордовик, серия элленбергер	80,0	13,2	6,8	69,3	19,3	11,4
Ти-Экс-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 элленбергер	89,1	6,2	4,7	80,6	14,2	5,2
Вайри; ранний ордовик, серия элленбергер	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
Келли-Снайдер; пенсильваний, серия каньон	40,9	54,6	4,5	47,8	32,8	19,4
КМА; пенсильваний, серия строн	52,4	40,9	6,7	52,4	26,6	21,0
Халл-Силк-Сайкс; пенсильваний, серия строн	26,8	69,2	4,0	2,9	58,3	38,8

Характеристика газов

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения	Глубина залегания	$p_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
Анрух, 1945	Кембро-ордовик, серия ар-бакл	P	1097	Западный Нет данных	
Глик, 1957	Миссисипий, свита осейдж	ГК	1412	То же	
Хьюгтон, 1922	Пермь, свита херрингтон-крайдер	C	781	»	
	Свита чейз	C	823	3,4 32,2	
	Пенсильваний, серия мор-роу	C	1670	Нет данных	
Троспер, 1969	Ордовик, свита вайола	C	4080	То же	
Арнетт, 1965	Силуро-девон, серия хан-тон	C	4622	»	
Ла-Верне, 1930	Пенсильваний, серия мор-роу	C	2394	18,4 68	
Буффало-Уоллоу, 1967	Пенсильваний, серия мор-роу	C	4852	Нет данных	
	Силуро-девон, серия хан-тон	C	5984	То же	
Уошито-Крик, 1960	Силуро-девон, серия хан-тон	C	5886—6222	63,7 179	
Гейджиби-Крик, 1964	Ордовик, свита симпсон	C	4781	Нет данных	
Милс-Ранч, 1971	Пенсильваний, серия мор-роу	C	5014	То же	
Лидей, 1970	Силуро-девон, серия хан-тон	C	5022	»	
Алекс-Саут, 1963	Миссисипий, горизонт канингхен	C	3617	»	
	Ордовик, свита бромайд	C	4857	»	
Читвуд, 1962	Ордовик, свита бромайд	C	4939	63,4	Нет данных
Раш-Спрингс, 1966	Миссисипий, свита спрингер	C	5140	76,5	То же
Картер-Нокс, 1956	Ордовик, свита бромайд	C	4670	675 114,4	
Панхендл, 1910	Ранняя пермь, горизонт гранит-уоп	P	845	Нет данных	
Падьюка, 1967	Ранняя пермь, серия вулфкемп	ГК	3919	Пермский Нет данных	
	Пенсильваний, серия мор-роу	C	4535	То же	
	Девон	ГК	4470	»	
Антилоп-Ридж, 1962		(96 г/м³)	4470		
Арена-Роха, 1969	Пенсильваний, серия ато-ка	ГК	4747	»	
		(21 г/м³)			
Куэйл-Ридж, 1960	Пенсильваний, серия мор-роу	ГК	4105	»	
		(300 г/м³)			
Торо, 1961	Ранний ордовик, серия элленбергер	C	6068	»	

месторождений Мидконтинента

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	
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	—	—	—	
64,5	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	Условия на- хождения	Глубина за- легания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
Ми-Вайда, 1969	Силур, свита фасселман Ранний ордовик, серия элленбергер	С С	4981 5625	Нет данных То же	
Локридж, 1966	Ранний ордовик, серия элленбергер	ГК (10 г/м ³)	5994	»	
Рода-Уолкер, 1967	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	6193	»	
Барстоу, 1969	Силур, свита фасселман	С	5352	»	
Линтерна, 1966	Ранний ордовик, серия эл- ленбергер	С	6565	»	
Койаноса, 1962	Пенсильваний, серия Ранний ордовик, серия элленбергер	ГК (654 г/м ³) С	2928 4575	»	
Рохо-Кабаллос- Вест, 1966	Ранняя пермь, серия вулфкемп	С	4653	»	
Гомес, 1963	Ранний ордовик, серия элленбергер	С	6569	»	
Паккет, 1952	Ранний ордовик, серия элленбергер	ГК (до 5 г/м ³)	4442	»	
Грей-Ранч-Вест, 1971	Ранний ордовик, серия эл- ленбергер	С	5596	»	
Браун-Бассет, 1958	Ранняя пермь, серия вулфкемп Силур, свита фасселман Ранний ордовик, серия эл- ленбергер	ГК (35 г/м ³) С С	1891 3788 4407	» » »	
Уинк-Саут, 1968	Ордовик, свита монтойа Ранний ордовик, серия эл- ленбергер	ГК (220 г/м ³) ГК (100 г/м ³)	4987 5562	» »	
Эветтс, 1970	Ранний ордовик, серия эл- ленбергер	С	6173	»	
Юнис, 1929	Поздняя пермь, свита блайнебри	ГШ	1710	»	
Ти-Экс-Эл, 1944	Ранний ордовик, серия элленбергер	Р	2831	»	
Кистон, 1929	Ордовик, горизонт мак-ки	Р	2546	25,5 Нет данных	
Спраберри-Тренд, 1949	Девон	ГК (390 г/м ³)	3425	Нет данных	
Бенедум, 1947	Девон Ранний ордовик, серия элленбергер	ГК (100 г/м ³) ГК (680 г/м ³)	3051 3660	То же »	
Нокона, 1953	Пенсильваний, свита си- ско	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	Пенсильваний, горизонт корделл	ГШ	2620	»	

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
92,5 47,0	0,4 0,1	— —	— —	— —	— —	— —	— —	6,4 52,0	0,4 0,4	0,01 0,03	— —
95,4	2,0	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,2	0,9	0,4	—	0,1
85,5	0,7	0,2	0,1	0,1	—	—	0,3	9,4	3,0	—	—
95,2 89,7	0,6 0,1	0,1 —	— —	0,1 —	0,1 —	— —	0,3 —	3,1 9,4	0,6 0,7	0,01 —	— —
83,9	8,1	3,0	0,8	0,6	0,3	—	0,6	0,2	—	—	—
95,0 94,4	2,0 3,0	Нет данных 0,6	— 0,2	0,4 —	— 0,2	— —	Нет данных 0,3	1,5 —	— 0,7	— —	— —
95,5	0,1	0,1	—	—	—	—	—	1,0	3,3	0,01	—
70,6	1,0	0,4	—	0,1	0,2	—	0,2	26,7	0,8	0,03	—
51,6	—	—	—	—	—	—	—	47,7	0,5	0,03	—
88,7	4,6	2,7	0,8	0,5	0,1	0,4	0,3	0,3	1,5	0,1	0,1
96,0 38,7	0,5 0,2	— 0,2	— —	— —	— —	— —	— —	3,0 47,5	0,4 10,5	— —	— —
65,4	13,5	9,3	3,8	2,0	1,3	0,6	1,1	1,8	0,8	—	0,1
76,8	11,1	5,6	1,9	1,3	0,5	0,5	0,4	0,5	1,3	—	—
98,3	0,2	—	—	—	—	—	—	1,0	0,4	0,03	—
81,7	8,7	4,1	1,1	0,5	0,3	—	0,5	0,2	2,9	0,11	—
70,9	13,9	5,0	1,1	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	6,9	0,1	1,1
85,3	7,3	3,0	0,9	0,5	0,6	0,1	0,7	0,1	1,4	—	—
73,5	13,5	4,9	0,9	0,6	0,3	—	0,1	0,6	4,7	—	—
78,1	11,3	4,5	1,5	0,7	0,4	0,4	0,8	0,9	1,4	—	—
63,2	16,5	9,5	3,2	1,7	1,0	0,6	0,8	0,2	3,2	0,1	—
58,6	3,5	2,4	1,2	0,6	0,2	0,3	0,2	0,1	32,5	0,4	—
87,2	6,4	2,8	1,0	0,4	0,4	0,2	0,4	0,3	0,9	0,02	—
90,2	5,2	2,3	0,6	0,4	0,3	—	0,2	0,2	0,7	—	—
83,2	7,1	4,6	1,4	1,1	0,4	—	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- легания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	μ (37,8° C), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %		
									Сера	Азот	Кокс
Мичиганский НГБ (штаты Мичиган, Индиана, Огайо)											
Дип-Ривер, 1944	Поздний девон, свита данди	1127	Нет данных		—	6,83	0,854	0,60	Нет данных	4,3	
	Средний девон, серия детройт- ривер	1268	То же			4,17	0,834	0,78	0,059	1,2	
Пьюласки, 1959	Ордовик, серия трентон-блэк-ри- вер	1275	»		260	4,91	0,819	0,20	0,055	1,9	
Колдуотер, 1944	Поздний девон, свита данди	1136	»		70	1,57	0,786	0,30	0,010	0,4	
Иллинойский НГБ (штаты Иллинойс, Индиана, Кентукки, Теннесси, Миссури)											
Клей-Сити, 1937	Миссисипий, горизонт мак-кроски	913	Нет данных			4,98	0,831	0,15	—	2,1	
	Нью-Хармони, 1939	Миссисипий, горизонт мак-кроски	879	Нет данных	33	Нет данных	5,07	0,845	0,23	0,158	2,2
Лауден, 1937	Миссисипий, свита бетел	475	Нет данных			4,98	0,831	0,26	Нет данных	2,6	
Сейлем, 1938	Миссисипий, свита о'ваз	544	То же			4,19	0,839	0,17	0,102	3,3	
Албион-Консоли- дейтид, 1940	Миссисипий, горизонт мак-кроски	960	»			6,79	0,849	0,18	0,124	1,6	
Дейл, 1940	Миссисипий, свита о'ваз	922	»			5,05	0,843	0,15	0,080	1,4	
Сентрاليا, 1937	Миссисипий, серия честер	450	»			5,03	0,839	0,19	—	3,1	
Гриффин, 1938	Миссисипий, свита сайпресс	756	»			5,09	0,848	0,20	0,105	3,5	
Спрингфилд, 1944	Пенсильваний, горизонт менсфилд	352	»			4,15	0,831	0,44	0,13	1,7	
Предаппалачский НГБ (штаты Нью-Йорк, Пенсильвания, Западная Виргиния, Виргиния, Огайо, Кентукки, Мэриленд, Теннесси, Алабама)											
Аллегейни, 1879	Поздний девон, горизонт ричбург	399	Нет данных			4,88	0,816	0,12	0,028	0,7	
Брэдфорд, 1871	Поздний девон, горизонт брэдфорд	480	То же			4,92	0,820	0,11	0,010	0,4	
Биг-Синкинг, 1918	Поздний силур—ранний девон, го- ризонт корниферус	300	»			4,98	0,844	0,14	—	1,6	

**Групповой углеводородный состав фракций нефтей
месторождений НГБ Мексиканского залива (об. %)**

Месторождение; возраст и наименование продуктивного горизонта	н.к. — 200° С			200 — 350° С		
	Метановые	Нафтеновые	Ароматические	Метановые	Нафтеновые	Ароматические
Дарст-Крик; ранний мел, свита эдуарде	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
Талко; ранний мел, свита палакси	69,8	22,4	7,8	51,5	23,3	25,2
Магнолия; поздняя юра, свита смаковер	73,4	10,6	16,0	59,7	12,1	28,2
Бакстервилл; поздний мел, серия таскалуса	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, горизонт аннона	48,2	40,3	11,5	54,9	31,2	13,9
Силлингсон; 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
Анахуак; олигоцен, свита фрио	40,0	48,3	11,7	45,7	38,8	15,5
Конро; 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-Мерчац, 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 флеминг	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; плиоцен	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. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	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. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$

Мичиганский НГБ

Дип-Ривер; поздний девон, свита данди	8,1	0,665	17,3	0,750	21,9	0,809	10,7	0,857	4,3	0,889	31,4	0,977
	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 трентон-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 данди	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; миссисипий, 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
	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; миссисипий, 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; миссисипий, 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; миссисипий, 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
Дейл; миссисипий, 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
Сентрاليا; миссисипий, серия честер	11,1	0,679	21,8	0,763	19,9	0,826	10,1	0,861	11,0	0,884	25,1	0,965
Гриффин; миссисипий, свита сайпресс	8,7	0,686	22,2	0,763	19,2	0,823	10,8	0,857	11,3	0,885	27,5	0,967

Сирингфилд; пенсильваний, горизонт менс-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
----------------------------------------------	-----	-------	------	-------	------	-------	------	-------	------	-------	------	-------

Предаппалачский НГБ

Аллегейни; поздний девон, горизонт ричбург	10,1	0,681	20,9	0,761	19,5	0,813	10,1	0,842	10,1	0,864	27,0	0,904
Брэдфорд; поздний девон, горизонт брэдфорд	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	Арома-тические

Иллинойский НГБ

Клей-Сити; миссисипий, горизонт мак-кроски	55,7	38,1	6,2	49,3	34,3	16,4
Лауден; миссисипий, свита бетел	55,1	40,5	4,4	55,4	28,0	16,6
Нью-Хармони; миссисипий, горизонт мак-кроски	47,5	49,4	3,1	50,5	32,9	16,6
Сейлем; миссисипий, свита о'ваз	53,1	41,9	5,0	54,2	28,7	17,1

Предаппалачский НГБ

Брэдфорд; поздний девон, горизонт брэд-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	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
Мичиганский НГБ															
Фредерик, 1971	Силур, серия ниагара	P	2185	85,5	5,4	2,8	0,9	1,5	0,3	0,3	0,2	2,2	—	—	—
Блю-Лейк, 1970	Силур, серия ниагара	C	2167	89,6	5,0	2,4	0,7	1,3	0,1	0,3	0,2	—	0,4	—	—
Питерс, 1955	Силур, свита селайна	C	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 селайна	C	790	84,0	7,1	2,8	0,6	0,9	—	0,3	0,2	—	4,1	—	—
Албион, 1957	Ордовик, серия трентон- блек-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
Фротгаун, 1951	Силур	C	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	—	—	—	8,5	—	—	—	0,3	4,6	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- динсберг	C	679	96,1	0,6	—	—	—	—	—	—	—	2,9	0,15	—
Предаппалачский НГБ															
Грип, 1970	Девон, свита орискани	C	2429	97,3	1,8	0,1	—	—	—	—	—	0,3	0,6	0,02	—
Спрулл, 1961	Девон, свита орискани	C	2377	97,6	1,6	0,1	—	—	—	—	—	0,2	0,4	0,02	—
Пайнтон, 1969	Девон, свита орискани	C	2482	96,6	1,6	0,1	—	—	—	—	—	0,2	1,2	0,02	0,1
Ленокс, 1970	Силур, серия клинтон	C	1078	89,3	4,4	1,4	0,3	0,3	—	0,1	0,1	—	3,8	0,12	0,1
Канфилд, 1971	Силур, серия клинтон	C	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, гори- зонт тремполо	C	915	70,7	11,7	7,2	3,3	1,5	1,0	1,0	1,0	0,1	2,4	—	—
Брук-Ран, 1969	Миссисипий	C	385	93,9	3,0	0,6	0,1	0,1	0,1	—	0,1	—	1,3	0,12	0,7
	Девон, горизонт бенсон	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 ньюбург	C	1771	91,3	1,9	0,4	0,2	0,1	—	0,1	0,1	—	1,7	0,1	4,1
Бранчленд, 1950	Ордовик, горизонт сент- пистер	C	2160	78,1	4,9	—	—	Нет данных			—	14,8	1,7	0,08	—
	Кембрий, свита нокс	C	2367	85,1	2,1	0,6	0,2	0,1	—	0,2	—	5,5	5,5	0,11	0,1
Преуошитский НГБ (штаты Алабама, Миссисипи, Арканзас, Теннесси, Оклахома)															
Квинтон-Саут	Пенсильваний, свита ред- ок	C	2135	86,0	1,3	—	—	—	—	—	—	1,1	9,2	0,03	—
Кинта, 1916	Пенсильваний, свита спайро	C	1693	94,9	1,8	0,2	—	—	—	—	—	1,5	1,3	0,1	0,1
Уилбуртон	Пенсильваний, свита спайро	C	3057	96,1	1,0	—	—	—	—	—	—	2,4	0,5	—	—
Ред-Ок, 1912	Пенсильваний, 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	—
Бонавза	Пенсильваний, горизонт хейл	C	2420	92,8	2,1	0,4	—	—	—	—	—	1,5	3,0	0,1	—
Сесил, 1949	Пенсильваний, горизонт кейзи	C	1047	98,0	1,0	0,1	—	—	—	—	—	0,2	0,5	0,1	0,2
	Горизонт дюнн	C	1146	98,5	0,8	0,1	—	—	—	—	—	0,1	0,4	0,1	—
Посамтрот, 1966	Пенсильваний, 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	Пенсильваний, 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	Пенсильваний, серия это- ка	C	1306	98,0	1,0	0,2	—	—	—	—	—	0,2	0,5	0,1	—
Скрентон	Пенсильваний, свита бар- тон	C	1956	96,4	1,1	0,1	—	—	—	—	—	1,4	0,7	0,1	—
Малдон, 1952	Миссисипий, свита сап- дерс	ГК (24 г/м ³)	1581	85,0	15,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений НГБ Мексиканского залива (штаты Техас, Луизиана, Арканзас, Миссисипи, Алабама, Флорида)

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина зале- гапия, м	$p_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C	G , м ³ /т	μ (37,8° C), сПз	ρ_{4}^{20}	Содержание в нефти, вес. %		
								Сера	Азот	Кокс
Дарст-Крик, 1929	Ранний мел, свита эдуардс	791	Нет данных		10	5,04	0,841	0,78	0,075	1,8
Люлинг-Браньон, 1922	Ранний мел, свита эдуардс	655	То же		10	15,9	0,884	0,86	0,110	2,5
Нечес, 1953	Поздний мел, серия вудбайн	1423	Нет данных	76	180	2,46	0,820	0,13	0,083	2,2
Фэруэй, 1960	Поздний мел, горизонт джеймс	3014	То же	127	480	2,39	0,799	0,24	0,01	0,3
Ван, 1929	Поздний мел, серия вудбайн	838	»	53	70	1,65	0,823	0,1	—	0,6
Талко ¹ , 1936	Ранний мел, свита палакси	1301	»	71	—	106,1	0,931	3,00	0,134	9,7
Магнолия, 1938	Поздняя юра, свита смаковер	2300	24,5	102	360	1,66	0,833	0,90	0,02	1,6
Скулер ¹ , 1937	Поздняя юра, свита джонс	2310	25,0	Нет данных	490	6,88	0,861	1,55	—	4,3
Сосо, 1945	Ранний мел, свита родесса	3673	Нет данных		250	4,10	0,820	0,89	0,02	2,3
Бакстервилл, 1944	Поздний мел, серия таскалуса	2665	То же		40	310,3	0,952	2,71	0,111	9,4
Ситронелл, 1955	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	113 (1012 м)	62	340	4,14	0,828	0,32	—	1,7
Каддо-Пайн-Айленд, 1905	Поздний мел, горизонт аннона	444	Нет данных		65	5,04	0,841	0,37	—	1,9
Коттон-Валли, 1922	Поздняя юра, свита бодкау	2586	То же		400	1,43	0,718	0,1	—	—
Силлингсон, 1937	Олигоцен, свита фрио	1868	23,0	Нет данных	180	1,62	0,816	0,1	0,014	0,2
Том-О'Коннор, 1934	Олигоцен, свита фрио	1801	Нет данных	79	110	1,7	0,852	0,18	0,036	0,6
Вест-Ранч, 1938	Олигоцен, свита фрио	1874	Нет данных		250	1,65	0,826	0,11	0,024	0,3

Олд-Ошен, 1934	Олигоцен, свита фрио	2598	То же		600	4,22	0,844	0,11	—	0,8
Хейстингс-Ист, 1934	Олигоцен, свита фрио	1840	17,3	Нет данных	580	7,83	0,871	0,15	0,02	1,1
Томпсон, 1931	Миоцен	1065	11,4	То же	130	27,3	0,911	0,25	—	1,5
Ракун-Бенд, 1928	Эоцен, горизонт хокли	1028	10,3	»	40	8,94	0,894	0,19	0,048	1,3
Анахуак ¹ , 1935	Олигоцен, свита фрио	2153	Нет данных		250	5,15	0,859	0,23	0,041	0,9
Конро ¹ , 1931	Эоцен, свита кокфилд	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
Спиндлтоп, 1901	Миоцен	1220	Нет данных		50	7,07	0,884	0,15	0,03	0,5
Кот-Бланш-Бей-Вест, 1940	Миоцен	4815	Нет данных	144	160	5,14	0,857	0,16	0,033	0,9
Бейо-Сейл, 1941	Миоцен, горизонт сент-мэри	3111	Нет данных		600	5,06	0,844	0,16	—	0,6
Лейк-Барр, 1929	Миоцен	5044	То же		570	2,46	0,823	0,14	0,02	0,3
Кайлу-Айленд, 1930	Миоцен	3891	»		340	5,08	0,848	0,23	—	1,6
Бей-Мерчанд, блок 2, 1949	Миоцен	1189	»		60	54,1	0,933	0,46	—	2,8
Парадис, 1939	Миоцен, горизонт парадис	3118	»		600	4,23	0,845	0,23	—	0,9
Лейк-Сальвадор, 1940	Миоцен	2607	»		200	5,08	0,848	0,14	0,02	0,7
Лейк-Вашингтон, 1931	Миоцен, серия флеминг	3270	»		230	14,2	0,886	0,37	0,146	3,3
Бастиян-Бей, 1941	Миоцен	3353	37 93		350	5,07	0,845	0,15	0,04	1,0
Гранд-Бей, 1938	Миоцен	3050	Нет данных		270	5,10	0,850	0,31	—	1,0
Юджин-Айленд, блок 126, 1950	Миоцен	2771	То же		100	15,0	0,892	0,35	0,04	1,3
Саут-Гимбальер, блок 131, 1958	Миоцен	2733	»		200	4,23	0,846	0,20	0,039	0,8
Гранд-Айл, блок 16, 1948	Плиоцен	2121	»		100	4,22	0,843	0,18	0,04	0,8
Вест-Делта, блок 30, 1949	Миоцен	3050	»		50	16,7	0,893	0,33	0,09	2,0

¹ Содержание V и Ni (10⁻⁶ 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 НГБ Мексиканского залива

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. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$	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. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$
Дарст-Крик; ранний мел, свита эдуардс	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
Фэрэуэй; поздний мел, горизонт джеймс	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
Магнолия; поздняя юра, свита смаковер	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
Бакстервилл; 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
Ситронелл; 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
Ист-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-Пайн-Айленд, поздний мел, горизонт аннона	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 бодкау	40,0	0,671	40,6	0,753	10,8	0,792	—	—	—	—	3,4	0,823
Силлингсон; олигоцен, свита фрио	7,5	0,697	31,3	0,771	39,4	0,832	9,9	0,868	6,9	0,906	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	8,6	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	0,891	17,6	0,940
Хейстингс-Ист; 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
Ракун-Бенд; эоцен, горизонт хокли	1,4	0,730	10,8	0,793	31,4	0,870	19,4	0,902	15,1	0,914	22,6	0,964
Анахуак; 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 кокфилд	6,8	0,724	27,8	0,788	36,2	0,847	13,3	0,870	8,2	0,883	7,5	0,946
Сур-Лейк; эоцен, свита кук-маунтин	9,0	0,699	27,4	0,777	24,0	0,832	10,8	0,858	11,0	0,878	16,7	0,919
Спиндлтоп; миоцен	1,8	0,725	12,4	0,793	37,3	0,870	16,0	0,903	14,1	0,920	17,6	0,942
Кот-Бланш-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
Бейю-Сейл; миоцен, горизонт сент-мэри	3,6	0,693	14,9	0,777	32,4	0,828	16,2	0,857	12,7	0,881	18,1	0,928
Лейк-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
Бастиан-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	0,729	8,2	0,774	25,4	0,842	16,6	0,887	15,6	0,909	32,7	0,958

Характеристика газов месторож

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Условия нахождения ¹	Глубина залегания, м	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °C
Кларк-Ранч, 1970	Эоцен, свита уилкок	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	»
Силлигсон, 1938	Олигоцен, свита фрио	ГК (28,0)	2257	28,0	»
Агуа-Далс, 1928	Олигоцен, свита фрио	ГК (13,0)	1981	Нет данных	»
Чоколит-Бейю, 1952	Олигоцен, свита фрио	ГК (30,0)	3361	То же	»
Норт-Элтон, 1939	Олигоцен, свита фрио	С	1842	49,8	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	Миоцен	ГК (50,0)	4649	52,0	Нет данных
Парклердю-Вест, 1970	Олигоцен, свита фрио	ГК (47,0)	4773	79,8	То же
Гарден-Сити, 1956	Миоцен	ГК (50,0)	4758	94,4	137,8
Голливуд-Хума, 1945	Миоцен, горизонт голливуд	С	4392	77,3	128,3
Литл-Бей, 1969	Миоцен, горизонт опима	ГК (570,0)	5705	Нет данных	»
Лейк-Раккурси, 1949	Миоцен	С	3965	42,4	114,4
Гранд-Айл, блок 25, 1962	Миоцен	ГК (40,0)	6234	Нет данных	»
Коффи-Бей, 1953	Миоцен, горизонт коффи-бей	ГК	3973	44,4	108,3
Бастнан-Бей, 1941	Миоцен	С	4621	58,9	127,8
Кейти, 1935	Эоцен, свита уилкок	С	3120	43,9	Нет данных
Хай-Айленд, блок 129, 1968	Миоцен	ГК (45,0)	3418	59,4	То же
Ист-Мад-Лейк, 1947	Миоцен	ГК (27,0)	3660	44,7	120,0
Джонсон-Бейю, 1946	Миоцен, 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
Бейю-Сегнет, 1960	Миоцен, горизонт селотекс	ГШ	2806	30,5	87,8
Рейн, 1953	Олигоцен, свита фрио	ГК (170,0 — среднее по месторождению)	4117	76,8	136,7
Еган, 1943	Олигоцен, свита фрио	ГШ	3233	34,0	96,7

дений НГБ Мексиканского залива

Таблица 8.35

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
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	—	0,6	—	—
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	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
Мидленд, 1949	Олигоцен, свита фрио	ГК (130,0 — среднее по месторо- ждению)	3599	75,4	116,7	88,1	5,3	2,3	1,2	0,4	2,4	0,3	—	—	—		
Нил, 1940	Эоцен, горизонт кемпбелл	ГК (78,0)	3400	22,5	126,7	81,2	8,0	4,3	2,2	0,9	0,6	2,8	—	—	—		
Травик, 1949	Ранний мел, горизонт пет- тет	ГК	2300	27,8	98,0	97,2	0,7	0,3	—	—	—	1,1	0,6	—	0,1		
	Поздняя юра, серия кот- тон-валли	(21,0)	3605	39,8	Нет данных	96,9	1,3	0,4	—	—	—	1,2	0,1	—	—		
Ист-Тексас, 1930	Поздний мел, серия вуд- байн	Р	1099	11,3	62	75,5	11,8	—	—	—	—	0,6	11,4	—	—		
Картидж, 1936	Ранний мел, свита глен- роуз	ГК	1244	13,4	Нет данных	85,7	2,9	1,0	0,3	0,4	0,2	0,1	0,3	0,2	8,9	0,06	0,1
	Ранний мел, свита трей- виспик	ГК	1952	24,1	103	88,2	4,6	1,7	0,6	0,7	0,5	0,2	0,7	0,7	1,9	0,02	0,1
Нью-Хоп, 1943	Поздняя юра, свита сма- ковер	ГК (695,0)	3711	Нет данных	Нет данных	45,36	6,95	4,2	3,07	1,27	Нет дан- ных	13,81	Нет дан- ных	3,84	7,79	—	13,7
Родесса, 1930	Поздняя юра, свита сма- ковер	ГК	3355	42,0	Нет данных	86,7	2,5	0,6	0,2	0,2	0,2	—	0,3	1,0	8,1	—	—
Слайго, 1922	Ранний мел, свита слайго	С	1525	Нет данных	Нет данных	94,2	3,5	0,9	0,2	0,3	0,1	—	0,1	0,6	0,1	—	—
Растон, 1937	Поздняя юра, серия кот- тон-валли	ГК (67,0)	2623	То же	То же	85,7	6,1	2,5	0,8	0,5	0,3	0,4	1,3	2,2	0,2	—	—
Монро, 1916	Поздний мел, горизонт монро	С	690	73,0	47,8	91,8	0,6	0,04	0,05	0,01	—	0,1	7,4	—	—	—	
Блэк-Лейк, 1964	Ранний мел, горизонт пет- тет	ГП	2440	28,1	117	82,3	3,9	4,3	1,1	—	0,4	0,1	0,2	6,0	1,6	—	—
Гуинвилл, 1944	Поздний мел, свита игл- форд	С	2357	Нет данных	Нет данных	97,2	0,3	0,1	—	0,1	—	—	0,9	1,4	0,03	—	—
	Ранний мел, свита слайго	(23,0)	4146	То же	То же	94,1	0,2	0,1	—	0,3	—	—	4,3	1,0	0,03	—	—
Брукхейвен, 1943	Поздний мел, свита таска- луса	Р	3141	»	»	70,1	14,1	7,6	5,2	—	3,1	—	—	—	—	—	—
Фомосла, 1971	Поздняя юра, свита сма- ковер	Р	2862	»	»	57,8	4,2	1,7	0,7	0,8	0,3	0,4	0,3	31,0	3,5	0,04	—
Бакстервилл, 1944	Эоцен, свита уилкокс	С	1580	16,3	Нет данных	96,6	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	—	0,2	0,6	1,5	—	—
	Поздний мел, свита игл- форд	ГК (25,0)	2322	Нет данных	Нет данных	96,0	0,5	0,5	0,3	—	0,4	—	0,9	1,4	0,03	—	—
Джей, 1970	Поздняя юра, свита сма- ковер	Р	4718	То же	То же	69,2	10,9	4,3	1,0	0,7	0,4	—	0,2	3,3	2,7	—	7,2
Блэкджек-Крик, 1972	Поздняя юра, свита сма- ковер	Р	4816	»	»	62,1	11,7	3,4	1,1	1,2	0,3	0,5	0,2	2,4	6,9	0,04	0,1
	Поздняя юра, свита нор- флет	Р	4917	»	»	77,4	3,1	0,6	0,5	0,7	0,7	0,2	0,9	1,6	14,2	0,03	—
Хаттерс-Понд, 1974	Поздняя юра, свита сма- ковер	Р	5500	63,8	161,1	46,3	9,6	6,7	4,1	2,3	2,4	2,1	17,6	6,1	2,8	—	—
	Поздняя юра, свита нор- флет	Р	5545	64,4	161,7	50,3	9,7	6,2	3,7	2,2	1,8	1,9	14,6	6,4	3,2	—	—

¹ В скобках указывается содержание газового конденсата в м³/т.

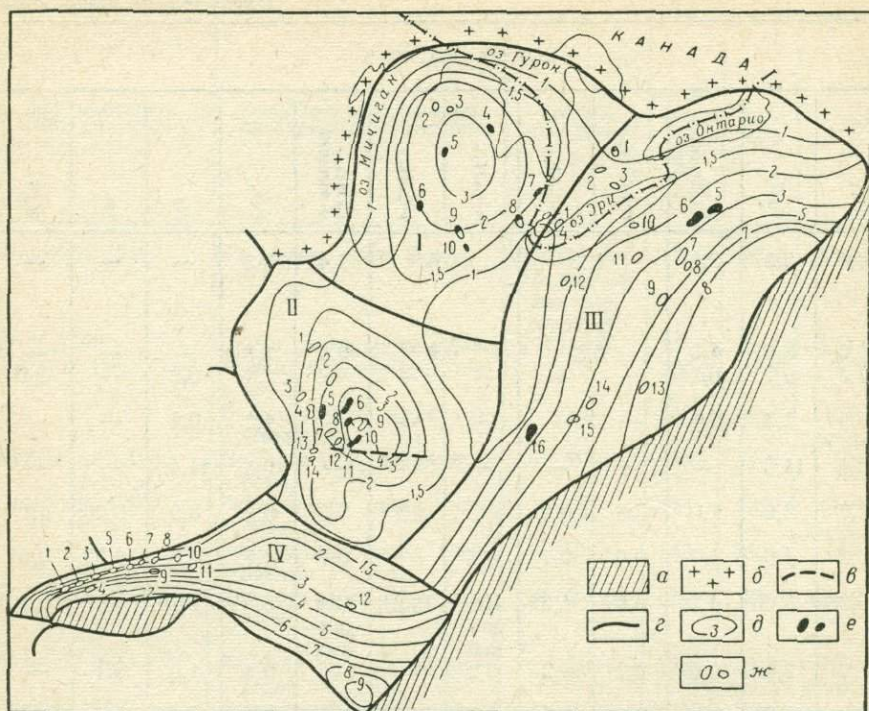


Рис. 8.10. Схема размещения месторождений нефти и газа в группе бассейнов Востока США и Канады

а — палеозойские складчатые сооружения Уошито и Аппалачей; б — докембрийский фундамент на поверхности или под маломощным чехлом; в — основные разломы; г — границы НГБ; д — изопахиты 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 — Питерс, 8 — Нортвилл, 9 — Албион, 10 — Пьюласки; II — Иллинойский НГБ: 1 — Уаверли, 2 — Лауден, 3 — Фрогтаун, 4 — Сентрاليا, 5 — Сейлем, 6 — Клей-Сити, 7 — Дейл, 8 — Албион-Консолидейтд, 9 — Нью-Хармони, 10 — Гриффин, 11 — Спрингфилд, 12 — Стормс, 13 — Стириц, 14 — Корнинг-Саут; III — Предаппалачский НГБ: 1 — Гоблес, 2 — Вершоил-Вест, 3 — Норфолк, 4 — Тильбюри, 5 — Аллегейни, 6 — Брадфорд, 7 — Грип, 8 — Пайнтон, 9 — Спрулл, 10 — Ленокс, 11 — Канфилд, 12 — Вест-Эдисон, 13 — Брук-Ран, 14 — Куперс-Крик, 15 — Бранчленд, 16 — Виг-Синкинг; IV — Предушпитский НГБ: 1 — Квинтон-Саут, 2 — Уилбуртон, 3 — Кинта, 4 — Ред-Ок, 5 — Бонанза, 6 — Сессы, 7 — Посамтрот, 8 — Уайт-Ок, 9 — Этна, 10 — Скрентон, 11 — Джерусалем, 12 — Малдон

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.

Analyses of crude oil from 546 important oil fields of the USA, 1966; US Bur. Mines, BI 6819, 345 p.

Analyses of natural gases of the USA, 1961—1973, Wash 1964—1974; US Bur. Mines Information circular No. 8221, 8239, 8302, 8316, 8356, 8395, 8443, 8475, 8518, 8554, 8607, 8658.

Anderson C. C., Hinson H. H. Helium-bearing natural gases of the USA. Analyses and analytical methods, 1951; US Bur. Mines Bull. 486, 141 p.

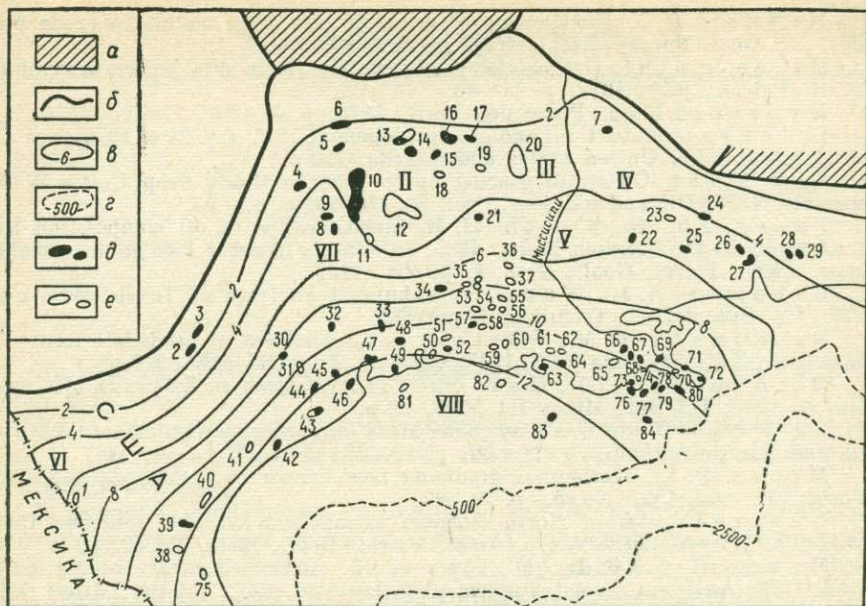


Рис. 8.11. Схема размещения месторождений нефти и газа Юга США (НГБ Мексиканского залива)

a — палеозойские складчатые сооружения Аппалачей и Уонито на поверхности; *b* — границы нефтегазоносных бассейнов; *c* — изопакиты осадочного чехла в км; *d* — изобаты в м; месторождения: *θ* — нефтяные, *e* — газовые и газоконденсатные (1 — Кларк-Ранч, 2 — Дарст-Крик, 3 — Люлинг-Брансон, 4 — Ван, 5 — Нью-Хоп, 6 — Талко, 7 — Фомосла, 8 — Нечес, 9 — Фаруэй, 10 — Ист-Тексас, 11 — Травик, 12 — Картидж, 13 — Родесса, 14 — Калдо-Пайн-Айленд, 15 — Коттон-Валли, 16 — Магнолия, 17 — Скулер, 18 — Слайго, 19 — Растон, 20 — Монро, 21 — Блэк-Лейк, 22 — Брукхейвен, 23 — Гуинвилл, 24 — Сосо, 25 — Ванстервилл, 26 — Ситронелл, 27 — Хаттерс-Понд, 28 — Джей, 29 — Блокджек-Крик, 30 — Ракун-Бенд, 31 — Кейти, 32 — Конро, 33 — Сур-Лейк, 34 — Нил, 35 — Норт-Элтон, 36 — Вашингтон, 37 — Опекусас, 38 — Ла-Глория, 39 — Силлигсон, 40 — Агуа-Далс, 41 — Том-О'Коннор, 42 — Вест-Ранч, 43 — Олд-Ошен, 44 — Томпсон, 45 — Хей-стино-Ист, 46 — Чоколит-Бейю, 47 — Анахуак, 48 — Спиндлтон, 49 — Хай-Айленд, 50 — Джонсон-Бейю, 51 — Блэк-Бейю, 52 — Ист-Мад-Лейк, 53 — Лейк-Артур, 54 — Милленд, 55 — Еган, 56 — Рейн, 57 — Бейю-Сернет, 58 — Торнуэлл-Саут, 59 — Норт-Лерой, 60 — Парклерд-Вест, 61 — Лигл-Бей, 62 — Гарден-Сити, 63 — Кот-Вланш-Бей-Вест, 64 — Бейю-Сейл, 65 — Голливуд-Хума, 66 — Парадиз, 67 — Лейк-Сальвадор, 68 — Коффи-Бей, 69 — Лейк-Вашингтон, 70 — Бастиан-Бей, 71 — Венис, 72 — Гранд-Бей, 73 — Лейк-Барр, 74 — Лейк-Раккурси, 75 — Эль-Пейстл, 76 — Кайлу-Айленд, 77 — Бей-Мерчанд, 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 46, 83 — Юджин-Айленд, блок 126, 84 — Саут-Тимбалвер, блок 131). Основные структурные элементы НГБ Мексиканского залива: I — поднятие Сан-Маркос; II — свод Сабин; III — свод Монро; IV — купол Джексон; V — поднятие Уингенса; VI — впадина Рио-Гранде; VII — впадина Тайлер; VIII — «желоб» 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. Ir. 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. Reformas cretaceous reservoirs; 1975, Petrol. eng. inter., vol. 47, No. 14, p. 56—66.

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.

Munnerlyn 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. Hearld 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 1964; US Bur. Mines RJ 5723, 65 p.

Wenger W. J., Reid B. M. Properties of petroleum from the Four Corners area of Arisona, 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).

НГБ Неукен

Известно 40 нефтяных, 17 газовых и 13 газонефтяных и нефтегазовых месторождений. Большинство месторождений мелкие. Регионально нефтеносны верхне- и среднеюрские породы (свиты тордильо,

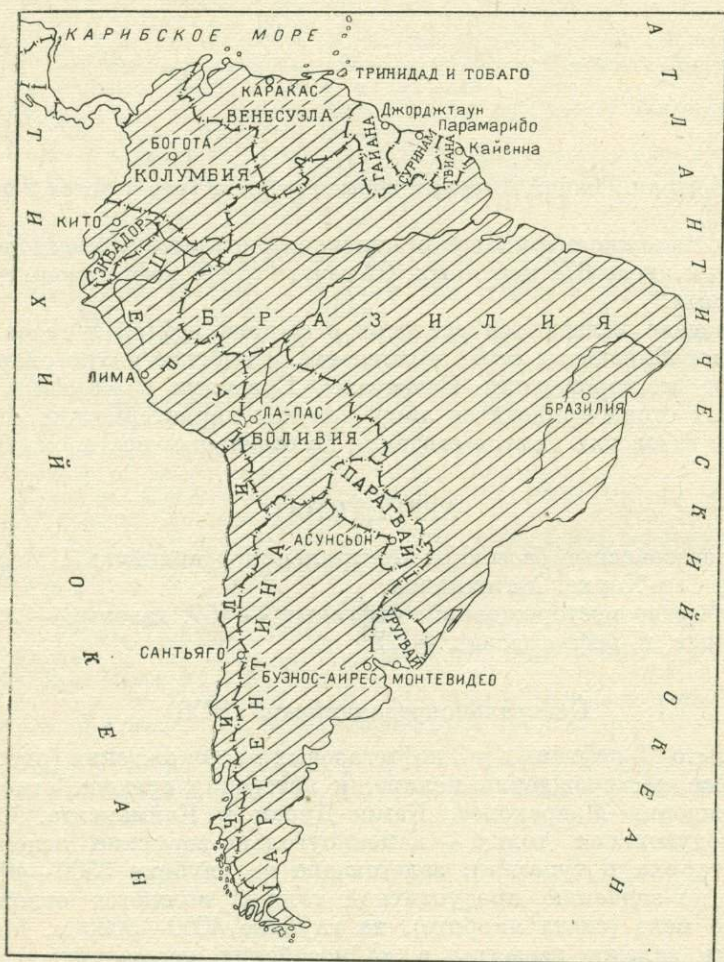


Рис. 9.1. Обзорная карта добычи нефти и газа Южной Америки
Штриховкой показаны нефтегазодобывающие страны

лотена, релено). Преимущественной газоносностью отличаются отложения нижнего мела (свиты кинтуко, мулинчику). Глубина залегания продуктивных горизонтов 850—3200 м. Нефти характеризуются средними и высокими значениями плотности (0,830—0,900), **высоким газосодержанием — до 4300 м³/т.**

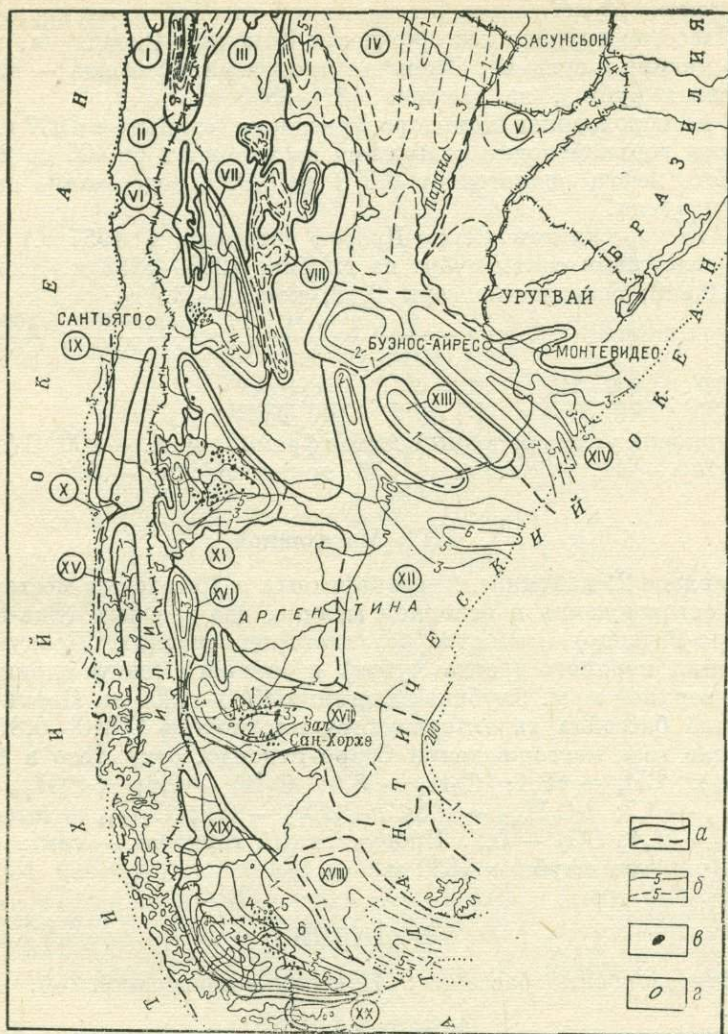


Рис. 9.2. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Аргентины и Чили

a — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые: I — Тамарутальского ВНГБ, II — ВНГБ Альтиплано, III — Пампасо-Андийского ВНГБ, IV — Центральнопандийского 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 Неукен, XII — ВНГБ Рио-Колорадо, XIII — ВНГБ Тандил, XIV — ВНГБ Рио-Саладо-Канелонес, XV — ВНГБ Осорно, XVI — ВНГБ Майо, XVII — НГБ Сан-Хорхе, XVIII — ВНГБ Мальвинас, XIX — Магелланова НГБ, XX — ВНГБ Наварино; *b* — изопахиты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: *v* — нефти, *z* — газа (1 — Серро-Драгон, 2 — Каньядон-Гранде, 3 — Комодоро-Ривадавия, 4 — Эль-Кондор, 5 — Серро-Редондо, 6 — Манантиалес)

НГБ 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 $1,4 \cdot 10^{-6}$ ч/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 $\left(\begin{array}{c} \text{фракция, } ^\circ\text{C} \\ \text{выход, об. \% ; } \rho_4^{20} \end{array} \right)$: $\frac{\text{н. к.} - 100}{1,9; 0,705}$; $\frac{100 - 200}{6,5; 0,781}$;
 $\frac{200 - 300}{14,0; 0,842}$; $\frac{300 - 375}{8,6; 0,892}$; $\frac{375 - 435}{9,1; 0,917}$; $\frac{\text{остаток}}{59,6; 0,969}$.

Групповой углеводородный состав фракции н. к. — 200° С (об. %): метановые — 41, нафтеновые — 56, ароматические — 3.

НГБ 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. Продуктивны 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; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 0,6; $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 0,7; $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ — 0,3; $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ — 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, Альтиплано.

Количество месторождений: нефтяных — 16, газовых — 14, газонефтяных и нефтегазовых — 7.

Центральнопредандийский НГБ

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.

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Боливии

Месторождение, год открытия	Возраст и наименование продуктивного горизонта	Глубина залегания, м	$t_{пл}$, °C	ρ_4^{20}	Сера, вес. %
Центральнопредандийский НГБ					
Гуаируй, 1947	Средний девон, свита икири	811	40,6	0,75	0,02
Камири, 1927	Средний девон, свита икири	1200—2000	42,2—45,6	0,759	0,02
Лос-Монос, 1950	Ранний девон, свита лос-монос	2198—3150	Нет данных	0,775	Нет данных
Санавдита, 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 продуктивного горизонта	Н. 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}	
Центральнопредандийский НГБ									
Гуаируй; средний девон, свита икири	61,2	16,8	13,3	0,735	5,2	1,6	0,863	1,9	
Камири; 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 Реконкаву

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

Месторожде- ние, год от- крытия	Возраст и наименование продуктив- ного гори- зонта	Глубина за- легания, 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 таигуати	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 таигуати	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
Камири, 1927	Средний девон, свита икири	1200	57,65	18,02	11,69	1,91	5,47	1,07	1,69	1,48	1,02	

Миранга, Дом-Жоау, Кандейяс, Такиши, Бурасика и Агуа-Гранди. Продуктивны отложения верхней юры и нижнего мела на глубине 400—4500 м. Нефти низкой 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 ($^{\circ}\text{C}$), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти, вес. %			
					сера	парафины	ас- фаль- тены	кокс
Среднеамазонский НГБ								
Нова-Олинда, 1955	Поздний девон, свита ку- руа	2115—2745	Нет данных	0,812	—	Нет данных		0,32
НГБ Сержиши-Алагоас								
Риашуэлу, 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
Жекия, 1957	Мел, свита жекия	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
Сержиши-Субмарино, 1970	Кайнозой	1324—1325	Нет данных	0,817		Нет данных		
НГБ Рекокаву								
Миранга, 1965	Мел, свита ильяс	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-Жоау, 1967	Мел	2909—3578	Нет данных	0,830	0,08	Нет данных		1,29
Кандейяс, ¹ 1941	Ранний мел, свита кан- дейяс	1033—1393	То же	0,861	0,99	То же		
Дом-Жоау 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 ильяс; 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, $t_{пл} = 68^{\circ}\text{C}$, $G = 80$ м³/т; Кандейяс: $p_{пл} = 14,0$ МПа, $t_{пл} = 70^{\circ}\text{C}$, $G = 80$ м³/т; Дом-Жоау: $p_{пл} = 4,2$ МПа, $G = 80$ м³/т.

Фракционный состав нефтей месторождений Бразилии

Месторождение; возраст 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}
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 Сержиши-Алагоас												
Жекия; мел, свита жекия	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 Реконкаву												
Мата-ди-Сау-Жоау; 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-Жоау; 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

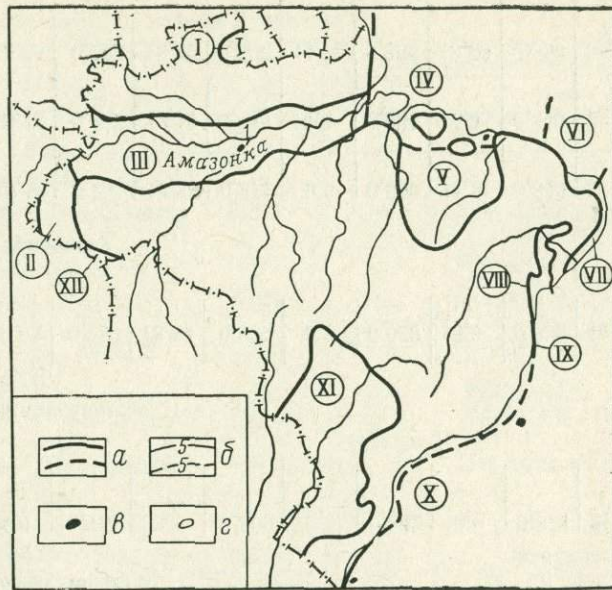
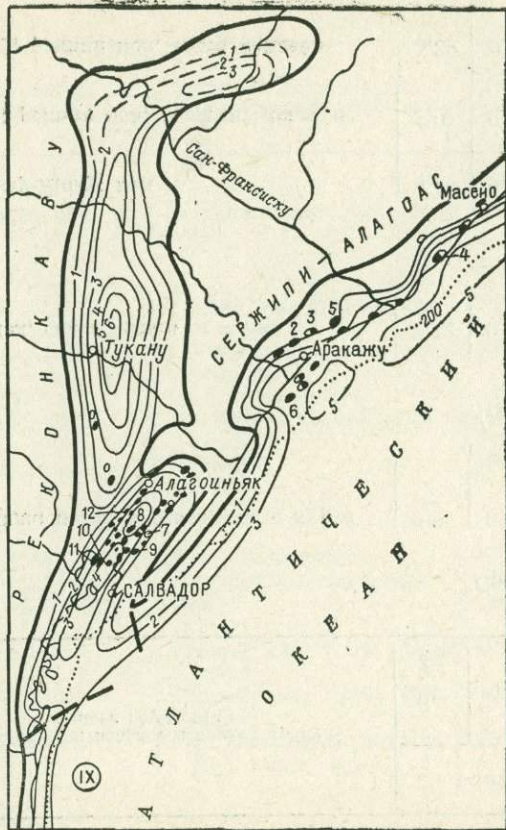


Рис. 9.4. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Бразилии

a — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые;
б — изопахиты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые;
 месторождения: *в* — нефти, *г* — газа (1 — Нова-Олинда, 2 — Риашуэлу, 3 — Сириисиньо, 4 — Жекия, 5 — Кармпополис, 6 — Сержипи-Субмарино, 7 — Миранга, 8 — Агуа-Гранди, 9 — Матади-Сау-Жоау, 10 — Кандейяс, 11 — Дом-Жоау, 12 — Бурасина).
 На врезке — схема расположения НГБ и ВНГБ: I — ВНГБ Тукуру; II — Верхнеамазонский НГБ; III — Среднеамазонский НГБ; IV — НГБ Маражо-Варрейриньяс; V — ВНГБ Мараньяо; VI — Северо-Восточный Прибрежный НГБ; VII — НГБ Сержипи-Алагоас; VIII — НГБ Реконкаву; IX — НГБ Эспириту-Санту; X — НГБ Пелотас; XI — Паранский ВНГБ

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} + высшие — 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-олигоценовых 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 Хусепин (об. %): CH_4 — 67,3; C_2H_6 — 0,5; C_3H_8 — 0,3; *i*- C_4H_{10} — 0,2; *n*- C_4H_{10} — 0,2; CO_2 — 31,5.

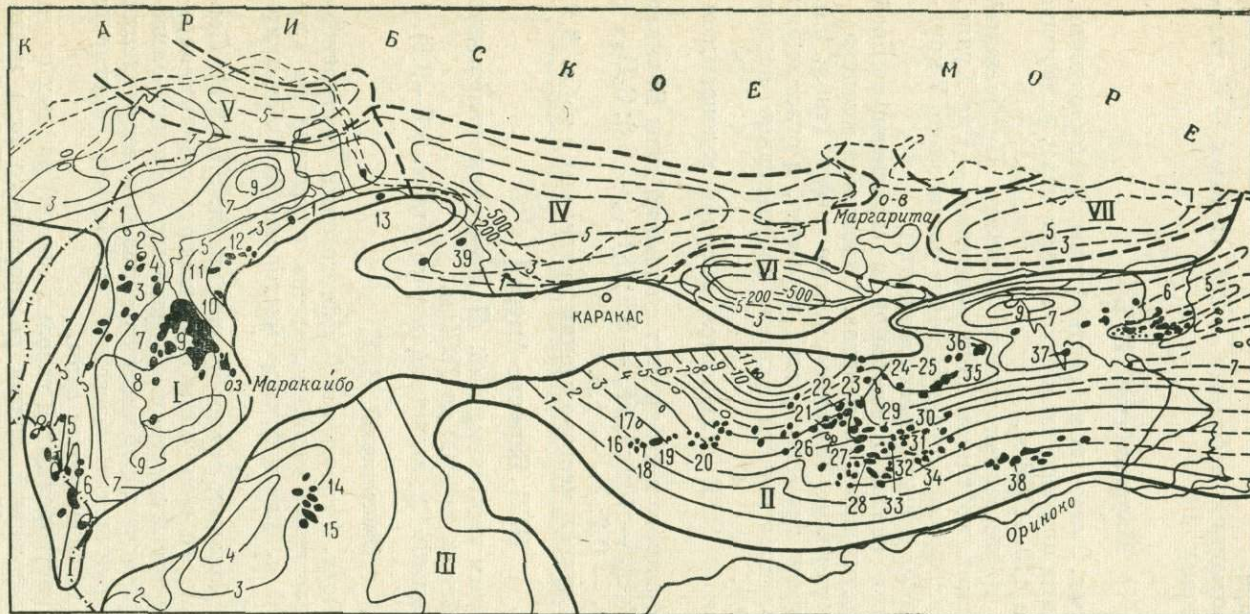


Рис. 9.5. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Венесуэлы

a — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые: I — Маракайбского НГБ, II — Ориноковского НГБ, III — НГБ Баринас-Апуре, IV — НГБ Токуйо-Бонайре, V — Западно-Парагуанского ВНГБ, VI — ВНГБ Туй-Кариано, VII — НГБ Шельфа Маргариты; 6 — изопакхиты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: ● — нефти, ○ — газа (1 — Амана, 2 — Мара, 3 — Воскан, 4 — Ла-Консепсьон, 5 — Тарра, 6 — Эль-Кубо-Лас-Крусес, 7 — Лама, 8 — Лаго, 9 — Сентро, 10 — Тиа-Хуана, Бачакеро, Кабимас, Лагунильяс, 11 — Эль-Мене-де-Мауроа, 12 — Омбре-Пинтадо, 13 — Кумаребо, 14 — Сильвестре, 15 — Синко, 16 — Пуясо, 17 — Гуавинита, 18 — Паласио, 19 — Лас-Мерседес, 20 — Руис, 21 — Санта-Ана, 22 — Эль-Робле, 23 — Санта-Роса, 24 — Гуарио, 25 — Сан-Хоанин, 26 — Боа, 27 — Чимире, 28 — Офисина, 29 — Гуара, 30 — Мата; 31 — Оскуроте, 32 — Леона, 33 — Мерей, 34 — Дасьон, 35 — Мулата, 36 — Кирикоре, 37 — Педерналес, 38 — Пилон, 39 — Эль-Мене-де-Акоста

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Венесуэлы

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина за- легания, м	μ (37,8° С), сПз	ρ_4^{20}	Содержание в нефти				
					Сера, вес. %	Асфаль- тены, вес. %	Кокс, вес. %	V_{10-6} ч/мин	Ni_{10-6} ч/мин
Маракаибский НГБ									
Амана, 1928	Эоцен	1390	89	0,866	0,69	Нет данных	2,6	29	8
Мара, 1945	Мел	1500—3180	Нет данных	0,874	1,73	Нет данных		173	16,3
		2621	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
Гарра, 1947	Палеоцен, свита кататумбо	1296—1677	37,0	0,839	0,68	Нет данных		42	6,6
Эль-Кубо-Лас-Крусес, 1916	Эоцен, свита мирадор	240—750	Нет данных	0,880	0,97	Нет данных			
Лама, 1957	Миоцен — эоцен	2538	14,7	0,881	1,27	То же			
Лаго, 1958	Палеоцен	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	Миоцен	915	95,7	0,977	2,66	3,4	11,6	216	24
Бачакеро, 1930	Миоцен	160—775	728,2	0,968	2,62	Нет данных	6,5	443	39
	Миоцен — олигоцен	1050	1518	0,980	2,63	4,9	11,4	348	45
Кабимас, 1917	Миоцен	670	607	0,921	1,71	2,1	4,4	156	40
Лагунильяс, 1926	Миоцен	160—775	Нет данных	0,945	2,12	Нет данных	5,8	228	30
	Эоцен	915—2621	226,6	0,958	2,43	3,9	11,3	305	8
Эль-Мене-де-Мауроа, 1920	Олигоцен, свиты агуа-клара, ла- пуэрта	304—974	Нет данных	0,858	0,24	Нет данных			
Омбре-Пинтадо, 1928	Олигоцен, свита агуа-клара	160	23,6	0,887	0,47	То же			
Кумаребо, 1931	Миоцен, свита сокорро	123—845	1,6	0,790	0,07	»			

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина за- легания, м	t (37,8° С), СПЗ	ρ ₄ ²⁰	Содержание в нефти				
					Сера, вес. %	Асфаль- тены, вес. %	Кокс, вес. %	V, 10 ⁻⁶ ч/мин	NI, 10 ⁻⁶ ч/мин
НГБ Баринас-Ануре									
Сильвестре, 1948	Эоцен, свита губернадор	2857—3131	15,2	0,893	1,0	Нет данных	5,3	205	63
Синко, 1953	Мел, свита эскандалоса	2774	39,0	0,913	1,38	То же	5,9	Нет	данных
Ориноковский НГБ									
Лас-Мерседес, 1942	Мел, свита гуавинита	1400—1630	5,0	0,848	0,62			Нет данных	
Руис, 1949	Миоцен — олигоцен, свита офи- сина	1357	6,6	0,863	0,97	2,2	4,2	111	Нет данных
Санта-Ана, 1936	Олигоцен, свита мерекуре	2313—2694	Нет данных	0,852	0,43	4,0	2,05	Нет данных	
Эль-Робле, 1939	Миоцен	1445	То же	0,784	0,15	—	Нет данных		
	Олигоцен, свита мерекуре	2987	29,3	0,766	0,08	—	0,76	Нет данных	
Санта-Роса, 1941	Олигоцен — миоцен, свита офи- сина	2267	2,7	0,836	0,09	Нет данных	0,02	То же	
Гуарио, 1939	Миоцен — олигоцен, свита офи- сина	1286—2746	1,7	0,806	0,13	То же	1,15	»	
Сап-Хоакин, 1939	Миоцен — олигоцен, свита офи- сина	3100	3,0	0,815	0,14	»	0,8	»	
	Олигоцен, свита мерекуре	1160—2000	3,1	0,830	0,22	Нет данных		2,4	32,0
Чимире, 1948—1952	Миоцен — олигоцен, свита офи- сина	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	

Офисина, 1937	Миоцен — олигоцен, свита офи- сина, горизонт Р	1450	8,6	0,875	0,77	1,1	4,9	54	8
	горизонт С	1000	Нет данных	0,896	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	Миоцен — олигоцен, свита офи- сина	1723	55,4	0,920	1,85	»	5,3	То же	
		3050	3,4	0,834	0,5	0,7	2,4	»	
Мата, 1954	Миоцен — олигоцен, свита офи- сина	2745—3812	52,8	0,926	1,59	Нет данных	5,4	130	25
	Олигоцен, свита мерекуре		6,2	0,808	0,60	То же	3,1	21	5
Леона, 1938	Олигоцен — миоцен, свита офи- сина, горизонт G	1958—2007	182,3	0,892	1,26	5,0	7,35	Нет данных	
Дасьон, 1957	Миоцен — олигоцен, свита офи- сина	2043	171,8	0,922	1,77	5,7	9,4	133	29
Мулата	Миоцен — олигоцен	1140—2160	Нет данных	0,858	0,6	0,4	2,1	Нет данных	
Кирикоре, 1928	Миоцен — плиоцен	2135—2196	93,2	0,951	1,33	1,0	4,5	102	18
		2550	85,1	0,935	0,94	Нет данных		31,3	59
Педерналес, 1933	Миоцен, свита ла-пика	1630	Нет данных	0,939	2,86	5,6	9,6	Нет данных	
Пилон, 1937	Миоцен — олигоцен	1021—1097	1320	0,973	2,11	Нет данных	7,3	181	72

Примечания. 1. Мара: силикагелевые смолы — 9,1% на глубине 2621 м. 2. Боскан: парафины — 1,3%, силикагелевые смолы 29,4%. 3. Тарра: G=786 м³/т. 4. Санта-Ана: p_{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. Гуарио: парафины — 13,9%. 7. Офисина: горизонт Р — p_{пл}=14,8 МПа, t_{пл}=83,3° С, G=665 м³/т, силикагелевые смолы — 3,9%; горизонт С — p_{пл}=10,2 МПа, t_{пл}=66,7° С, G=340 м³/т; горизонт L₁ — p_{пл}=13,0 МПа, t_{пл}=76,7° С, G=750 м³/т; 8. Гуара: p_{пл}=18,3 МПа, t_{пл}=87,8° С на глубине 1723. 9. Леона: p_{пл}=20,0 МПа, t_{пл}=93,9° С, G=460 м³/т. 10. Мулата: парафины — 4,4%, силикагелевые смолы — 7,0%.

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	
Мара; 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	
Лагунильяс; миоцен эоцен	3,7	0,711	6,5	0,789	11,9	0,854	10,4	0,900	3,1	0,920	63,8	0,998	
	4,5	Нет данных	5,7	Нет данных	6,8	Нет данных	16,3	Нет данных	16,0	Нет данных	47,0	Нет данных	
Эль-Мене-де-Мауроа; олигоцен, свита 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-Пинтадо; 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	
Синко; мел, свита эскандалоса	3,7	0,686	13,1	0,767	16,1	0,840	11,3	0,885	13,9	0,914	39,9	1,026	
Ориноцкий НГБ													
Руис; миоцен — олигоцен, свита офисина	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 офисина	3,0	0,715	31,0	0,790	32,6	0,844	13,8	0,863	12,3	0,870	7,0	0,928	
Гуарио; миоцен — олигоцен, свита офисина	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 офисина	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	
Чмире; миоцен — олигоцен, свита офисина	4,5	0,705	18,2	0,781	20,5	0,846	12,2	0,884	12,7	0,906	31,2	0,998	
	20,7	Нет данных	10,0	Нет данных	17,3	Нет данных	17,2	Нет данных	12,4	Нет данных	17,0	Нет данных	
Офисина; 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 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}
Оффисина; свита оффисина; горизонт Р горизонт С	15,5	Нет данных	8,6	Нет данных	14,0	0,811	14,1	Нет данных	10,2	Нет данных	36,5	Нет данных
горизонт L ₁	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 оффисина	4,0 27,4	0,691 Нет данных	13,8 12,6	0,774 Нет данных	16,9 19,6	0,843 Нет данных	11,3 12,9	0,896 Нет данных	11,6 9,5	0,915 Нет данных	42,0 14,0	1,034 Нет данных
Мата; миоцен — олигоцен, свита оффисина	3,4	0,671	10,9	0,775	17,0	0,855	10,1	0,896	14,8	0,923	43,0	1,023
олигоцен, свита мерекуре	6,2	0,645	18,1	0,785	23,1	0,847	14,5	0,898	6,3	0,910	28,6	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
Леона; олигоцен — миоцен, свита оффисина, горизонт G	13,5	То же	9,3	То же	15,7	0,808	16,5	То же	17,8	То же	27,0	То же
Мерей; миоцен — олигоцен, свита оффисина; олигоцен, свита мерекуре	—	—	1,9	0,767	13,8	0,862	12,7	0,914	4,9	0,933	65,5	1,024
Дасьон; миоцен — олигоцен, свита оффисина	7,9	Нет данных	5,2	Нет данных	13,4	0,804	13,6	Нет данных	19,1	Нет данных	40,3	Нет данных
Кирикоре; миоцен — плиоцен	1,0 3,0	То же »	3,6 8,3	То же »	16,7 21,0	0,841 0,845	22,2 21,2	То же »	20,2 19,8	То же »	35,0 26,0	То же »
Педерналес; миоцен свита лапика	8,2	»	7,3	»	12,4	»	10,6	»	17,0	»	44,0	»
Пилон; миоцен — олигоцен	—	—	1,9	0,801	15,5	0,867	12,3	0,919	10,8	0,943	58,4	1,022

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 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
Маракаибский НГБ														
Ла-Консепсьон, 1925—1953 Кумаребо, 1931	Эоцен, свита консепсьон	P	960—2400	Нет данных	70,9	8,2	6,2		3,7			—	2,8	
	Плиоцен, свита сокорро	P	123—845	То же	63,89	9,49	12,41	3,32	5,48	2,4	1,14	1,87	—	—
Ориноковский НГБ														
Пунсон	Олигоцен, свита ла-паскуа	C	200	Нет данных	85,4	2,88	1,35	0,33	0,51	0,19	0,14	0,28	0,12	3,8
Гуавинита	Олигоцен, свита ла-паскуа	ГШ	900—915	82	87,42	2,66	1,65	0,37	0,73	0,29	0,27	0,63	0,48	5,5
Паласио	Олигоцен, свита роблесито	ГШ	915—1030	77	87,6	3,73	1,77	0,6	0,94	0,43	0,34	0,81	2,76	1,0
Лас-Мерседес, 1942	Олигоцен, свита чагуарамас	ГШ	600—640	99	99,59	0,09	—	—	—	—	—	—	0,12	0,2
	свита ла-паскуа	P	1200—1230	93	83,8	3,56	1,93	0,47	0,91	0,30	0,35	0,59	0,4	7,6
Санта-Ана, 1936	Миоцен — олигоцен, свита офисина	ГШ	1250—1270	94	88,17	1,55	0,90	0,15	0,57	0,22	0,30	0,64	1,9	5,6
		ГШ	1960—2313	88	69,21	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	—	14,62

Групповой углеводородный состав нефтей месторождений Венесуэлы (об. %)

Месторождение; возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	н. к. — 200° С			200—350° С		
	Метано- вые	Нафто- новые	Аромати- ческие	Выход	Метано- вые+наф- теновые	Аромати- ческие
НГБ Баринас-Апуре						
Сильвестре; эоцен, свита гобернадор	55	37	8	24,1	73	27
Синко; эоцен, свита эскандалоса	53	39	8	20,7	75	25
Ориноковский НГБ						
Чимире; миоцен — олигоцен, свита офисина	41	45	14	26,7	76	24
Офисина; миоцен — олигоцен, свита офисина, горизонт Р	54	31	15	26,8	73	27
Гуара; миоцен — олигоцен, свита офисина	51	28	21	21,1	73	27
Мата; миоцен — олигоцен, свита офисина	57	27	16	22,4	75	25
Мата; миоцен — олигоцен, свита мерекуре	53	32	15	21,9	74	26
Мерей; миоцен — олигоцен, свита мерекуре	56	24	20	29,6	70	30
Мерей; миоцен — олигоцен, свита офисина; олигоцен, свита мерекуре	84	—	16	19,9	75	25
Дасьон; миоцен — олигоцен, свита офисина	49	39	12	24,9	76	24

НГБ Токуйо-Бонайре

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-Акоста (открыто в 1927 г.) продуктивны песчаники олигоцена (4 продуктивных горизонта свиты сан-лоренсо на глубине 100—650 м). Плотность нефти 0,802 — 0,869.

Фракционный состав ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{С}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.—200}}{53}$; $\frac{200—300}{33,45}$; $\frac{\text{остаток } > 300}{13,55}$.

КОЛУМБИЯ

Нефтегазоносные бассейны: Нижней Магдалены, Верхней и Средней Магдалены, Маракаибский, 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 Дифисиль (свита дифисиль, глубина 1700—1777 м) н. к. — 200° С (об. %):

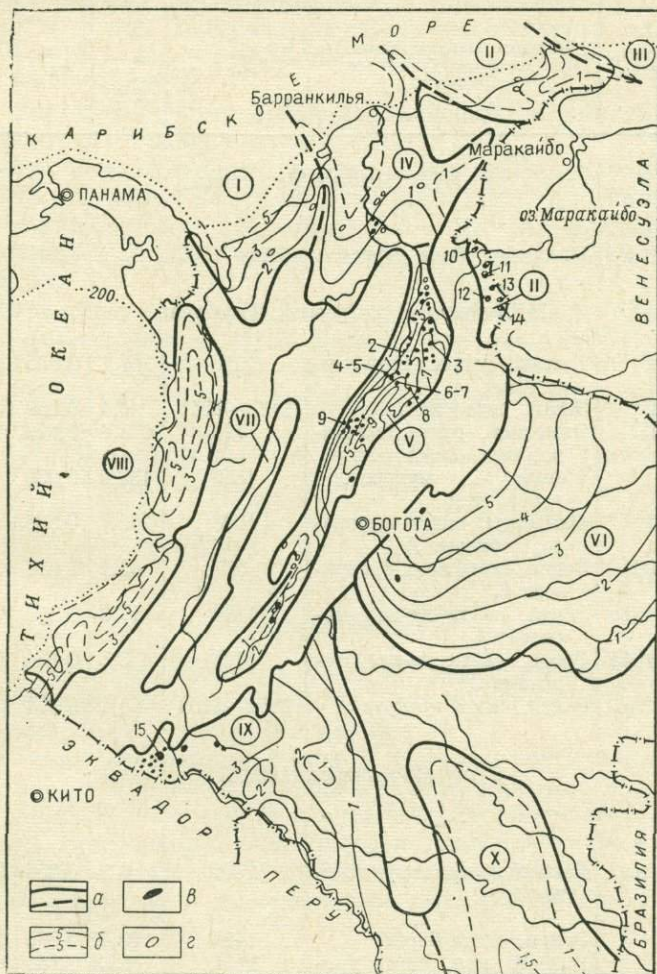


Рис. 9.6. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Колумбии

a — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые: I — Боливарского НГБ, II — Маракайбского НГБ, III — Западно-Парагуанского ВНГБ, IV — НГБ Нижней Магдалены, V — НГБ Верхней и Средней Магдалены, VI — НГБ Баринас-Апуре, VII — ВНГБ Каука, VIII — ВНГБ Аtrato, IX — Верхнеамазонского НГБ, X — Среднеамазонского НГБ; *б* — изопакиты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: 1 — нефти, 2 — газа (1 — Дифисиль, 2 — Кантагальо, 3 — Пайоа, 4 — Касабе, 5 — Галан, 6 — Ла-Сира, 7 — Инфантас, 8 — Колорадо, 9 — Веласкес, 10 — Пуэрто-Барко, 11 — Тибу, 12 — Петролеа, 13 — Карбонера, 14 — Рио-Сулия, 15 — Орито)

метановые — 67, нафтеновые — 18, ароматические — 15. Во фракции 200—350° С содержание метановых и нафтеновых углеводородов 77, ароматических — 23 об. %.

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Колумбии

Месторождение, год открытия	Возраст, наименование и индекс продуктивного горизонта	Глубина за- легания, м	η (37,8° С), сПз	ρ_4^{20}	Сера, вес. %	Кокс, вес. %
НГБ Нижней Магдалены						
Дифисиль, 1948	Олигоцен, свита дифисиль	1700—1777	2,1	0,817	0,16	0,3
НГБ Верхней и Средней Магдалены						
Кантагальо, 1943	Поздний эоцен, свита кан- тагальо	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
Касабе, 1945	Олигоцен, свита колора- до, 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 колора- до, горизонт А	1098	242	0,936	1,11	8,4
Ла-Сира, 1926	Эоцен, свита ла-пас, гори- зонт С	977	43,1	0,908	0,96	6,4
Инфантас, 1918	Эоцен, свита ла-пас, го- ризонт С	1280	17,2	0,879	0,88	5,6
Колорадо, 1945	Эоцен, свита ла-пас, го- ризонт 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
Маракаибский НГБ						
Пуэрто-Барко, 1957	Ранний мел, свита урибан- те	2500	8,2	0,856	0,89	Нет дан- ных
Тибу, 1941	Эоцен, свита барко	1481	10,4	0,865	1,03	4,9
	Ранний мел, свита ури- банте	2551	1,73	0,788	0,12	0,3
Петролеа, 1933	Ранний мел, свита ури- банте	369	2,0	0,792	0,12	0,2
Карбонера, 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 дан- ных

Примечание. Содержание V и Ni (10^{-6} ч/млн.): Тибу—60 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 олигоценового 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, нефтяные — 25 и ароматические — 10. Во фракции 200—350° С метановых и нефтяных углеводородов — 80, ароматических — 20 об. %.

Групповой углеводородный состав нефти месторождения Веласкес (свита гуадуас, глубина 2154—2163 м): н. к. — 200° С (об. %): метановые — 50, нефтяные — 40, ароматические — 10. Во фракции 200—350° С метановых и нефтяных 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.

Маракаибский 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; нефтяные — 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. 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. %	$\rho_{\frac{20}{4}}$
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												
Кантагальо; поздний эо- цен, свита кантагальо	6,7	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, свиты 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—0,936	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-Сира; 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	4,5	0,684	9,0	0,767	18,4	0,840	13,7	0,884	15,6	0,912	40,2 ($< 500^{\circ} \text{C}$)	0,988
Маракаибский НГБ												
Пуэрто-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
Тибу; 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
Верхнеамазонский 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

НГБ Баринас-Апуре

Открыто два мелких нефтяных месторождения (Гуавио и Кастилья). Продуктивны отложения мелового возраста на глубинах 2200—2800 м.

Боливарский НГБ

Открыто 2 газовых месторождения с продуктивными отложениями в эоцене 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 НГБ

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.

НГБ Гуаякиль-Прогрессо

Открыто 34 нефтяных месторождения, из них 2 (Лобитос и Умбольт) относятся к категории средних, остальные мелкие. Продуктивны песчаные горизонты эоцена на глубинах до 2287 м.

Нефти как правило легкие, малосернистые. На месторождении Лобитос (открыто в 1902 г.) на глубине 1350 м (эоцен) плотность нефти 0,841; содержание серы 0,12%, вязкость 39 сПз 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 $\left(\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}; \rho_4^{20}} \right)$: н. к.—100; $\frac{100-200}{12,6; 0,820}$;

$\frac{200-300}{16-20; 0,850}$; $\frac{300-500}{40-42; 0,885}$.

НГБ 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 Агуайта (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.

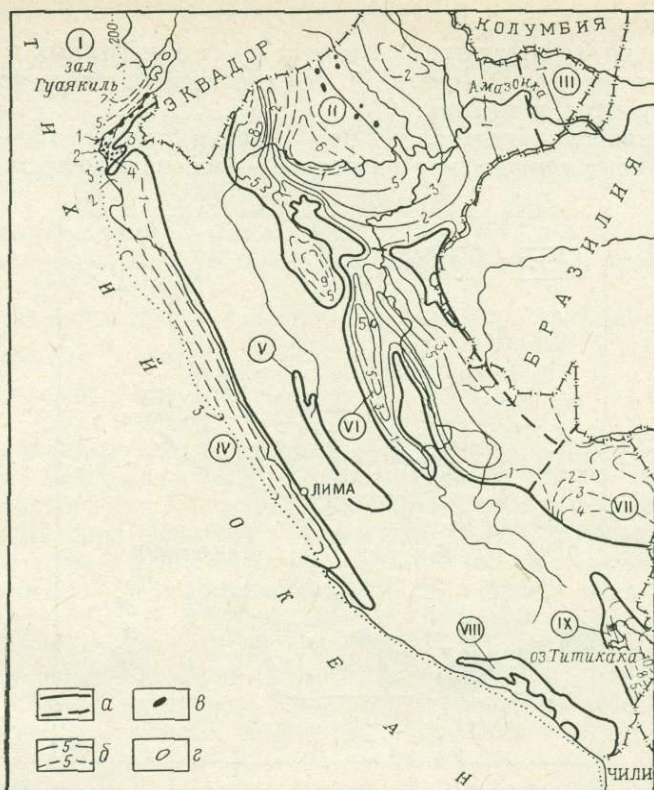


Рис. 9.7. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Перу

а — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые; I — НГБ Гуаякиль-Прогрессо, II — Верхнеамазонского НГБ, III — Среднеамазонского НГБ, IV — Притихоокеанского НГБ, V — ВНГБ Мантаро, VI — НГБ Укаяли, VII — ВНГБ Мадре-де-Диос, VIII — ВНГБ Макагуа, IX — НГБ Альтиплано; б — изопахиты осадочного чехла в км установленные и предполагаемые; месторождения: в — нефти, г — газа (1 — Умбольт, 2 — Лобитос, 3 — Ла-Бреа, 4 — Паринас, 5 — Агуайтия)

Притихоокеанский НГБ

Открыто 2 нефтяных месторождения. Продуктивны отложения зоцена на глубине 2000—2500 м.

НГБ Альтиплано

Известно одно мелкое нефтяное месторождение Пирин. Продуктивны известняки мелового возраста (свита моо) на глубине 320 м.

ТРИНИДАД И ТОБАГО

Нефтегазоносные бассейны: Оринокский, Шельфа Маргариты. Количество месторождений: нефтяных — 37, газовых — 3, газонефтяных и нефтегазовых — 4.

Ориноковский НГБ

Выявлено 37 нефтяных, 2 газовых и 4 газонефтяных и нефтегазовых месторождений (рис. 9.8). Месторождения относятся к категориям средних и мелких.

Основная продуктивная толща — миоцен (глубина 150—5000 м). Продуктивные горизонты в олигоцене — эоцене и мелу имеют под-

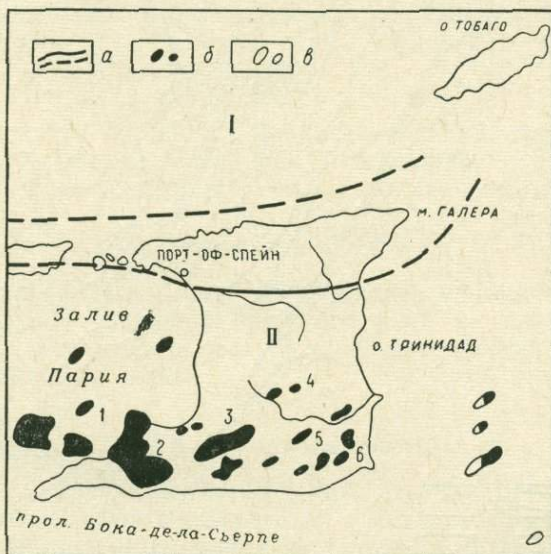


Рис. 9.8. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Тринидада и Тобаго

а — границы НГБ установленные и предполагаемые; *I* — Шельфа Маргариты, *II* — Ориноковского; месторождения: *1* — нефти, *2* — газа (*1* — Брайтон, *2* — Файзабад, *3* — Баррампоре; *4* — Табакит, *5* — Лизард-Спрингс, *6* — Гуаягуальре)

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):

н. к.—100	100—200	200—300	300—375	остаток
1,0	15,0	25,0	24,0	35,0

(выход, об. %)

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 миоцена 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.) продуктивны 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} + высшие — 0,25.

На месторождении Табакит (открыто в 1911 г.) продуктивны 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 Гуаягуаяре (открыто в 1903 г.) продуктивны 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} + высшие — 0,91.

На месторождении Брайтон (открыто в 1908 г.) продуктивны 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 + + высшие — 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} + высшие — 0,9.

НГБ Шельфа Маргариты

Известно одно газовое месторождение. Продуктивны песчаники олигоцена на глубине около 200 м. Месторождение не разрабатывается.

ЧИЛИ

Нефтегазоносные бассейны: Магелланов, Лебу-Арауко, Продольной Долины.

Количество месторождений: нефтяных — 23, газовых — 13, газонефтяных и нефтегазовых — 14.

НГБ Магелланов

Открыто 23 нефтяных, 10 газовых и 14 газонефтяных и нефтегазовых месторождений (см. рис. 9.2). Основной продуктивный горизонт — песчаники нижнего мела (свиты 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 агуафреска) являются газоносными на глубине 1670—3280 м.

Нефть месторождения Манантиалес (открыто в 1945 г.; свита спрингхилл, глубина 2240—2320 м) характеризуется плотностью 0,821; содержание серы 0,05, кокса — 0,4%. Фракционный состав нефти ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, вес. \%}}$): $\frac{\text{н. к.} - 100}{17,3}$; $\frac{100 - 200}{12,9}$; $\frac{200 - 300}{20,5}$; $\frac{300 - 375}{23,3}$; $\frac{375 - 435}{20,5}$.

Характерной особенностью нефтей Магелланова НГБ являются низкая сернистость.

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 палеогеновым 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. Нефтеносны меловые (свита санта-элена), эоценовые (свита сокорро) и палеоценовые (свита асукар) отложения. Глубина залегания продуктивных отложений 150—3020 м.

На месторождении Санта-Элена нефть характеризуется плотностью 0,827; содержание серы 0,05%. Фракционный состав нефти ($\frac{\text{фракция, } ^\circ\text{C}}{\text{выход, об. \%}}$): $\frac{\text{н. к.} - 100}{25,5}$; $\frac{100 - 200}{15,5}$; $\frac{200 - 300}{20,5}$; $\frac{300 - 375}{23,3}$; $\frac{375 - 435}{20,5}$.

Групповой углеводородный состав: фракции н. к. — 200°С (об. %): метановые — 52, нафтеновые — 43, ароматические — 5; фракции 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.

Верхнеамазонский НГБ

Открыто 24 нефтяных и 1 газонефтяное месторождения. Месторождения средние и мелкие, лишь нефтяное месторождение Шушуйфинди относится к категории крупнейших. Продуктивны песчаники

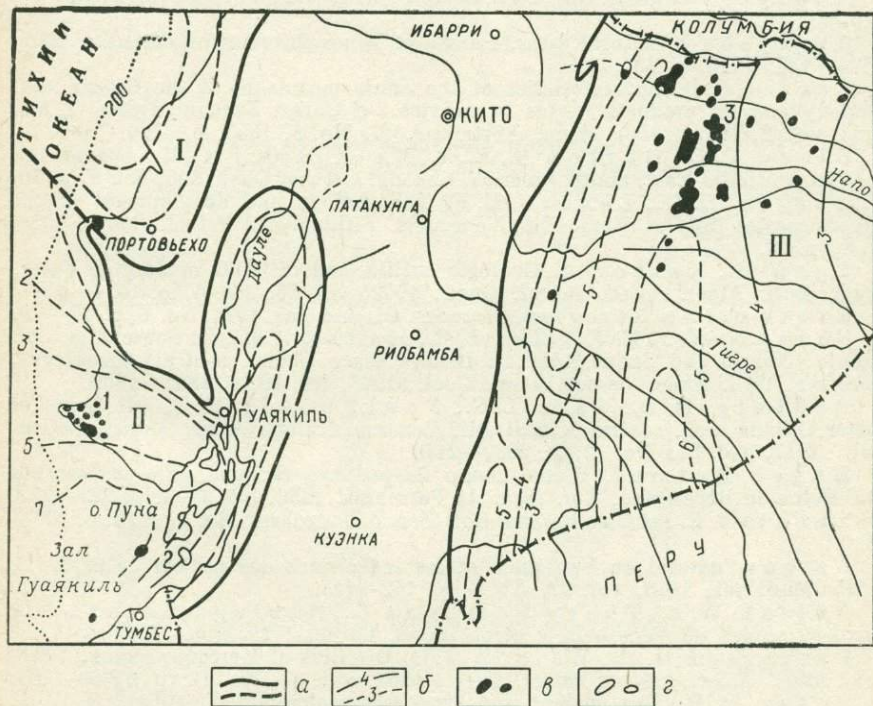


Рис. 9.9. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений Эквадора

а — границы НГБ и ВНГБ установленные и предполагаемые: I — ВНГБ Аtrato, II — НГБ Гуаякиль-Прогрессо, III — Верхнеамазонского НГБ; *б* — изопохиты 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 $57 \text{ м}^3/\text{т}$. Групповой углеводородный состав фракции н. к. — 200°C (об. %): метановые — 13,6, нафтендовые — 61,2, ароматические — 25,2.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

к разделу «Южная Америка»

Жоан-Итало-Чиньоне, Джеральдо-де-Андрате. 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.

Análise de alguns petroleos brasileiros baseados no método de Rotina Bureau of Mines. Bol. técn. da Petrobras, 1959, No. 3, p. 196—205.

Análises de gases. Bul. Tecn. de Y. P. E. Boliviano, 1969, vol. 5, No. 3—4, p. 40.

Análises 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., a Me Kinney 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., Sass L. C., Hedberg H. D. Sante Ana, San Joaquin, Guarario and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), central Anzoategui, Venezuela. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1948, No. 10, p. 1851—1909.

Hedberg H. D., Sass 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 an Venezuela et les indécisions 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. J. 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 Taquipe (Tq-3-BA). Bol. técn. da Petrobras, 1962, vol. 5, No. 4, p. 135—149.

10. Приложения

Таблица 10.1

Метод разгонки нефтей, принятый в США
(Distillation of Bureau of Mines Routine Method)

№ 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

Дистиллатные 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 фракций в зарубежных публикациях	Температурные интервалы отбора фракций 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 (стадия 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°	
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 °АНИ в ρ_4^{20}

ρ_4^{20}	°АНИ	ρ_4^{20}	°АНИ	ρ_4^{20}	°АНИ
1,000	9,54	0,890	26,82	0,790	46,65
0,990	10,95	0,880	28,59	0,780	48,92

$\rho_{\frac{20}{4}}^{20}$	°АНИ	$\rho_{\frac{20}{4}}^{20}$	°АНИ	$\rho_{\frac{20}{4}}^{20}$	°АНИ
0,980	12,34	0,870	30,43	0,770	51,23
0,970	14,08	0,860	32,28	0,760	53,60
0,960	15,37	0,850	34,20	0,750	56,06
0,950	16,91	0,840	36,15	0,740	58,55
0,940	18,49	0,830	38,16	0,730	61,14
0,930	19,96	0,820	40,20	0,720	63,78
0,920	21,70	0,810	42,29	0,710	66,48
0,910	23,36	0,800	44,47	0,700	69,30
0,900	25,08				

Примечание. АНИ—Американский нефтяной институт (API—American Petroleum Institute).

Таблица 10.5

Перевод °F (t) в °C (t')

$$\text{Формула перевода: } t' = \frac{t - 32}{1.8}$$

°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	190,6
-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	$\nu = 0,226T - 195/T$
	>100 с	$\nu = 0,22T - 1,35/T$
Вискозиметр Сейболта «Фу-рол» (SF)	25—40 с	$\nu = 2,24T - 184/T$
	>40 с	$\nu = 2,16T - 60/T$
Вискозиметр Редвуда № 1 (стандартный или торговый) (RS)	34—100 с	$\nu = 0,26T - 179/T$
	>100 с	$\nu = 0,247T - 50/T$
Вискозиметр Редвуда № 2 (адмиралтейский) (RA)	32,5—90 с	$\nu = 2,458T - 100/T$
	>90 с	$\nu = 2,447T$
Вискозиметр Энглера (E, Э)	1,35—3,2° E	$\nu = 8E - 8,64/E$
	>3,2° E	$\nu = 7,6E - 4/E$

Примечание. ν —кинематическая вязкость, сСт; T—время, с; E—вязкость, °E.

Пересчет условной вязкости в кинематическую вязкость (сантистоксы)

Кинематическая вязкость, сСт	Условная вязкость					Градусы Энглера °Е
	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	5,36
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. Ротенфельд)	21
Греция (Л. А. Файнгерш)	28
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. Голенкова)	118
Бахрейн	118
Катар	118
Кувейт	124

	Стр.
Объединенные Арабские Эмираты	125
Израиль	125
Ирак	126
Иран	132
Оман	132
Саудовская Аравия	138
Сирия	138
Турция	143
Список литературы к разделу «Ближний и Средний Восток»	144
4. ЮЖНАЯ АЗИЯ	145
Афганистан (Ю. П. Чепов)	145
Бангладеш (Л. П. Кондакова)	145
Индия (С. Н. Калинин, Л. П. Кондакова)	146
Пакистан (Л. П. Кондакова)	150
Список литературы к разделу «Южная Азия»	161
5. ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК	162
Китай (М. Н. Афонский)	162
Тайвань (Ю. Г. Зорина)	167
Монголия (А. Г. Волох)	169
Япония (Ю. Г. Зорина)	169
Список литературы к разделу «Центральная Азия и Дальний Восток»	175
6. ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ	176
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
Канада (Н. С. Толстой)	203
Куба (М. Принсипе 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. Кицис, 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/X 1976 г. Подп.
в печать 31/III 1977 г. Т-02734. Формат
60 × 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», 103633, Москва,
К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.

196006, Ленинград, Московский пр., 91.

1 р. 24 к.

2083

НЕДРА