А.А.Геодекян, А.Забанбарк

ГЕОЛОГИЯ И РАЗМЕЩЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В МИРОВОМ ОКЕАНЕ



·Наука·

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
ИНСТИТУТ ОКЕАНОЛОГИИ им. П.П. ШИРШОВА

А.А.Геодекян, А.Забанбарк

ГЕОЛОГИЯ И РАЗМЕЩЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В МИРОВОМ ОКЕАНЕ

55545

Ответственный редактор
доктор геолого-минералогических наук
Ю.П. ГАТТЕНБЕРГЕР

МОСКВА
"НАУКА"
1985

Геологических Наук АН Арм.ССР
Библиотека

УДК 551.24 : 553.98

Геодекян А.А., Забанбарк А. **Геология и размещение нефтегазовых ресурсов в Мировом океане.** М.: Наука, 1985. 192 с.

Освещены история развития и современное состояние поисков, добычи и запасов нефти и газа на акваториях мира. Подробно разбирается нефтегазоносность недр Атлантического, Индийского, Тихого и Северного Ледовитого (Северо-Американского континента) океанов и Средиземного моря.

На основании анализа геологических, геофизических и геохимических условий недр Мирового океана выявлен ряд закономерностей, связанных с распределением запасов нефти и газа в разрезе фанерозоя, с размещением нефтегазовых ресурсов в литологически разнотипных осадках и с выявлением нефтепроизводящих толщ. Рассматриваются перспективы нефтегазоносности не только на континентальных шельфах, но и на континентальных склонах Мирового океана.

Табл. 34, ил. 60, библиогр. 295 назв.

Рецензенты:

А.А. Аксенов, В.С. Мелик-Пашаев

Г $\frac{1904050000\text{-}569}{042\,(02)\text{-}85}$ 157-85–IV

© Издательство "Наука", 1985 г.

ВВЕДЕНИЕ

Во второй половине XX в. началось серьезное изучение ресурсов Мирового океана. К числу наиболее острых проблем, стоящих перед человечеством, следует отнести все возрастающий дефицит полезных ископаемых. Между тем Мировой океан богат многими ценными металлами, минералами, его недра содержат нефть и газ.

Площадь осадочно-породных бассейнов акваторий составляет около 55 млн. км^2, т.е. она сопоставима с площадью мощных осадочных бассейнов континента. В морских осадочных бассейнах открыто около 1700 месторождений нефти, газа и газоконденсата, извлекаемые запасы которых оценены в 80–90 млрд. т нефти и 40–50 трлн. м^3 газа [4]. К 1983 г. поисково-разведочные работы на нефть и газ на акватории вели более 125 стран, а добычу этих полезных ископаемых производили 43 страны. Поиски, разведка и разработка месторождений проводятся при глубинах моря от первых десятков метров до 600 м и более, при удалении от побережья до 500 км. Однако бóльшая часть скважин бурится при глубине моря 150–300 м. Разрабатываются проекты бурения скважин и их эксплуатации на глубинах до 1500–3080 м [6, 7].

В настоящей монографии обобщены результаты исследований континентальных окраин Атлантического, Индийского, Тихого и Северного Ледовитого океанов и Средиземного моря. На основании анализа фактического материала в названных акваториях выявлен ряд закономерностей, связанных с размещением нефтегазовых ресурсов в недрах Мирового океана.

Рассмотрены перспективы нефтегазоносности континентального шельфа, склона, подножия и абиссальной равнины.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МИРОВОГО ОКЕАНА

Перспектива энергетического голода, а также насущные потребности многих стран в горючих ископаемых обусловили резкую активизацию поисково-разведочных работ на нефть и газ на акваториях морей и океанов.

Мировой океан, занимающий более 3/4 поверхности земного шара (~ 71%), представляет собой огромную кладовую нефти и газа, хранящихся под его дном. Из общей площади акваторий, составляющей 232 млн км^2, около 16 млн. км^2 оцениваются как перспективные для поисков месторождений нефти и газа.

Добыча нефти из глубин моря началась еще в 1824 г. в районе г. Баку. На расстоянии 20–30 м от берега были сооружены изолированные от воды колодцы, в которых добывалась нефть. Добыча морской нефти из специально пробуренных скважин впервые была осуществлена в 1888 г. в Японии вблизи г. Идзумосаки. В США на калифорнийском побережье нефть добывалась с помощью наклонных скважин, пробуренных с берега или со специальных пирсов; уже к 1906 г. было пробурено 412 скважин с забоями, удаленными от берега до 230 м [1]. В 1911 г. пробурена скважина со свайного основания, построенного в заболоченной части побережья Мексиканского залива. Первая морская скважина пройдена здесь в 1933 г. с баржи при глубине воды 3,7 м, на расстоянии 91 м от берега, в 1937 г. пробурена вторая скважина на расстоянии 2 км от берега.

В 1948 г. в районе Апшеронского полуострова введено в разработку морское месторождение Гюргяны-море, а в 1951 г. – месторождение Нефтяные Камни, открытое в 1949 г. С 30-х годов и до начала 50-х годов поисково-разведочными и геофизическими исследованиями охватываются акватории Венесуэлы, залива Кука, Западной Африки, Средиземного и Северного морей, Индонезии, Персидского залива и т.д. (рис. 1. табл. 1).

В последние годы проводятся морские буровые работы на больших глубинах дна и в неблагоприятной физико-географической обстановке: в арктических районах с мощным паковым льдом (море Бофорта, залив Кука, Аляска) в районах распространения движущегося льда, в районах развития айсбергов Гренландии, ураганных штормовых волн высотой более 20 м у берегов Ирландии, в глубоководных районах с глубиной дна 1500 м на атлантической акватории Канады, в акватории Таиланда, где скорость течений достигает 4,7–7,2 км/ч, в Северном море, где скорость ураганных ветров достигает 180 км/ч [5]. К числу необычайных природных явлений, с которыми пришлось столкнуться при бурении подводных скважин, относятся так называемые внутренние волны амплитудой до 60 м, сопровождающиеся течениями скоростью до 4,7–7,2 км/ч, с мощным слоем насыщенных взвешенным илом придонных вод [6]. К настоящему вре-

мени пробурено 200 тыс. поисково-разведочных скважин при глубинах дна 180–1340 м, а современное оборудование и технология бурения позволяют бурить на глубинах до 2500 м. Если первые поисково-разведочные скважины бурились в районах континентального шельфа (до изобаты 200 м), а затем в районах континентального склона (200–1070 м), то теперь их бурение развертывается в районах континентального подножия (1070–2450 м).

Последние 15 лет были временем бурного развития морских поисково-разведочных работ, результаты которого превзошли все прогнозы и были весьма существенными. Значительные запасы нефти и газа установлены на всех материковых окраинах, кроме Антарктиды. Примерно 20% разведанных мировых запасов и 55% неоткрытых запасов нефти и газа приходится в настоящее время на акватории. Морскими поисково-разведочными, а также промышленно-эксплуатационными работами охвачено до 80% шельфовых площадей мира. Современная география распределения нефтегазовых ресурсов на шельфе Мирового океана очень неравномерна и отражает основополагающие геологические предпосылки, а также текущее состояние изученности различных акваторий. Так, примерно 94% запасов нефти и 78% запасов газа размещены в широтном поясе между 30° с.ш. и 10° ю.ш. [2].

Однако наиболее слабой изученностью выделяются недра Арктического шельфа. В настоящее время в арктических районах Северо-Американского континента ведутся поисково-разведочные работы, в результате чего открыто более 20 месторождений нефти и газа, запасы которых оценены очень высоко.

Примечательно, что все новые страны становятся нефтедобывающими. К ним можно отнести и Берег Слоновой Кости. За последние 5 лет на акваториях этой страны открыто два крупных нефтяных месторождения: Белир с суточным дебитом 1500–4000 т и Эспуар – 800–997 т. Запасы этих месторождений оцениваются в 200–350 млн. т [3, 4].

На рис. 2 четко видны ежегодный вклад некоторых стран в добычу нефти из морских недр, время вступления той или иной страны в группу морских нефтедобывающих стран, а также тенденция увеличения с каждым годом добычи "морской" нефти в этих странах.

Параллельно с постоянным увеличением в мировой добыче доли нефти и газа морских месторождений (1966 г. – 11%, 1978 г. – 18%, 1982 г. – 23%, прогноз на 1990 г. – 31,5%), усиливается внимание к глубоководным областям морей и океанов. Установлено, что при соответствующем упрочении бурильной колонны возможно бурение в зонах с глубинами 300–400 м с закрепленных якорями буровых судов, а в зонах с глубинами 1500–3048 м – с судов с динамической стабилизацией [6]. Гораздо сложнее проблема глубоководной добычи. Основные трудности связаны с недостаточной надежностью устьевого оборудования, техникой соединения эксплуатационной колонны с подводной системой сбора, с выбором характеристик эксплуатационной платформы. В частности, использование платформы с динамической стабилизацией при очень большой глубине воды сильно затруднит контроль и ремонт подводных устройств и делает почти невозможными работы в скважинах на кабеле.

Морское бурение обычно осуществляется несколькими скважинами с

СЕВЕРНЫЙ ЛЕДОВИТЫЙ ОКЕАН
АТЛАНТИЧЕСКИЙ ОКЕАН
ТИХИЙ ОКЕАН
ИНДИЙСКИЙ ОКЕАН
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX
X
XI
XII
XIII
XIV
XV
XVI
1-6
10-13
14
1
2
3
4
5
6
7
8
9

одной платформы. Маленькие платформы позволяют бурить около 12 скважин, большие – более 50 наклонно-направленных скважин. Типовыми являются буровые суда "Pelerin", "Pètrel", "Pèlican" и др. (рис. 3).

В связи с освоением все больших глубин моря благодаря развитию техники идет уточнение и открытие новых запасов углеводородов, а стало быть, увеличение добычи нефти и газа в Мировом океане (рис. 4). Построенный график показывает динамику ежегодного увеличения добычи нефти из морских недр. В 1982 г. в мире было добыто 670 млн. т "морской" нефти, что составило около 23% от общемировой добычи.

В разведке и разработке шельфов Мирового океана ведущее участие принимают преимущественно компании семи стран – США, Англии, Франции, ФРГ, Италии, Канады и Японии. В значительном объеме эти работы проводятся на шельфах других государств. Однако в настоящее время в связи с неуклонным ростом морской нефтегазовой индустрии почти все нефтедобывающие страны стали сами участвовать в работах по освоению собственных шельфов.

К 1983 г. извлекаемые запасы нефти и газа в недрах Мирового океана, по данным "Бритиш Петролеум", оцениваются соответственно около 80 млрд. т и 40–50 трлн.м^3, что составляет приблизительно половину мировых запасов нефти и до 2/3 запасов газа. Из этих запасов 68% сосредоточено на Ближнем и Среднем Востоке, 10% – в Северной и Центральной Америке, 5% – в Южной Америке, 6% – в Африке, 2,5% – в Северном море и 8,5% – в других районах.

Первоочередной объект для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ представляют собой континентальные шельфы. Здесь открыты супергигантские месторождения нефти и газа, извлекаемые запасы нефти которых исчисляются в 1 млрд т и более, газа в 1 трлн м^3 и более. К 1983 г. известно 14 супергигантских месторождений (табл. 2). За-

←

Рис. 1. **Оценка запасов нефти и газа и добыча нефти зарубежных морских месторождений на 1983 г.**

1–4 – нефтегазоносные районы, в которых насчитывается месторождений нефти и газа: *1* – от 1 до 5, *2* – от 5 до 10, *3* – от 10 до 20, *4* – 20 и более; *5* – супергигантское нефтяное месторождение (запасы 1 млрд т и более); *6* – группа супергигантских нефтяных месторождений; *7* – супергигантское газовое месторождение (запасы 1 трлн м^3 и более); *8* – группа супергигантских газовых месторождений; *9* – площади размещения запасов нефти и газа. Месторождения-супергиганты (арабские цифры): 1 – Лулу-Эсфандиар; 2 – Сафания; 3 – Манифа; 4 – Ферейдун-Марджан; 5 – Катиф; 6 – Махарах; 7 – Боливар; 8 – Прадхо-Бей; 9 – Эмерод; 10 – Норт-Дом; 11 – Канган; 12 – Парс; 13 – Структура W; 14 – Гронинген (Слохтерн). Прогнозные запасы: I – атлантической континентальной окраины США: нефти 2,77–3,04 млрд. т, газа 1,7–2,5 трлн. м^3; II – Мексиканского залива: нефти 6–6,7 млрд. т, газа 1,7–2,5 трлн. м^3; III – Карибского моря: нефти 9,6–13,7 млрд. т, газа 8,5 трлн. м^3; IV – акватории штата Калифорния, США: нефти 2 млрд. т.; V – залива Кука: нефти 8,7–9 млрд. т, газа 0,7–0,8 трлн. м^3; VI – арктического района США и Канады: нефти 14 млрд. т, газа 23 трлн. м^3; VII – Средиземного моря: нефти 3–3,5 млрд. т, газа 2–3 трлн. м^3. Извлекаемые запасы: VIII – акватории Бразилии: нефти 1–1,5 млрд. т; IX – акватории Эквадора и Колумбии: нефти 0,6–0,8 млрд. т; X – Гвинейского залива и западной континентальной окраины Африки: нефти 2 млрд. т; XI – Северного моря: нефти 3,5–3,8 млрд. т, газа 3–4 трлн. м^3 (прогнозные запасы: нефти 6–7 млрд. т, газа 8–9 трлн. м^3); XII – Бассова пролива: нефти – 0,3–0,45 млрд. т, газа 0,25–0,35 трлн. м^3; XIII – Южно-Китайского моря: нефти 1,5–3 млрд. т, газа 0,5–1,5 трлн. м^3; XIV – Японского моря: нефти 0,1–0,5 млрд. т; XV – Персидского залива: нефти 45–50 млрд. т, газа 10–14 трлн. м^3; XVI – Красного моря: нефти 0,4–0,8 млрд. т

Таблица 1

Добыча нефти на акваториях мира в 1960–1982 гг.

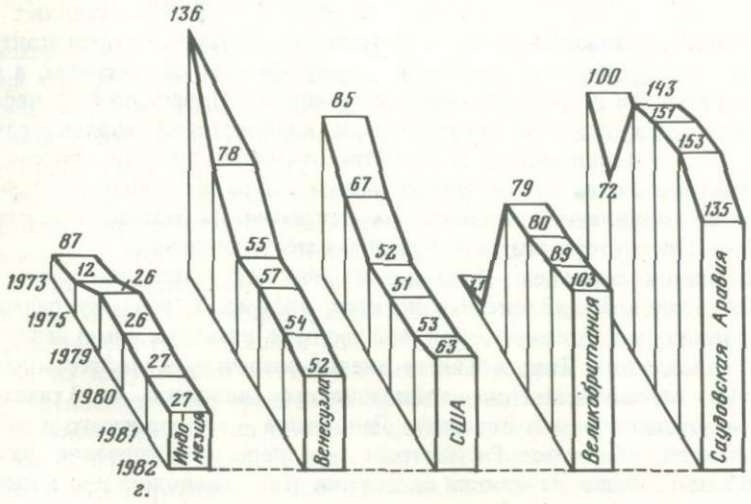
Регион, страна, район	Год начала добычи	Годовая добыча, млн. т		
		1960	1965	1970
Всего :	1891	106,6	192,5	379,9
США	1897	15,7	32,7	77,6
Мексика	1962	–	0,4	1,8
Колумбия	1981	–	–	–
Венесуэла	1924	80	108	143,9
Аргентина	1932	–	0,1	0,1
Тринидад и Тобаго	1959	1,3	2,3	3,9
Перу	1960	0	0,2	1,1
Бразилия	1961	–	0	0,5
Чили	1979	–	–	–
Эквадор	1975	–	–	–
Италия	1956	0,5	1,3	0,7
Норвегия	1971	–	–	–
Дания	1972	–	–	–
Испания	1973	–	–	–
Великобритания	1974	–	–	–
Греция	1981	–	–	–
Нидерланды	1974	–	–	–
Египет	1960	0	1,9	13,2
Габон	1963	–	0,1	1,4
Нигерия	1964	–	1,8	13,5
Ангола	1969	–	–	5
Конго	1972	–	–	–
Тунис	1973	–	–	–
Заир	1975	–	–	–
Камерун	1977	–	–	–
Гана	1978	–	–	–
Берег Слоновой Кости	1980	–	–	–
Бенин	1981	–	–	–
Саудовская Аравия	1957	9	23,9	48,9
Нейтральная Зона	1960	0	9,1	16,6
Иран	1962	–	3,4	16
Район Абу-Даби	1962	–	4,5	13
Район Дубай	1969	–	–	3,5
Район Шарджа	1974	–	–	–
Катар	1964	–	1,8	8,4
Израиль	1971	–	–	–
Япония	1891	0,1	0,2	0,1
Бруней	1964	–	0,8	4
Малайзия	1969	–	–	0,5
Индонезия	1969	–	–	0
Индия	1976	–	–	–
Филиппины	1979	–	–	–
Австралия	1969	–	–	6,2
Новая Зеландия	1979	–	–	–
Доля акваториальных районов, %		10,5	11,7	13,2

Годовая добыча, млн. т				
1975	1979	1980	1981	1982
422	603,8	648,1	680,1	670
66,8	52,4	51,3	52,5	62,6
2,3	4,8	35	60,2	80
–	–	–	0,1	0,2
77,8	54,7	57,3	54,4	52
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
8,7	8,5	8,5	7,8	7,1
1,4	1,4	1,5	1,3	1,4
1,6	2,8	3,6	4,9	7,5
–	0,3	1	1,5	2
–	0,7	0,7	0,7	0,7
0,6	0,7	0,8	1	0,7
9,3	18,2	24,4	23,5	24,5
0,2	0,4	0,3	0,8	1,7
2	1,1	1,5	1,2	1,5
1,1	79	80,4	89,2	103,4
–	–	–	0,2	0,2
1,1	1,5	1,6	1,55	1,9
5,5	22,1	20,1	29,3	30
8,7	9,8	8,9	5,7	7,1
19,2	26,6	28,5	22,3	22
7,3	5	5	4,6	4,1
1,8	2,6	2,6	3,1	4
2,3	2,4	2,2	1,7	1,6
0	1	1	1	1
–	1,4	2,8	4,3	5,5
–	0,2	0,2	0,1	0,1
–	–	0,1	0,4	0,8
–	–	–	–	0,02
72,3	143,9	150,9	152,7	135
16,1	20,3	20,7	13,7	14
21,1	9,9	7,4	7,2	15
22,4	28,9	29	26,9	22
12,7	17,7	17,5	18	18,4
1,9	0,6	0,5	0,5	0,5
12,7	13,4	11,8	9,4	8
4,1	1,7	–	–	–
0	0	0,1	0,1	0,1
6,8	9,5	9,7	6,3	8
5,4	13,4	13,2	12,3	13,2
11,9	26,2	25,7	27	26,1
0	3,8	6,7	7,5	12,7
–	1,2	0,5	0,3	0,6
17,9	19	16,3	17	17
–	0,1	0,1	0,2	0,3
15,7	18,5	21,1	23,6	24

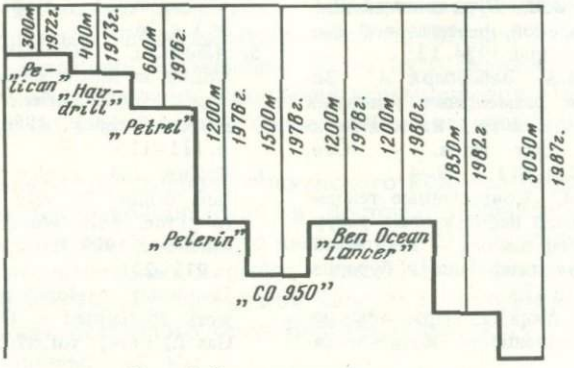
Таблица 2

Морские супергигантские месторождения нефти и газа

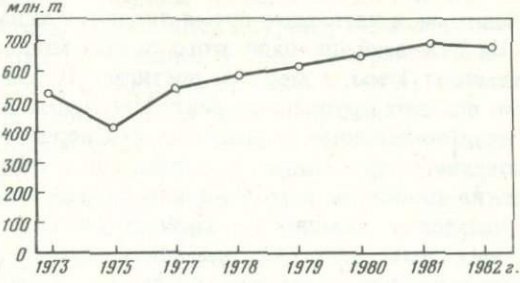
Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Тип коллектора	Извлекаемые запасы	
					нефти, млрд. т	газа, трлн. м³
Лулу-Эсфандиар	1966	2743	Нижний мел	Известняк	4–5	–
Сафания	1951	1370–3578	Нижний и верхний мел	Песчаник	3,5	–
Боливар	1917	671–4800	Миоцен, эоцен, верхний мел	”	3,1	–
Прадхо-Бей	1968	2028–3135	Нижний мел, юра, триас, пермь, карбон	Песчаник и известняк	2,7	–
Манифа	1957	2400–2870	Нижний мел, верхняя юра	Известняк	1,5	–
Ферейдун-Марджан	*1967*	*2040–3000*	*Нижний мел*	”	1,4	–
Махарах	1973	–	”	”	1,27	–
Катиф	1945	2100–2165	Верхняя юра	”	1,2	–
Эмерод	1969	550–600	Верхний мел	”	1	–
Норт-Дом	1975	3084–3440	Пермь	”	–	2,4–6,8
Канган	1973	2750–2920	”	”	–	5
Парс	1974	2740–2990	”	”	–	2,8
Гронинген (Слохтерн)	1959	2623–2898	”	Песчаник	–	1,9
Структура W	1968	2740	”	Известняк	–	1



Р и с. 2. Добыча "морской" нефти (в млн. т) по отдельным странам за 1973–1982 гг.



Р и с. 3. Освоение глубин океана



Р и с. 4. Динамика добычи нефти на акваториях мира

пасы девяти супергигантских месторождений нефти составляют 16–17 млрд. т, пяти газовых – 13–17,5 трлн. м^3. Почти все супергигантские нефтяные месторождения относятся к мезозойским отложениям, а газовые – не моложе позднепалеозойского возраста. Примерно 83% нефти и газа этих месторождений приурочено к карбонатным коллекторам, и только 17% – к терригенным. Количество открытых супергигантских нефтяных месторождений превышает примерно в 2 раза газовые, что говорит о более благоприятных перспективах открытия на морском континентальном шельфе супергигантских нефтяных месторождений.

Почти все океаны имеют сравнительно молодой – мезозойский возраст заложения, лишь Тихий океан относится, видимо, к раннему палеозою. Примечательно, чем древнее океан, тем моложе развитые в нем нефтегазоносные отложения. Так, в Тихом океане встречаются нефтегазоносные отложения преимущественно кайнозойского возраста, в Атлантическом – мезозойского, а в Северном Ледовитом – мезозойского и позднепалеозойского возраста. Рассмотрим характер распределения запасов нефти и газа и общие тенденции скопления этих углеводородов в каждом океане.

Литература

1. *Багир-Заде Ф.М., Буряковский Л.А.* Основы морской нефтегазовой геологии. Баку: Элм, 1974. 125 с.
2. *Геодекян А.А., Забанбарк А.* Зональность в размещении основных запасов нефти и газа на континентальных шельфах мира. – Сов. геология, 1981, № 1, с. 38–41.
3. *Забанбарк А.* Современные тенденции в освоении нефтегазовых ресурсов Мирового океана. – Нефтегазовая геология, геофизика и бурение, 1984, № 2, с. 5–7.
4. *Хартуков Е.* Морская нефтедобывающая промышленность капиталистических стран. – Нефт. хоз-во, 1983, № 3, с. 26–29.
5. *Albers J.C., Hammett D.S.* Offshore drilling in hostile environments: Depth waves, wind, current and ice. – J. Petrol. Technol., 1980, vol. 32, N 1, p. 111–115.
6. *Bullock J.D., Corley C.B.* Exploration drilling in very deep water. – In: Proc. 10th World petrol. congr., Bucharest, 1979. L. etc., 1980, vol. 2, p. 213–221.
7. Deepwater exploration guyed tower work spotlighted at OTC. – Oil and Gas J., 1984, vol. 82, N 20, p. 57–60.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АТЛАНТИЧЕСКОГО ОКЕАНА

Наиболее изученными в настоящее время являются акватории Атлантического океана. На 29% всей площади этого океана мощность осадочных образований превышает 1 км, а местами достигает 10 км и более. В Атлантический океан впадают крупнейшие реки: Миссисипи, Ориноко, Нигер, Огове, Конго и др. Современные дельты этих рек нередко развиваются в районах унаследованного прогибания, т. е. там, где в периоды возобновления тектонических движений в мезозое или раннем кайнозое формировались древние дельтовые комплексы. Именно участки, расположенные против современных дельт этих рек, оказались зонами нефтегазонакопления, где в настоящее время выявлены крупные и мелкие нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения.

СЕВЕРО-АМЕРИКАНСКИЙ И ГРЕНЛАНДСКИЙ ШЕЛЬФЫ

Западные и северо-западные континентальные окраины Атлантического океана охватывают шельфы Гренландии и всего Северо-Американского континента. Поисково-разведочные работы на нефть и газ на акваториях Северной и Западной Атлантики ведутся уже 20 лет, однако этот регион остается еще мало изученным.

В осадочной толще континентальных окраин у восточного побережья Гренландии на основании сейсмических данных установлено пять четких сейсмических границ [12]. Поскольку отсутствуют данные бурения, то возраст их устанавливался по инверсиям палеомагнитного поля, соответствующим областям распространения этих отражающих границ. Верхние четыре слоя образует мощная (до 5000 м) толща осадочных пород, залегающая на нарушенной многочисленными сбросами поверхности палеогеновых отложений. На границе распространения этого клина обнаружено протяженное поднятие по кровле палеогена, имеющее ширину 20–40 км, которое расположено на границе внешнего шельфа и континентального склона и интерпретируется как граница между океаном и континентом. Перспективы нефтегазоносности до палеогеновых пород оцениваются невысоко, ввиду того, что они обладают высокими пластовыми скоростями; очевидно, эта толща сильно консолидирована. Наиболее благоприятны перспективы палеогеновых отложений. Предполагается, что во время их образования, возможно, существовал замкнутый суббассейн, в котором могли накапливаться нефтегазоматеринские отложения. Что же касается юго-западной акватории Гренландии, то из пяти скважин, пробуренных здесь, ни одна не обнаружила скоплений углеводородов. Предполагается, что они могут быть встречены в более глубоко залегающих меловых отложениях.

Восточные окраины Северо-Американского континента условно можно разделить на Восточно-Канадский и Восточно-Американский шельфы.

В пределах Восточно-Канадского шельфа [18, 21] выделяются три района, наиболее перспективных на нефть и газ: 1) Новошотландский шельф; 2) район Большой Ньюфаундлендской банки и 3) шельфы моря Лабрадор. Общая мощность осадочного чехла Восточно-Канадского шельфа, по геофизическим данным, 7–12 км.

На Новошотландском шельфе, по данным геофизических работ и результатам бурения [10, 19], установлен ряд перспективных участков в районе о-ва Сейбл, представляющего собой краевую часть карбонатной банки, протягивающейся от впадины Джорджес-Банк. В зоне континентального склона перспективы связываются с турбидитовыми песчаниками.

Поисковые работы начались в 1959 г. в районе о-ва Сейбл, примерно в 300 км к востоку от Галифакса. Лишь в 1979 г. работы увенчались успехом. Скважина Вентур D-23, расположенная в 12 км к востоку от о-ва Сейбл, вскрыла шесть газоносных горизонтов ниже глубины 3900 м и дала при испытании крупные промышленные притоки газа (280–620 тыс. $м^3$/сут). Площадь структуры около 44 $км^2$, глубина залегания коллектора около 4960 м. Подобное открытие побудило нефтяные компании начать разбуривание прилегающих участков, в частности структуры Саут-Вентур, Акейдия на континентальном склоне, Олимпия вблизи



Рис. 5. Месторождения (цифры на схеме) нефти (*1*) и газа (*2*) на Атлантическом шельфе Северо-Американского континента

1 – Сейбл-Айленд; 2 – Праймроз; 3 – Синтаита; 4 – Тебо; 5 – Вентура; 6 – Хеброн; 7 – Хиберния; 8 – Лейф; 9 – Гудрид; 10 – Бъярни; 11 – Робервейл; 12 – Хоупдейл; 13 – Снорри; 14 – Карлсефни

о-ва Сейбл (рис. 5). В районе о-ва Сейбл открыт ряд месторождений нефти, газа и конденсата (табл. 3). Поисковое бурение ведется на глубинах моря 25–310 м. Месторождения открыты в меловых песчаниках. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 260,3 млн. т, газа – в 0,4 трлн. м^3.

Район Большой Ньюфаундлендской банки [9, 10, 15, 16] представлен в основном бассейном Жанна д'Арк. Тектонические элементы района шельфа – это грабеновая впадина Авалон, выполненная мощными нижнемеловыми отложениями, прорванными диапировыми соляными штоками, и система блоков фундамента. Разрез характеризуется резким контрастом между относительно спокойно залегающими отложениями кайнозоя и верхнего мела и нарушенными складчатостью и сбросами отложениями нижнего мела и юры, разделенными региональным среднемеловым несогласием.

Первая поисковая скважина на шельфе Ньюфаундленда была пробурена в 1966 г. К 1982 г. было пробурено 54 скважины, в результате чего открыт ряд нефтяных месторождений, в том числе одно из крупнейших – Хиберния (см. рис. 5, табл. 3). При опробовании получены притоки нефти еще на трех структурах из песчаников юрско-мелового возраста.

Структура Хиберния [11] расположена в 300 км от о-ва Ньюфаундленд и представляет собой крупную антиклиналь, ограниченную с запада и северо-востока конседиментационными сбросами большой амплитуды и разбитую многочисленными нормальными сбросами. Основным продуктивным горизонтом являются верхнемеловые пески Авалон (пласт А), распространенные по всей площади этой удлиненной, нарушенной сбросами структуры. Вторым продуктивным горизонтом являются пески Хиберния (пласт Н), нефтенасыщенные на северо-западе складки и водонасыщенные в опущенных по сбросам периферических блоках. Третий продуктивный горизонт – песчаники и конгломераты переходной зоны мела-юры (зона Жанна д'Арк). Перспективны также юрские отложения, опробование которых затруднено из-за наличия аномально высокого пластового давления. Предполагается, что нефтеотдача при использовании первичных методов составит 25%, а при использовании вторичных методов – 40%. Площадь месторождения 6500 км^2, общая мощность продуктивных горизонтов 450 м, испытанных в интервале 2388–4336 м. Запасы месторождения Хи-

Таблица 3

Месторождения нефти и газа на Атлантическом шельфе Северо-Американского континента

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Тип коллектора	Характер флюида
Бъярни	1973	2600–2700	Нижний мел-юра	Доломит	Конденсат/газ
Гудрид	1974	2600–2700	Карбон	"	То же
Онондага	1969	–	Нижний мел-палеоген	Песчаник	Газ
Уэст-Сейбл-Айленд	1971	630–1860 (17 горизонтов)	Нижний мел	"	Нефть/газ
Праймроз	1972	–	То же	"	Конденсат/газ
Тебо	1972	2915–3850 (5 зон)	"	"	То же
Кохассет	1973	–	Мел	"	Нефть/газ
Синтаита	1974	–	"	"	Конденсат/газ
Адольфас	1973	–	"	"	Нефть/газ
Хиберниа	1979 1979	1500–3800, 4130–4336	Нижний мел, юра	"	То же (250 млн.т, 57 млрд.м^3)
Хоупдейл	1973	1829	Ордовик	Доломит, песчаник	Газ/конденсат
Хеброн	1978	1859–1926, 3743–3757, 4276–4288	Мел юра	Песчаник	Нефть/газ
Вентура	1981	3900–4500	Мел	"	Газ (65,4 млрд.м^3)
Робервейл	1979	3080	"	"	Газ
Без названия (Балтимор-Каньон)	1978	3773–3788 4356–4362	Юра	"	"
Лейф	1981	3052–3061	Мел	"	Нефть

берниа оцениваются: нефти в 250 млн.т, газа в 57 млрд.м^3. Проводка наклонных скважины под углом 55° к вертикали позволяет охватить бурением с одной платформы круг радиусом 2,25 км. Представители компании отстаивают применение насыпных (гравитационных) платформ, тогда как местные власти отдают предпочтение использованию плавучих буровых и эксплуатационных установок. В целом извлекаемые запасы шельфа Большой Ньюфаундлендской банки оцениваются в 2,06 млрд.т нефти и 0,45 трлн.м^3 газа.

На акваториях моря Лабрадор, главным образом в пределах грабена Эрик [14, 17, 22], пробурено 22 скважины, в результате чего открыты значительные газовые залежи (см. рис. 5, табл. 3). Залежи газа обнару-

жены в отложениях ордовика, в доломитах карбона, речных песчаниках нижнего мела и морских песчаниках палеоцена. Выявлены также нефтяные залежи в меловых песчаниках и скв. Лейф-I-05 в интервале 3052,2–3060,9 м. Открытые залежи и перспективные площади приурочены к структурным стратиграфическим и комбинированным ловушкам, связанным с горстово-грабеновыми структурами начальной стадии рифтогенеза. В качестве материнских пород могут рассматриваться отложения верхнего мела, палеоцена и эоцена, содержащие до 3% органического вещества морского происхождения.

К северной части моря Лабрадор, у южных берегов о-ва Баффинова Земля, открыта крупная газовая залежи и палеоценовых песках на структуре Хекья. В районе пролива Ланкастер и прилегающей части моря Баффина бурение не проводилось, однако сейсморазведкой оконтурены многочисленные перспективные структуры и установлены естественные выходы нефти и газа на поверхность морского дна. Несмотря на сложные условия бурения вдоль побережья глубоководного моря Лабрадор, называемого часто "алеей айсбергов", количество бурящихся здесь поисково-разведочных скважин возрастает. Прогнозные запасы шельфа п-ова Лабрадор оцениваются в 700 млн.т нефти и 1,35 трлн.м^3 газа.

По данным Геологической службы Канады, прогнозные запасы нефти шельфа Восточной Канады оцениваются в 4–7 млрд.т, газа в 3–9,8 трлн.м^3, а извлекаемые запасы нефти в 3,6 млрд.т [20].

Восточно-Американские шельфы включают акваторию Атлантического внешнего континентального шельфа от о-ва Лонг-Айленд на севере до штата Южная Королина на юге, состоящую из трех поисково-разведочных районов: Северо-Атлантического, представленного впадиной Джорджес-Банк, Среднеатлантического – трогом Балтимор-Каньон и Южно-Атлантического – трогом Каролина; юго-восточной частью залива Джорджия и плато Блейк. Поисково-разведочные работы в этом регионе начались с 1975 г. Всего с 1975 по 1982 г. на Атлантическом внешнем континентальном шельфе было пробурено 37 скважин, в том числе во впадине Джорджес-Банк две стратиграфические и две поисково-разведочные, в троге Балтимор-Каньон две стратиграфические и 24 поисково-разведочные, в юго-восточной части залива Джорджия одна стратиграфическая и шесть поисково-разведочных.

Во впадине Джорджес-Банк в 1981 г. пробурены первые поисково-разведочные скважины в районах ранее пробуренных стратиграфических скважин COST-G-1 и COST-G-2. Перспективы нефтегазоносности в этой впадине в первую очередь связывают с юрскими биостромными постройками (рифами), высокоемкостными калькаренитами и доломитизированными карбонатами со вторичной пористостью. Потенциальные ресурсы впадины оцениваются в 4,3 млн. т нефти и 7,8 млрд. м^3 газа [5, 7].

Балтимор-Каньон представляет собой крупный осадочный бассейн северо-восток – юго-западного простирания. Изучение данных более чем 4000 км сейсмопрофилирования МОВ, морских магнито- и гравиметрических съемок, результатов бурения стратиграфической скважины COST-B-2 и поискового бурения, проведенного в 1978 г., послужило основой для пересмотра прежних оценок потенциальных ресурсов. В бассейне выявлены коллекторы, покрышки. В перспективном разрезе верхнеюр-

ских–нижнемеловых терригенных пород присутствуют отложения с достаточным содержанием керогена, но не генерировавшие нефть или газ (термически не зрелые); эти отложения могут считаться материнскими. В результате открыто единственное газовое месторождение, залежь которого приурочена к верхнеюрским песчаникам. Газ, полученный на одной из структур, мог быть генерирован локально (за счет тепловой аномалии в связи с соляными куполами) или мигрировать из подстилающих пород больших глубин. Кроме того, получена легкая нефть из меловых песчаников. Под континентальным склоном, по данным сейсмопрофилирования, карбонатные рифогенные породы могут служить коллекторами.

По оценке Геологической службы США, извлекаемые ресурсы нефти в районе Балтимор-Каньон оценены в 48–985 млн.т, а газа в 54–807 млрд.м^3 [2, 4, 8].

Район трога Каролина является самой южной частью Атлантического побережья США. В результате обработки данных поисковых скважин и нескольких профилей морской сейсморазведки между континентальным шельфом Северной Каролины и подводным платом Блейк в отложениях континентального склона и подножия был выявлен газогидратный горизонт. Газогидратные горизонты могут являться экраном газовых скоплений в породах дна с глубиной от нескольких сот до нескольких тысяч метров. Ввиду широкого развития газогидратов в районе плато Блейк предполагается выполнить здесь газопоисковые работы.

Таким образом, перспективы нефтегазоносности Атлантического шельфа Северной Америки связываются с погребенным юрским карбонатным рифом-трендом. По данным Геологической службы США, ресурсы Атлантического континентального шельфа составляют 0,1–1 млрд.т жидких углеводородов и 0,1–0,9 трлн.м^3 газа, связанных преимущественно с мезозойскими отложениями.

Литература

1. *Левин Л.Э., Хаин В.Е.* Тектонические предпосылки и особенности нефтегазонакопления в системе Мирового океана. – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 3, с. 34–39.
2. Activity increasing on Scottian Sheff. – Ocean Industry, 1981, vol. 16, N 6, p. 94–96.
2. Beanson R.N. Hydrocarbon resourse potential of the Baltimore Canyon trough. – Rep. Invest. Del. Geol. Surv., 1979, N 31. 45 p.
3. Buried reef of East Coast seen promising. – Oil and Gas J., 1979, vol. 77, N 46, p. 289.
4. *Dillon W.P., Grow J.A., Paul Ch.K.* Unconventional gas hydrate seals may trap gas of Southeast US. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, N 1, p. 124, 126, 129–130.
5. East coasters eyes Georges Bank. – Offshore, 1981, vol. 41, N 7, p. 168, 169.
6. East coast offshore wrap up. – Oilweek, 1979, vol. 30, N40, p. 76–77.
7. First wildcats approved for Georges Bank area. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 27, p. 80.
8. Grand Banks/North Sea: A common geologic past. – Ocean Industry, 1980, vol. 15, N 6, p. 80–82.
9. Hebron discovery yields more oil, gas. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 37, p. 45.
10. Hebron find flows from higher zones.– Oil and Gas. J., 1981, vol. 79, N 31, p. 51.
11. Hibernia stiff in design. but not far away from recognition. – Oilweek, 1981, vol. 32, N 10, p. 37.
12. *Hinz C., Schlüter H.-U.* Continental margin of East Greenland. – In: Proc.

10th World petrol. congr., Bucharest, 1979. L. etc., 1980, vol. 2, p. 405–418. Discuss., p. 419–421.
13. Jurassic reef treng mapped of East US. – Oil and Gas. J., 1979, vol. 77, N 37, p. 98, 100.
14. *Libby F., Amato R.V.* World energy developments, 1980: Atlantic Coastal Plain. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1981, vol. 65, N 10, p. 1930–1932.
15. *McCaslin J.C.* Prospects tremendous of East Canada. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 1, p. 115–116.
16. *McKenzie R.M.* Hibernia... a classic structure. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 38, p. 240, 242, 244, 246.
17. *McMillan N.J.* Geology of the Labrador sea and its petroleum potential. – In: Proc. 10th World petrol. *congr., Bucharest*, 1979, L. ets., 1980, vol. 2, p. 165–175.
18. *McMillan N.J.* Canada's East coast: The new super petroleum province. – J. Canad. Petrol., Technol., 1982, vol. 21, N 2, p. 95–109.
19. Nova Scottia to be hub of offshore activities. – Oilweek, 1982, vol. 33, N 13, p. 39.
20. Potential is great once the political fights end. – Ocean Industry, 1983, vol. 18, N 1, p. 27–31.
21. Review of offshore activities. – Oilweek, 1980, vol. 30, N 52, p. 26.
22. The Atlantic OCS: A review. – World Oil., 1981, vol. 193, N 2, p. 86–89.

МЕКСИКАНО-КАРИБСКИЙ РЕГИОН

Область, расположенная между континентами Северной и Южной Америки, включающая Мексиканский залив, Карибское море, Антильскую островную дугу и Центрально-Американский перешеек, является одной из наиболее сложных по строению, а также наиболее тектонически активных в современную эпоху областей земного шара. Ее протяженность около 3500 км, ширина 2000 км, площадь акватории более 6 млн. км^2. Максимальные глубины в Мексиканском заливе 4376 м, а в Карибском море более 6000 м.

Этот регион представляет огромный интерес с точки зрения нефтегазонакопления. В пределах Мексиканского залива и Карибского моря (включая и акваторию Тринидада и Тобаго) известно более 600 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Общие извлекаемые запасы углеводородов рассматриваемого региона примерно соизмеримы с таковыми уникального региона Персидского залива и составляют: нефти 17–20 млрд. т, газа 3–5 трлн. м^3.

Особенно велика роль региона в добыче морской нефти, которая в 1982 г. составляла 195 млн.т, что равно 30% от общей мировой добычи морской нефти. Хотя здесь широко и давно развита нефтегазовая индустрия, однако почти все существующие месторождения нефти и газа (за исключением четырех месторождений на континентальном склоне Мексиканского залива) находятся в прибрежной, шельфовой, полосе, где глубина моря не превышает 365 м, а для познания геологического строения региона необходимо изучение недр акваторий, находящихся в его глубоководных частях. Решающее значение имеют геофизические данные, а также результаты исследования глубоководного бурения, накопленные к настоящему времени в значительном объеме.

Тектоника и стратиграфия района довольно подробно изучены советскими и зарубежными исследователями [1–4, 7, 12, 13], поэтому здесь даны общие представления о геологическом строении только акваториальной части описываемого региона.

Рассмотрим вначале осадочный бассейн Мексиканского залива, а затем бассейн Антило-Карибской области.

Осадочно-породный бассейн Мексиканского залива – один из крупнейших на земном шаре и приурочен к крупной области прогибания. Бассейн выполнен преимущественно кайнозойскими и мезозойскими породами. Максимальные погружения осадочного чехла отмечаются в его северо-западной части. Общая мощность образований миоцена, плиоцена и более молодых отложений 9–10 км. Полная мощность осадочного чехла здесь достигает 13–16 км.

Северная и восточная части континентальной окраины Мексиканского залива включают широкую, плоскую прибрежную равнину, континентальный шельф, склон, а также участки континентального подножия. Разрез сложен толщей мезозойско-кайнозойских пород мощностью более 15 км. В процессе накопления этой толщи скорость оседания породообразующего материала превышала скорость прогибания дна бассейна. Вследствие этого граница континентального склона с мезозоя переместилась на 400 км в глубь бассейна.

По результатам сейсмических исследований, мезозойские и кайнозойские отложения к центру залива погружаются, нарушаясь бесчисленным множеством соляных куполов, развитых повсеместно, как на шельфе, так и на континентальном склоне и абиссальной равнине. Соляные купола среднеюрского или пермского возраста достигают 5–30 км в поперечнике, поднимаются с больших глубин в виде округлых столбов диаметром до 5–6 км, пересекая мощную толщу перекрывающих пород. В шельфовой части наряду с соляными куполами установлены в большом количестве глинистые диапиры. Южная граница распространения соляных куполов четко выражена в западных и центральных областях залива, где она проходит вдоль уступов Сигсби и Пердидо. В восточных областях она затушевана четвертичными наносами р. Миссисипи. Мощность терригенных отложений в межкупольных участках 3500–5000 м, более высоких значений она достигает в зоне развития четвертичных наносов р. Миссисипи. Верхние горизонты представлены здесь тонкозернистыми разностями пород, однако на глубине предполагается присутствие песчаных пластов, которые могут быть коллекторами нефти и газа.

В результате региональных сейсмических исследований, выполненных на континентальном склоне северной части Мексиканского залива, установлена тесная взаимосвязь между движениями соли и процессом седиментации. Соляные структуры на внешнем склоне не столь ярко выражены, как вблизи края шельфа, в силу того, что интенсивность осадконакопления здесь была гораздо меньше. Установлено, что рост соляных куполов начался в связи с течением соли в южном направлении под воздействием нагрузки вышележащих отложений. Уступ Сигсби представляет собой массив соли, надвинутый на более молодые осадки. В пределах современной области развития соляных куполов на побережье Мексиканского залива ранее располагались площади мощного соленакопления, происходившего в центральной части юрского рифта. Моделью для этого региона может служить бассейн Красного моря.

Восточная часть Мексиканского бассейна – западный склон Флориды – представляет собой область накопления карбонатных отложений мезозойс-

кого и кайнозойского возраста в платформенных условиях [6, 9, 11, 19]. Эта область характеризуется спокойным погружением поверхности в направлении к центру бассейна вплоть до Флоридского уступа, который является основным геоморфологическим элементом восточной части рассматриваемого региона. Ширина зоны резкого погружения одновозрастных отложений 10–50 км. Образование уступов связано с действием эрозии. В их строении участвуют рифогенные постройки раннемелового возраста. Фундамент северной части Западно-Флоридской платформенной области сложен докембрийскими и нижнепалеозойскими изверженными и метаморфическими породами, которые перекрываются отложениями ордовикского, силурийского и девонского возраста. Что же касается красноцветов триаса, то они прорваны диабазами в интенсивно развитой системе грабенов, осложняющих тектоническое строение северо-западной части Флориды.

Мощные толщи мезозойских пород, осложненные разрывными нарушениями, отмечены и в юго-западной части залива.

Бассейн Мексиканского залива обрамляется тремя разновозрастными структурами кайнозойского возраста. Глубоководная часть бассейна представляет собой крупный грабен, северный сброс которого выражен уступом Сигсби, южный сброс – уступом Кампече. Структура бассейна очень разнородна. Выделяется ряд впадин, прогибов, сводов и зон поднятий, а также региональных систем сбросов. Континентальная окраина впадины на севере и северо-западе названа Галф-Костом. В пределах Галф-Коста выделяются поднятия и прогибы. Разрез осадочного чехла Галф-Коста наиболее хорошо изучен в северной части (США). Что же касается его юго-западной части (Мексика), то он несколько отличен от северного: 1) незначительная мощность антропогена – десятки, иногда и сотни метров (Галф-Кост – США до 3 км); 2) значительно уменьшенная мощность неогеновых отложений – 0,3–4, на севере 8 км; 3) сокращение мощности палеогеновых пород на юг примерно до 4 км (на севере 7 км).

На всем Мексиканском заливе на 1 января 1982 г. пробурено 19376 скважин и действует 120 буровых судов. Около 60% площади шельфа Мексиканского залива принадлежит США и около 40% – Мексике. Первое морское нефтяное месторождение открыто у берегов Луизианы в 1940 г. на небольших глубинах до 10 м. В настоящее время бурятся эксплуатационные скважины до глубины около 400 м. В дальнейшем намечено бурение этих скважин на глубины до 600–1000 м. К 1983 г. на акваториях Мексиканского залива, примыкающих к территории США, открыто 420 месторождений нефти, газа и конденсата, промышленные запасы которых оцениватся, по данным Геологической службы США: нефти до 1,1 млрд.т, газа до 2,4 трлн.м^3. Сведения о некоторых месторождениях [17] в Мексиканском заливе у побережья США приведены в табл. 4, 5. Продуктивные горизонты встречаются по всему разрезу, наиболее древние из них приурочены к песчаникам формации Уилкокс эоценового возраста и залегают на глубинах от 469 м (на месторождении Гранд-Айленд – блоки 16, 43, 47) до 5791 м (самая глубокая скважина, открывшая в миоценовых отложениях газовое месторождение Ист-Камерон). Месторождения в большинстве своем многопластовые, залежи приурочены к соляным куполам, куполовидным складкам, к зонам выклинивания и несогласия.

Таблица 4

Основные месторождения нефти и газа в Мексиканском заливе у побережья США

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Начальные запасы	
				нефти, млн.т	газа, млрд.м^3
Хантигтон-Бич	1920	580–2044	Плиоцен, миоцен	137	–
Лонг-Бич	1921	763–2899	То же	121	–
Гранд-Айленд, блоки 16, 43 и 47	1948–1955	469–5185	Миоцен	111	–
Уэст-Бей	1940	–	”	18,9	–
Креол	1938	–	Третичный	–	–
Бей-Марчанд, блок 2	1949	> 750	Миоцен	90	–
Мейн-Пасс					
блок 69	1948	–	”	40	–
блок 35	1952	1965	”	14	–
Уэст-Дельта					
блок 30	1949	662–1374	”	40,8	–
блок 73	1962	3080	”	118	–
Юджин-Айленд, блок 32	1950	2300–2935	”	–	56
Юджин-Айленд, блок 126	1950	1630	”	16,9	–
Саут-Пасс					
блок 24	1950	610–3721	”	60	–
блок 27	1954	1950	”	48	–
Саут-Тимбалир, блок 135	1956	–	Третичный	14,7	–
Саут-Тимбалир, блок 21	1957	–	”	27	–
Вермильон, блок 39	1949	2340	Миоцен	–	34
Хай-Айленд,					
блок 24	1969	2210	”	–	–
блок 129	1969	3430	”	–	–
блок 30	1970	2669	”	–	–
блок 14	1970	2876	”	–	–
Шип-Шоулл	–	–	Третичный	116	–
GOM, блок 773	1967	638	Олигоцен	–	–
Уэст-Блэк-Бей	1953	–	Миоцен	10	–
Коньяк	1974	1500	Плиоцен	20	15

Потенциальные запасы рассматриваемой части Мексиканского залива оцениваются в 3,5–4 млрд.т нефти и 3–3,5 трлн.м^3 газа. Эти запасы размещены на шельфах, склонах и абиссальной равнине Мексиканского залива.

На шельфах севера и запада этого региона перспективны также миоцен-плиоцен-плейстоценовые отложения. В восточной части акватории Мексиканского залива, охватывающей шельфы штатов Миссисипи, Алабама и

Таблица 5

Некоторые месторождения нефти и газа в Мексиканском заливе у побережья США

Месторождение	Год открытия	Характеристика
Саут-Марш-Айленд		
блок 128	1974	Нефтяные месторождения
блок 130	1972	То же
блок 137	1974	"
блок 146	1976	"
Саут-Тимбалир, блок 37	1974	Запасы нефти 13,5 млн.т
Мейн-Пасс		
блок 140	1974	Дебит нефти 0,81–2,3 тыс.т/сут, газа 425–1200 тыс.м³/сут
блок 270	1974	Нефтяное месторождение
Ист-Камерон, блок 271	1975	Дебит нефти 1400 т/сут, газа 15,3 тыс.м³/сут
Уэст-Камерон		
блок 330	1974	Блок 522 – газоконденсатное
блок 522	1975	месторождение, залежь на глубине
блок 587	1974	2358–2363 м. Остальные нефтегазо-
блок 616	1974	вые месторождения
блок 617	–	
Мустанг-Айленд		
блок 714	1974	Залежь на глубине 3011 м
блок 811	1975	Залежь на глубине 3050 м
блок 831	1975	Залежь на глубине 1917 и 2618 м, дебит газа 137–151 тыс.м³/сут
Шерман	1975	Газ на глубине 915–1281 м, дебит 0,42–1,8 млн.м³/сут
Арена	1975	Нефть миоценового возраста на глубине 1460–1900 м. Газ дебитом 1019 тыс.м³/сут
Матагорда-Айленд, блоки 620, 700, 707, 708, 721, 732	1974	–
Саут-Падре, блок 105	1975	–
Хай-Айленд-Саут, блоки 537, 545, 548, 555, 561, 563	1974	–
Бразос	–	–
Галвестон	1980	–
Мобил-Саут	–	
Кавалло	1978	Газ, продуктивный горизонт, миоцен
Сабин-Пасс	1975	Газ, дебит 8,5 млрд.м³/сут, конденсат 363 т/сут. Продуктивный горизонт, миоцен
Шеврон	1975	Продуктивный горизонт, миоцен – олигоцен. Глубина 1680–1880 м. Дебит газа 0,14 млн.м³/сут, нефти 12,7 т/сут
Уэст-Филисиана	1981	Газоконденсатное месторождение – продуктивная толща миоцена, глубина 4545–4554 м. Дебит газа 73,6 тыс.м³/сут, конденсата 91,5 т/сут
Мончанза	1980	Нефтяное месторождение
Корпус-Кристи	1979	То же

Флорида (акватория Мафла), считаются перспективными и нижнемеловые толщи известняков. Однако большие надежды возлагаются на области континентального склона и абиссальной равнины, где потенциальные запасы нефти оценены около 2 млрд.т и газа около 1 трлн.м^3. На континентальном склоне перспективы связываются в основном со складчатым поясом Пердидо, расположенным у подножия склона в районе южной части Техаса. Этот пояс состоит из крупных, большей частью погребенных антиклиналей, в ядрах которых находится соль. Структуры достигают 2,5–5,6 км в ширину и до 50 км в длину. Расстояние между отдельными структурами 4,8–6,4 км.

На абиссальной равнине перспективы связаны с широко развитыми крупными, но сравнительно малоамплитудными структурами и сбросами с небольшой амплитудой смещения. Наличие нефти в этих структурах было доказано глубоководным бурением на поднятии Гломар.

Первое нефтяное месторождение у берегов Мексики открыто в 1959 г. Основными нефтегазоносными районами здесь являются залив Кампече и зона Тукспана. К началу 1983 г. в этих районах открыто 33 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений (табл. 6).

На шельфах Мексиканского залива основные продуктивные горизонты содержатся в разрезе верхней юры и палеоцена. Глубина залегания залежей от 1050 м на месторождении Санта-Ана до 3500 м на месторождении Чак. Пористость и проницаемость пластов-коллекторов в основном вторичны и обусловлены процессами растворения, доломитизации и интенсивной микротрещиноватостью. Хотя большинство выявленных месторождений нефтяные, встречаются также и газовые и газоконденсатные. Важное значение в формировании углеводородов отводится соляной тектонике. Гигантская карбонатная банка Юкатана охватывает не только п-ов Юкатан, но и прибрежные районы штата Веракрус, где выявлен ряд месторождений нефти и газа в меловых отложениях на западном борту бассейна Веракрус. Нефтематеринскими породами в этом районе считаются в основном отложения верхней юры и, возможно, некоторые толщи нижнего мела.

Извлекаемые запасы нефти на шельфах Мексики в целом оцениваются в 5,4 млрд.т.

В Антило-Карибскую область входит целый ряд структурных элементов, основными из которых являются глубоководные субокеанические впадины Карибского моря, Никарагуанское поднятие на западе и окаймляющая Карибское море Антильская островная дуга на востоке. Карибское море представляет собой полузамкнутый бассейн сложного тектонического строения. Выделяется несколько седиментационных бассейнов, разделенных хребтами с небольшими мощностями осадков. В краевых частях моря существуют наиболее благоприятные структурно-стратиграфические условия для накопления углеводородов. Наибольшие перспективы связываются с седиментационными бассейнами, прилегающими к Колумбии, Венесуэле и Тринидаду и Тобаго, где мощность миоценовых отложений изменяется от 4 км на севере до 10 км на юге. Общая мощность осадочного чехла в Карибском море колеблется от 7 км в заливе Ла-Вела до 19 км в заливе Пария.

Рассматриваемая область выполнена мощной толщей мезозойско-кайнозойских осадков, залегающих на дислоцированных палеозойских образованиях, сложенных известняками и обломочными породами с включениями

Таблица 6

Месторождения нефти и газа на акватории Мексики

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Характер флюида	Начальный дебит, т/сут нефти, тыс.м^3 газа	Начальные запасы нефти, млн.т
Аренке	1967	1100–3463	Нижний мел, юра	Нефть	80	141
Атун	1966	2794–2990	Нижний мел	Нефть/газ	444/24,6	120
Санта-Ана	1959	1050–2820	Миоцен	Нефть	50	13,3
Исла-де-Лобос	1963	2100	Нижний мел, юра	”	144	24,1
Аресиф-Медио	1963	2056	То же	”	97	–
Тибурон	1965	2230	Нижний мел	”	–	3
Марсопа	1970	–	”	”	270	–
Чак	1975	3500	Палеоцен, верхняя юра	Газ	–	–
Бакаб	1976	–	Палеоцен	Газ/нефть	–	–
Акал	1975	–	Палеоцен, юра–мел	Нефть	–	–
Нооч	1976	–	Юра–мел	”	–	1400
Абкатун	1978	–	”	”	–	
Ихток	1978	–	”	”	–	
Ку	1979	–	Юра–мел	Нефть	–	
Малуб	1978	–	То же	”	–	
Такин	1980	–	”	”	–	–
Канаао	1980	–	”	”	–	–
Луч	1980	–	–	”	–	–
Таратупич	1980	–	–	”	–	–
Куц	1980	–	–	”	–	–
Багре	1965	–	–	”	–	–
Пез-Эспада (Кабо-Нуэво)	1969	–	–	”	–	–
Эстурион	1965	–	–	”	–	–
А	1980	–	–	”	–	–
Эскуало	1967	–	–	”	–	–
Морса	1969	–	–	”	–	–
Экстремено	1981	4117–4127	Миоцен	Газ/конденсат	161 тыс.м^3/сут	–

гранитов и других магматических пород. Нижний мел представлен грубозернистыми песчаниками формации Рио-Негро мощностью 30–500 м, средний и верхний мел – известняками с прослоями глин и глинами мощностью 700–1700 м. Кайнозойские отложения состоят из чередующихся песчаных и глинистых пород мощностью до 8 км. Между отдельными ярусами отмечены несогласия.

На фоне регионального погружения впадин на юго-восток выделяются локальные антиклинальные поднятия различной амплитуды, с широко развитыми нарушениями.

На континентальном шельфе Венесуэлы установлены две области: 1) западная часть Венесуэльской впадины, или Карибская область; 2) область Атлантического шельфа. В пределах Атлантического шельфа мезозойско-позднеэоценовые осадочные породы, формирование которых происходило под влиянием развития Атлантического океана, перекрыты с несогласием третичными "молласами".

Карибская область охватывает площадь от Венесуэльского залива до Тринидада. Здесь мезозойско-позднеэоценовые осадочные и метаморфические породы слагают тектонические покровы альпийского типа, надвинутые к югу, на Южно-Американский континент во время позднеэоценовой фазы орогенеза. Покровы служат фундаментом для третичных отложений неоавтохтонных бассейнов, сформировавшихся под влиянием трансформной зоны, активно развивавшейся после завершения альпийского орогенеза.

В пределах Карибской области выделяется район залива Ла-Вела – первый шельфовый район Карибского моря, разведывавшийся в Венесуэле. Он является морским продолжением нефтеносного бассейна Фалькон на суше и имеет площадь около 2000 км^2. Поисково-разведочные работы начаты здесь в 1966 г. Основной выявленной структурой является структурный мыс северо-запад – юго-восточного простирания, т.е. примерно перпендикулярного к простиранию основных структур бассейна Фалькон на суше. Близ береговой линии предполагается наличие крупных субширотных сбросов; отмечаются две системы разрывных нарушений, ориентированных параллельно к оси структурного мыса. Основная часть осадочного чехла представлена отложениями миоцена, песчанистость которых уменьшается с запада на восток. Они залегают непосредственно на меловых породах основания (филлиты, гнейсы), а близ п-ова Парагуана отмечены красноцветные континентальные отложения предположительно олигоценового возраста. Суммарная мощность осадочных пород 2–7 км.

Основная добыча нефти в Карибском море производится в Венесуэле. Более 60% добычи углеводородов этой страны сосредоточено в лагуне Маракайбо, которая узким проливом соединяется с Венесуэльским заливом. Глубина озера редко превышает 30 м. Оно выполнено мощной толщей мезозойско-кайнозойских осадков мощностью 8–10 км.

Месторождения обычно многопластовые, залежи приурочены к антиклинальным поднятиям различной амплитуды, с широко развитыми разрывными нарушениями. Глубина залегания продуктивных горизонтов 170–5620 м (табл. 7). Углеводороды размещены в широком стратиграфическом диапазоне от миоцена и до мела включительно [8]. Так, в миоцене выявлен 101 продуктивный горизонт, в эоцене – 220, а палеоце-

Таблица 7

Месторождения нефти в оз. Маракайбо и на шельфе Карибского моря

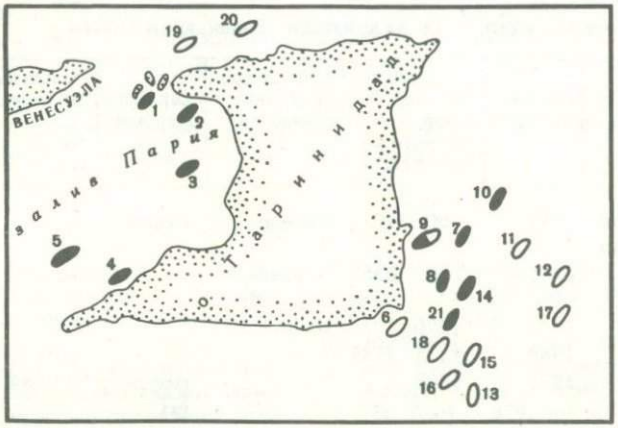
Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Начальный дебит, т/сут	Начальные извлекаемые запасы, млн.т
Бочакеро	1930	1050	–	–	951
Кабинас	1917	671	Миоцен–олигоцен	1000–1500	229
Лагунильяс	1923	915	–	До 14500	1496
Сеута	1956	–	Миоцен	–	–
Пуэбло-Вьехо	–	2928–3355	Эоцен–палеоцен	–	87,64
Лама	1957	2538–4800	Эоцен, мел	–	593
Тиа-Хуана	1928	915	Миоцен	–	643
Сентро	1957	3833–4857	Мел, эоцен	–	103
Ламар	1958	3966	Эоцен–палеоцен–мел	–	123
Со-Лейк	1974	До 5570	Мел	720	Нет свед.
Месторождения центральной и южной частей лагуны	1963–1974	4300–5000, 5377–5620	”	До 1183, 718–355	”
Урданета	1976	–	–	–	–
Чучупа	1975	–	–		64 млрд.м³ газа

не – два, в меловых – два. Основная доля добычи нефти (79,5%) приходится на миоценовые отложения. Первая морская скважина, пробуренная в 1933 г. в 2,5 км от берега, дала фонтан нефти дебитом 14,5 т/сут. Общая годовая добыча на акваториях в 1982 г. составила 52 млн. т. Нефть добывается, по существу, из одного месторождения – Боливар.

Боливар – супергигантское месторождение с начальными извлекаемыми запасами до 3,1 млрд.т; оно открыто 65 лет назад. Оно состоит из более чем 20 слившихся месторождений. Зона нефтенакопления Боливар протягивается по восточному побережью озера на расстояние более 75 км при ширине местами более 20 км. Ловушки в основном структурного, литологического и стратиграфического типов.

В южных районах озера скважинами SLE-4-2X и SLE-4-4X в олигоценовых песках открыты залежи конденсата дебитом 3800–4050 т/сут и газа дебитом 632 тыс. м³/сут.

Поисково-разведочные работы на других шельфах Карибского моря начаты в 1978 г. К 1982 г. здесь отработано 28,7 тыс. км сейсмических профилей, выявлено 225–285 млрд. м³ запасов газа. В заливе Туй-Кариоко выявлено четыре месторождения. Получены притоки газа дебитом 0,6 млн. м³/сут и сернистой парафинистой нефти плотностью 0,8550 г/см³, дебитом 1340–720 т/сут. Глубина моря в рассматриваемых районах 80–106 м, глубина залегания продуктивных горизонтов 1425–3200 м.



Р и с. 6. **Месторождения** (цифры на схеме) **нефти, газа и нефтегазовые на акватории Тринидада и Тобаго**

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 — Норт-Марин; 2 — Кува-Марин; 3 — Коува; 4 — Брайтон-Марин; 5 — Солдадо; 6 — Галеота; 7 — Самоан; 8 — Тик; 9 — Радикс; 10 — Норт-Офшор-Пойнт-Радикс; 11 — Саут-Офшор-Пойнт-Радикс; 12 — Долфин; 13 — Кискади; 14 — Айбис; 15 — Ойлбед; 16 — Пеликан; 17 — Ист-Куин-Бич; 18 — Саут-Ист-Галеота; 19 — КК-4; 20 — КК-6; 21 — Пуй

В районе залива Ла-Вела пробурено более 30 поисково-разведочных скважин, из которых 13 вскрыли фундамент. Выделены две перспективные зоны, в пределах которых пробурено пять продуктивных скважин, в том числе три нефтяные, одна нефтегазовая и одна газовая. Основной продуктивной толщей являются миоценовые отложения. Извлекаемые запасы вновь открытых площадей в пределах залива Ла-Вела оцениваются в 54 млн.т нефти и 40 млрд.т^3 газа. Разведанные запасы нефти на акваториях Венесуэлы порядка 3,8—4 млрд.т.

На акваториях панамо-колумбийского побережья Карибского моря пока известно два газовых месторождения. Одно — Картахена на западе, другое — континентально-морское месторождение Больена (на суше) и Чучупа (морское), относящиеся к единой структуре. Общие извлекаемые запасы этого месторождения оцениваются в 64 млрд. м^3.

Отдельные незначительные притоки нефти в последнее время получены и на акватории Никарагуа.

Залив Пария, территориальные воды Тринидада и Тобаго (глубина 10—38 м), представляет собой мезозойско-кайнозойский осадочный бассейн с толщей осадков в 19 км. Породы смяты в складки широтного простирания, характерно развитие разрывных нарушений типа надвигов и грязевого вулканизма. Залив вытянут в широтном направлении на 130 км, в меридиональном на 56 км. Нефтяные и газовые месторождения в пределах акваторий островов Тринидад и Тобаго известны не только в заливе Пария [20], но и в прибрежной части Атлантического океана на юго-востоке и на востоке при глубине воды до 69 м (рис. 6, табл. 8). Продуктивные горизонты известны в терригенных образованиях миоцена и олигоцена, залегающих на глубинах 460 м (месторождение Норт-Марин) и до 3350 м (месторождение Солдадо). Залежи приурочены к антиклиналь-

Таблица 8

Месторождения нефти и газа на акватории Тринидада и Тобаго

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Характер флюида	Начальный дебит, т/сут нефти, тыс.м^3/сут газа	Начальные запасы нефти, млн.т
Норт-Марин	1959	460–910	Миоцен	Нефть	–	–
Кува-Марин	1959	–	”	”	–	–
Солдадо	1955	1550–3350	Миоцен–олигоцен		–	30
Галеота	1972	1570	Миоцен	”	55	5,4
Радикс	1969	1525–2135	”	”	950	–
Норт-Офшор-Пойнт-Радикс	1971	1800	”	Нефть/газ	270/840	–
Тик	1971	–	”	”	–	–
Саоан	1971	–	”	Нефть	–	–
Коува	1967	–	”	”	–	–
Брайтон-Марин	1955	–	”	”	–	9,6
Саут-Офшор-Поинт-Радикс	1970	–	”	Газ	–	–
Саут-Ист-Галеота	1969	–	”	Нефть	–	–
Ист-Куин-Бич	1970	–	”	Газ	–	–
Долфин	1971	–	”	”	–	–
Кискади	1979	1707	”	”	1600	–
Айбис	1978	–	”	Конденсат/газ	88/419	–
Пеликан	1978	–	Миоцен	Нефть/газ	201–267/133–170	–
Ойлбёд	1978	–	”	Газ	–	–
КК-4	1978	–	”	”	–	–
Пуй	1980	2134	”	”	934–1000	–
	1974	–	”	”	–	–

ным складкам с разрывными нарушениями. Первое морское нефтяное месторождение было открыто в 1955 г., к настоящему моменту известно 20 таких месторождений (см. табл. 8).

Несколько нефтяных месторождений находятся и на самом о-ве Тринидад. Однако только на акваториях добывается в год 3–5 млн.т. Потенциальные запасы нефти Тринидада и Тобаго оцениваются в 200–300 млн.т, разведанные запасы нефти в 120–150 млн.т.

Потенциальные запасы нефти Карибского региона в целом оцениваются в 9,6–13,7 млрд.т, газа – в 8,5 трлн. м^3.

Таким образом, основные ресурсы углеводородов Мексикано-Карибского нефтегазоносного региона сосредоточены на северо-западной и южной

его окраинах, в области Галф-Кост, в юго-западных акваториях Мексики, в районах и в самом оз. Маракайбо и на шельфах Венесуэлы. Наиболее перспективными остаются толщи юры, мела и палеоцена в пределах акватории Мексики. Перспективность верхнего мела и палеоцена–эоцена в основном ограничена геосинклиналью Галф-Кост и палеоценовыми карбонатными постройками склонов западной стороны п-ова Юкатан.

Литература

1. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 479 с.
2. *Левченко В.А.* Строение и происхождение глубоководных впадин Карибского моря и Мексиканского залива и перспективы их нефтегазоносности. – В кн.: Тектоника и нефтегазоносность континентальных окраин и окраинных морей Атлантического, Тихого и Индийского океанов. Л.: НИИГА, 1980, с. 103–110.
3. *Левченко В.А., Гуревич Г.С., Кицис Н.А.* и др. Геология и нефтегазоность региона Мексиканского залива и Карибского моря. М.: ВИЭМС, 1977. 71 с.
4. *Хаин В.Е.* Основные этапы геологического развития Мексикано-Карибского региона. – В кн.: Комплексные исследования Карибского моря, Мексиканского залива и сопредельных вод. М.: Наука, 1975, с. 25–46. (Тр. Ин-та ИОАН СССР; Т. 100).
5. Caopeche: Ku tapping and gas gathering. – Offshore Eng., 1980, Febr., p. 44–45.
6. Deep potential studies in gulf of California. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 17, p. 133–134.
7. *Emery K.O.* Uchupi Elazor: El Caribe localizan los mejores sedimentas. – Petról. y petroquím. intern., 1973, vol. 31, N 3, p. 26–28.
8. Future petroleum provinces are many gulf of Mexico-Caribbean area. – Oil and Gas J., 1980, vol. 77, N 42, p. 216, 218, 223–226.
9. Geology of the gulf of Mexico of the US. – Ocean Industry, 1981, vol. 16, N 11, p. 66–67.
10. Gulf of Mexico liquids, gas reserves rise. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 7, p. 65–66.
11. *Humphres C.C.* Salt movement on continental slope northern gulf of Mexico. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1979, vol. 63, N 5, p. 782–798.
12. *Le Blanc L.A.* Gulf of Mexico maintains top spot. – Offshore, 1982, vol. 42, N 7, p. 88, 91, 93, 96.
13. *Martin R.G.* Northern and easthern gulf of Mexico continental margin stratigraphic and structural framework: Framework, facies and oil. – In: Trapp charact. upper contin. margin. Pap. AAPG short, course, New Orleans nat. meet., 1976. Tulsa (Okla), 1979, p. 21–42.
14. *Meyerhoff A.A.* Geology of Reforma-Campeche shelf. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, N 16, p. 121–124.
15. Oil fuels Mexico's development plan. – Intern. Petrol. Times, 1980, N 2114, p. 13–14.
16. *Ortoz B.S., Zapata C.P.* Pemex has 33 major prospects in the southern gukf of Mexico. – World Oil, 1980, vol. 191, N 2, p. 49–51.
17. Patrick confirms Mustang Island discovery. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 36, p. 54.
18. *Pitts T.P.* Higgins–Ranch field most exciting discovery in decades. – Drilling, 1979, vol. 28, N 12, p. 64–66, 68–70.
19. *Supmter R.* Exploration development action builds in Gulf Coast state waters. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 27, p. 69–73.
20. *Whitehead H.* An a-z offshore oil and gas. L.: Kogan Page, 1976. 339 p.

ШЕЛЬФЫ АТЛАНТИЧЕСКОЙ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ОКРАИНЫ ЮЖНОЙ АМЕРИКИ

Юго-западные континентальные окраины Атлантического океана охватывают шельфы Гайаны, Суринама, Гвианы (фр.), Бразилии, Уругвая, Аргентины и южной окраины Чили (Магелланов пролив). Поисково-разведочные работы на нефть и газ в этом регионе начались в середине 40-х годов на акваториях залива Тодус-Сантус (Бразилия), однако только с конца 60-х и начала 70-х годов началось интенсивное освоение шельфов атлантической континентальной окраины Южно-Американского континента.

Бразилия является одной из стран, ведущих интенсивные морские буровые работы, и поэтому вся ее континентальная окраина относительно хорошо изучена. Здесь выделяются осадочные бассейны [4] с севера на юг (рис. 7): 1) дельты р. Амазонки; 2) Баррейриньяс; 3) Сеара–Пиауи; 4) Потигуар; 5) Парайба–Пернамбуко; 6) Сержипи–Алагоас; 7) Баия; 8) Эспириту-Санту; 9) Кампус; 10) Сантус; 11) Пелотас. Эти осадочные бассейны расположены частично на суше, частично в пределах Атлантического океана.

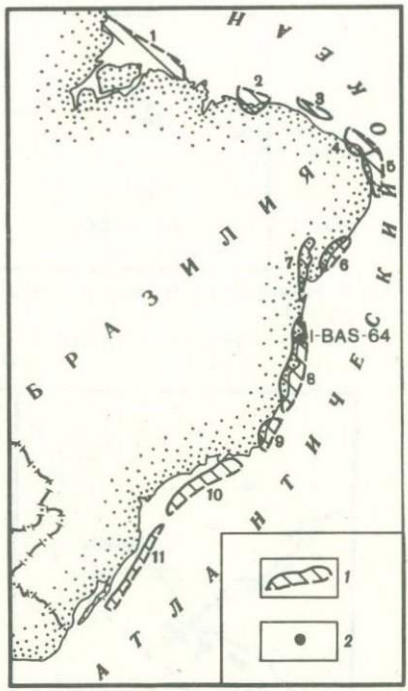
Осадочный бассейн дельты р. Амазонки представлен мощной (более 10 км) толщей мезозойско-кайнозойских пород, состоящей из терригенно-карбонатных, терригенных, красноцветных и угленосных образований. С середины кайнозоя здесь накапливались дельтовые отложения. Этот осадочный бассейн считается одним из наиболее крупных по потенциальным запасам углеводородов. Промышленный приток газа дебитом 2,5 млн. $м^3$/сут был получен только в 1974 г. в авандельте Амазонки, где и было открыто единственное газовое месторождение Пирапема. Газ получен из песчаников плиоцена.

Осадочный бассейн Баррейриньяс сложен преимущественно морскими карбонатно-терригенными породами мезозойско-кайнозойского возраста, мощностью около 7 км [3]. В подошве отмечаются уплотненные палеозойские породы мощностью до 2 км. К настоящему моменту в бассейне выявлено единственное промышленное скопление газа Эспигайо в юго-восточной окраине бассейна.

Осадочные бассейны Сеара–Пиауи и Потигуар расположены юго-восточнее бассейна Баррейриньяс. Они разделены небольшим выступом Форталеза, сложены толщей мезозойско-кайнозойских пород [2] общей мощностью 7 км, примерно того же состава, что и бассейн Баррейриньяс. В осадочном бассейне Сеара–Пиауи открыто три нефтяных месторождения: Ксареу, Сурима и Эспада, в бассейне Потигуар – два: Убарана и Агулья (рис. 8, табл. 9). Структуры месторождений представлены небольшими антиклинальными складками, нефть залегает в позднемеловых (Агулья) и раннемеловых (Убарана) песчаниках на глубинах 1450–1805 м.

Осадочный бассейн Парайба–Пернамбуко очень небольшой по размерам и к настоящему времени совершенно не изучен.

Осадочный бассейн Сержипи–Алагоас протягивается более чем на 550 км вдоль восточного побережья Бразилии. Бассейн составляют две крупные впадины: Сержипи на юго-западе и Алагоас на северо-востоке [5]. Фундамент бассейна сложен кристаллическими породами докембрия, глубина залегания его кровли 5–6 км. Осадочный чехол представлен отложениями карбона, перми, юры, мела, палеогена и четвертичными; палео-



Р и с. 7. **Осадочные бассейны на шельфе Бразилии [4]**

1 – осадочные бассейны и их границы: *а* – установленные, *б* – предполагаемые; *2* – нефтяное месторождение. Осадочные бассейны: 1 – дельты р. Амазонки; 2 – Баррейриньяс; 3 – Сеара-Пиауи; 4 – Потигуар; 5 – Парайба – Пернамбуку; 6 – Сержипи – Алагоас; 7 – Баия; 8 – Эспириту-Санту; 9 – Кампус; 10 – Сантус; 11 – Пелотас

зойские и мезозойские отложения – глинами, песчаниками, только пермские образования представлены алевролитами и известняками.

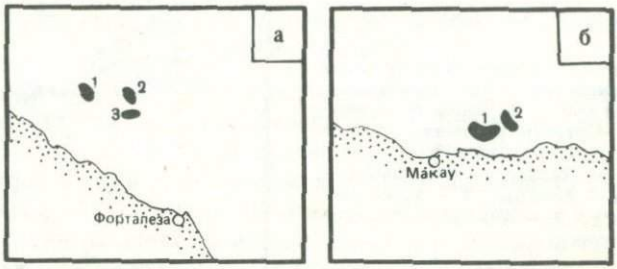
В морской части осадочного бассейна Сержипи–Алагоас открыто девять месторождений нефти (рис. 9; см. табл. 9), примерно в 11–17 км от береговой линии. Залежи пластовые сводовые, приурочены к меловым песчаникам.

Осадочный бассейн Баия расположен на территории штата Баия, частично омывается водами Атлантики, а южная часть расположена под водами залива Тодус-Сантус [7] . Бассейн выполнен осадочными породами мезозоя-кайнозоя, где основной объем приходится на меловые отложения мощностью 4000 м. Общая мощность осадочного чехла около 5 км.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в бассейне велись с 1939 г. В акваториальной части бассейна первое нефтяное месторождение Дом–Жоао было открыто в заливе Тодус-Сантус в 1947 г. и расположено оно к северо-западу от г. Салвадор [1]. В пределах акватории этого бассейна открыто два нефтяных и одно газовое месторождение, а в прибрежной части залива пять нефтяных (рис. 10; см. табл. 9). Месторождения размещены в антиклинальных складках меридионального простирания. Продуктивные пласты представлены песчаниками мелового возраста, залегающими на глубинах 370 м и более. Во впадине Камаму у побережья штата Баия с глубины 2333–2342 м получен приток нефти дебитом 137 т/сут, плотностью 0,866 г/см^3. Скважина находится в 96 км к югу от города Салвадор и в 9,6 км от побережья, где глубина океана 29,4 м.

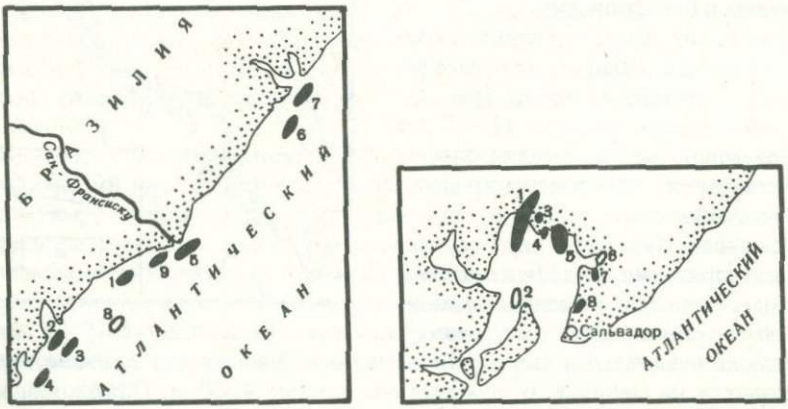
Осадочный бассейн Эспириту-Санту отделен от бассейна Баия поперечным сводом Итакари. Бассейн выполнен осадочными породами мезозоя-кайнозоя мощностью 6–7 км. Отложения представлены карбонатно-терригенными осадками мелового возраста, рифовыми известняками. На юге и востоке бассейна мощность соли увеличивается и появляются соляно-купольные поднятия. В 1977 г. было открыто первое нефтяное месторождение Касайо (рис. 11).

Осадочный бассейн Кампус расположен южнее бассейна Эспириту-Санту и вместе с ним протягивается почти на 1000 км вдоль восточного побе-



Р и с. 8. Месторождения нефти в осадочных бассейнах Сеара–Пуауи (*а*) и Потигуар (*б*) [5]

Для а: 1 – Ксареу; 2 – Сурима; 3 – Эспада. Для *б* : 1 – Убарана; 2 – Агулья



Р и с. 9. Месторождения нефти в осадочном бассейне Сержипи–Алагоас

1 – Робале; 2 – Каморим; 3 – Кайоба; 4 – Гуарисема; 5 - Дурадо; 6 – Меру; 7 – Ковала; 8 – 1-SES-54; 9 – Таинья

Р и с. 10. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в осадочном бассейне Баия

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 – Дом-Жоао; 2 – Итапарина; 3 – Парамирим; 4 – Сокорро; 5 – Кандеяс; 6 – Маннеле; 7 – Арату-Централь; 8 – Лобато

режья Бразилии [8]. Общая мощность осадочного чехла 6–7 км. Поиски, разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений начались в 1972 г., гораздо позже, чем в бассейнах Серджипи–Алагоас, Потигуар и др. Однако только в бассейне Кампус открыто 15 нефтяных и газовых месторождений (рис. 12; см. табл. 9) за 10 лет [10, 11]. Залежи приурочены к меловым песчаникам, залегающим на глубинах 886–3149 м. По структуре месторождения представляют собой антиклинальные пологие складки. Притоки в отдельных скважинах достигают 1140–1160 т/сут. Запасы нефти некоторых месторождений оцениваются в 120 (Бадежо) – 123 млн. т (Гарупа). По плану геологоразведочных работ на 1981–1985 гг. из 806 морских скважин 300 скважин будет пробурено в бассейне Кампос.

Осадочные бассейны Сантус и Пелотас расположены южнее бассейна Кампус. Эти бассейны еще недостаточно изучены, и поисково-разведочные работы не развернуты в должном объеме [13]. *В целом на шельфе* Бра-

Таблица 9

Месторождения нефти на Бразильском шельфе

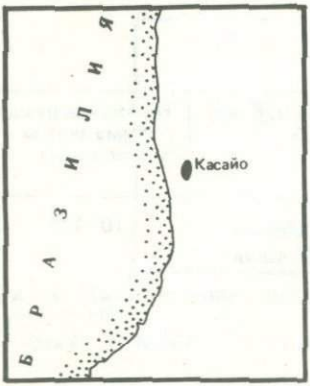
Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Тип коллектора	Начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т
Гарупа	1974	3050–3149	Известняк	110–123
Парго	1975	2006–2031	Песчаник	–
Намородо	1975	886–938	”	55
Бадежо	1975	–	”	120
Робале	1974	2100–2303	”	–
Шерне	1979	2664–3022	”	–
RJS – 194	1981	2499–2507	”	–
RJS – 28A	1976	2047–2061	”	–
Дом-Жоао	1947	370–1500	”	–
Лобато	1939	–	”	–
Кандейяс		500–1500	”	–
Убарана	–	–	”	–
Агулья	–	–	Известняк	–
Арату-Сентраль	–	–	Песчаник	–
Итапарина	–	–	”	–
Кайоба	1969	2000	”	–
Гуарисема	1971	–	”	–

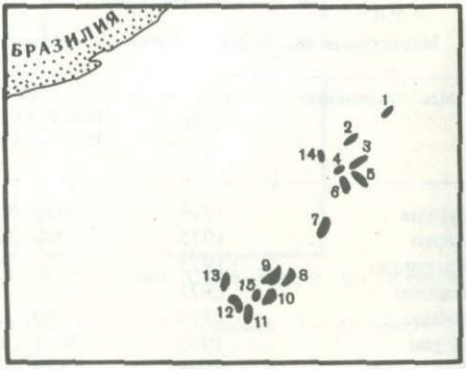
Примечание. Продуктивные горизонты – в меловых отложениях.

зилии к началу 1983 г. открыто более 40 нефтяных и газовых месторождений. Работало 30 стационарных платформ и семь опытно-промышленных установок, обеспечивающих добычу 14 тыс. т/сут нефти, что составляет примерно 45,5% всей добычи по стране. В 1982 г. на шельфах Бразилии добыто 5,5 млн. т нефти [14].

Осадочный бассейн Сан-Хорхе является основным нефтедобывающим в Аргентине. Большей частью (более 65%) он омывается водами одноименного залива. В наиболее прогнутой части мощность осадочного чехла, по данным сейсморазведки, превышает 8 км [6, 9]. Наиболее древние породы осадочного чехла – верхнепалеозойские. Основную толщу осадков составляют мезозойские образования, представленные песчаниками, глинами, аргиллитами (местами туфами) и известковистыми песчаниками. В заливе Сан-Хорхе открыто единственное нефтяное месторождение в 1978 г. Месторождение расположено примерно в 17 км к востоку от г. Комодоро-Ривадавия, на глубине 2300 м получен приток нефти дебитом 152 т/сут и газа 46 тыс. $м^3$/сут. На шельфе пробурено 43 скважины к 1981 г., из них шесть выявили непромышленные притоки нефти (68 т/сут), а 37 оказались непродуктивными.

Среди морских бассейнов этого региона наиболее изучена морская часть Магелланова бассейна. Она выполнена толщей осадочных пород мощностью более 8 км, а на западе даже до 10 км. Глубина шельфа здесь ограничивается изобатой 200 м, площадь его 123 тыс. $км^2$. Осадочный чехол представлен мезозойско-кайнозойскими отложениями, где наибольшую мощность

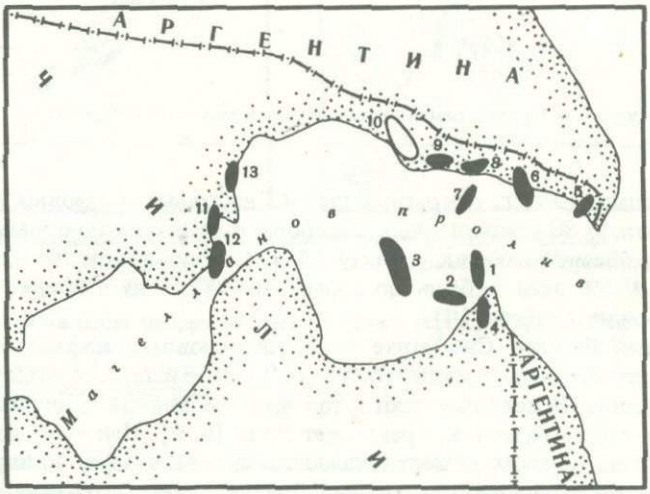




Р и с. 11. Месторождение нефти в осадочном бассейне Эспириту-Санту [4]

Р и с. 12. Месторождения нефти в осадочном бассейне Кампус

1 — Парго; 2 — без названия; 3 — Гарупа; 4 — Багре; 5 — Наморадо; 6 —Шерне; 7 — Корвина; 8 — Бонито; 9 — Энхова; 10 — Бикудо; 11 — Пампо; 12 — Лингуадо; 13 — Бадежо; 14 — IRjS-194; 15 — RjS-28A



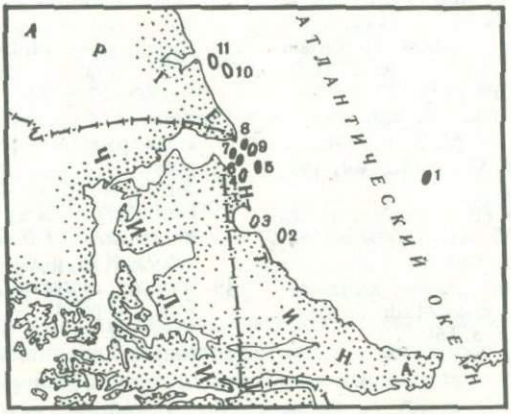
Р и с. 13. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в Магеллановом осадочном бассейне

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 — Ангуила; 2 — Осшп; 3 — Спитефул; 4 — Пунта-Каталина; 5 — Пунта-Дунхенес; 6 — Даниэл-Эсте; 7 — без названия; 8 — Даниэл; 9 — Каньядон; 10 — Посесьон; 11 — Пунта-Дельгада; 12 — Эспора; 13 — Дирексьон

(до 5 км) имеют верхнемеловые отложения, состоящие из песчаников, конгломератов и кремнистых сланцев. В основном продуктивны меловые толщи. Кайнозойские породы представлены также терригенными образованиями.

Поисково-разведочные работы в морской части бассейна начались бурением наклонных скважин с берега Магелланова пролива. В 1977 г. буре-



Р и с. 14. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в осадочном бассейне Мальвинас

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 – Каламар; 2 – Вега; 3 – Лобо; 4 – Ара; 5 – Ариас; 6 – MFI-10; 7 – MFH-9; 8 – MFJ-8; MGA-9; 10 – GHF-2; 11– GBB-9

ние скважин стало проводиться на акваториальных продолжениях месторождений Даниэл-Эсте и Посесьон [12]. К настоящему времени известно 13 месторождений нефти и газа в Магеллановом проливе (рис. 13) и 10 месторождений на Атлантическом шельфе (рис. 14). Продуктивными являются миоценовые, эоценовые, меловые и позднеюрские отложения. Месторождения отличаются сравнительно небольшими размерами залежей со средними глубинами 1525 м. Открытия на атлантическом побережье Магелланова бассейна являются высокодебитными (300–400 тыс.м^3/сут газа), из нижнемеловых и верхнеюрских песчаников получен приток нефти. К 1985 г. на акваториях пролива предлагается установить 25, а в 1990 г. 45 платформ и довести добычу нефти до 7 тыс. т/сут [12].

Осадочные бассейны Мальвинас и Уэдделла характеризуются значительной мощностью осадочных пород. В 1981 г. в бассейне Мальвинас в нижнемеловых и верхнеюрских песчаниках открыто нефтяное месторождение Каламар (см. рис. 14) с дебитом 440 т/сут. Оба бассейна к настоящему времени изучены очень слабо. В их пределах по геологическим предпосылкам возможно обнаружение нефтяных и газовых месторождений.

На шельфах остальных государств рассматриваемого региона – Уругвая, Гвианы (фр.), Суринама и Гайаны – пробурены или продолжают буриться поисковые скважины, не приведшие пока к открытиям промышленных залежей.

Литература

1. *Багир-Заде Ф.М., Буряковский Л.А.* Основы морской нефтегазовой геологии. Баку: Элм, 1974. 125 с.
2. *Высоцкий И.В., Кучерук Е.В.* Месторождения горючих полезных ископаемых. М.: ВИНИТИ, 1978, т. 8. 332 с.
3. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 479 с.
4. *Deal C.S.* Oil and Gas developments in South America, Central America, Carribbean Area and Mexico in 1981.

– Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1982, vol. 66, N 11, p. 2113, 2150.
5. *Andrich V.* Tres cuences submarians prometen. – Petról. intern. (US), 1976, vol. 34, N 10, p. 25–27.
6. Argentina work back in high gear. – Offshore, 1980, vol. 40, N 10, p. 90–95.
7. Brazil. – World Oil, 1982, vol. 195, N 3, p. 116–117.
8. Brazil racks up ninth Campos oil disovery. – Oil and Gas J., !976, vol. 74, N 40, p. 68.
9. Neue Erdölfunde vor der Küste Argentiniens. – Erdoel-Erdgas-Ztschr., 1978, Bd. 94, N 5, S. 160.
10. Othrs. – World Oil, 1982, vol. 195, N 3, p. 150.
11. Pecten group drills hefty oil discovery of Brazil. – Oil and Gas J., 1982, vol. 80, N 2, p. 134.
12. *Pena G.* El Estrecho de Magallanes ardua conquista que promete recompensa. – Petról. intern. (US), 1981, vol. 39, N 1, p. 39–42.
13. Petroobras racks up two new oil fields of Brazil. – Oil and Gas J., 1979, vol. 77, N 11, p. 40.
14. Wanted: Increased oil to meet growing demand. – Ocean Industry, 1981, vol. 16, N 5, p. 53–60.

СЕВЕРНОЕ МОРЕ

Северное море является сравнительно неглубокой шельфовой акваторией окраинного типа со средними глубинами воды 50–100 м. Занимая обширную площадь (около 400 тыс. км^2) и будучи вполне технически доступным для проведения морского поисково-разведочного бурения, оно тем не менее до конца 50-х годов не расценивалось достаточно высоко с точки зрения перспектив нефтегазоносности и соответственно рентабельности поисков промышленных скоплений углеводородов. Положение резко изменилось после открытия в 1959 г. гигантского газового месторождения Слохтерн в прибрежной части Нидерландов, запасы которого оцениваются в 1,9 трлн. м^3. Акватория Северного моря с согласия ООН была поделена на секторы между Великобританией (51%), Норвегией (23%), Нидерландами (10%), Данией (9%) и ФРГ (7% от общей площади моря), в пределах которых начались активные геофизические поисково-разведочные и буровые работы. Они осуществляются рядом промышленных компаний, наиболее крупными из которых являются "Phillips", "Shell", "BP", "Esso", "Hamilton" и др.

Представления о геологическом строении и нефтегазоносности Северного моря базируются на обощении разрозненных, зачастую противоречивых сведений, скупо публикуемых в открытой печати, а в основном сосредоточенных в фондах компаний, ведущих поиски, разведку и разработку нефтяных и газовых скоплений.

Впадина Северного моря, представляющая собой глубокий сложно построенный седиментационный бассейн, является западной частью Северо-Европейского (Североморско-Балтийского) нефтегазоносного бассейна, ограниченной на юге европейскими герцинидами, на западе – каледонидами Великобритании, на востоке – каледонидами Скандинавии, Балтийским щитом и тектоническими зонами Дании. Северная граница нефтегазоносного бассейна условна и определяется границей континентальной коры к северу от Великобритании и Скандинавии, а также современной структурой и наличием осадочного чехла в зоне предполагаемого подводного продолжения британских и скандинавских каледонид.

По данным геофизики (МОВ, КМПВ, магнитная и гравиметрическая съемки) и бурения, в пределах акваториальной части бассейна в струк-

туре поверхности кристаллического основания и палеозойских горизонтов чехла выделяются впадины и разделяющие их приподнятые тектонические зоны [2,3]. Осадочный чехол впадины Северного моря сложен палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями, которые достигают наибольшей мощности (до 10–15 км) в северной части акватории (впадина Девилс-Хол).

В Северном море самые древние вскрытые бурением отложения, датируемые девоном, пройдены скважинами на поднятии Доггер-Банк в 200 км от восточного побережья Англии, где они залегают под образованиями ротлигендеса ("красный лежень", нижняя пермь). Нижнекаменноугольные породы развиты в акватории только в непосредственной близости от побережья Англии, где они широко распространены. Верхнекаменноугольные толщи переслаивания глинисто-песчаных и угольных пластов, по данным бурения на суше и в море, выполняют южную часть седиментационного бассейна. Вскрытая мощность этих отложений более 850 м. Мощности увеличиваются к центру впадины Северного моря от ее южного обрамления.

Несогласно залегающий выше нижнепермский, существенно терригенный комплекс представлен в основном континентальной формацией ротлигендеса и имеет почти повсеместное распространение в акватории Северного моря. Южная граница развития комплекса вплотную подходит к герцинским складчатым сооружениям, а западная и восточная в целом соответствуют очертаниям береговой линии моря. В юго-западной своей части (в Английской впадине) комплекс сложен преимущественно песчаниками с высокими коллекторскими свойствами. К востоку в погруженных районах бассейна песчаники становятся менее пористыми и в разрезе преобладают алевролиты и сланцы, переслаивающиеся с ангидритами и мощными пластами соли. Здесь в низах ротлигендеса присутствуют эффузивы, а коллекторские пласты в разрезе отсутствуют. На севере между Скандинавией и Шетландскими островами нижнепермские образования представлены, видимо, морскими карбонатами и эвапоритами. Мощности нижней перми, вскрытой многочисленными морскими скважинами в Английской впадине и Немецкой бухте, 250–1000 м.

Залегающий согласно на отложениях нижней перми верхнепермский (цехштейновый) комплекс представлен морскими терригенно-карбонатными и эвапоритовыми образованиями (ангидриты, гипсы, соли, в том числе калийные). Первые из них преобладают в прибортовых районах бассейна, где имеют пластовое залегание и нередко рифогенную природу. Вторые почти целиком слагают разрез во внутренних районах бассейна, где выделяются четыре основных цикла соленакопления, разделенные маломощными карбонатными пластами относительно глубоководной депрессионной фации. Здесь на распределение современных мощностей комплекса оказала влияние интенсивная соляная тектоника с образованием узких грядовых зон повышенных мощностей солей, разделенных полями, откуда они были выжаты. Область развития галогенеза четко подразделяется на северную и южную части, соединяющиеся проливом в осевой зоне Северного моря между выступами широтной приподнятой зоны, в пределах которых галогенез отсутствует [10, 15]. Южная часть этой области характеризуется более мощным развитием соляной тектоники. Очевидно,

и первичные мощности комплекса здесь были значительнее и составляли 2 км, тогда как на севере едва достигали 1 км. В южной части цехштейнового бассейна обособляются Восточно-Английский и Нидерландско-Северо-Германский суббассейны, а в северной – Центрально-Североморский и Датский суббассейны.

Триасовые породы, без перерыва перекрывающие отложения цехштейна, развиты практически повсеместно и везде, за исключением западных районов моря, где из разреза выпадают известняки среднего триаса, присутствуют в полном стратиграфическом объеме. Нижний триас (бунтзандштейн, бантер) представлен терригенными породами с прослоями карбонатов и эвапоритов в верхней части разреза и мощных коллекторских пластов песчаников в средней. Аналогично построен верхнетриасовый отдел (кейпер), за исключением того, что в нем отсутствуют проницаемые песчаные породы. Нижний и верхний триас разделяются отложениями мушелькалька (средний триас), сложенными мелководными известняками с прослоями солей. Мощность триаса 1400–1900 м, причем половина их приходится на нижний триас.

На характере прогибания седиментационного бассейна Северного моря в юрское время сказалось влияние соляной тектоники. Отложения этого возраста мощностью до 2–3 км приурочены к системе протяженных трогов, разделяющих соляные гряды. На соляных грядах мощности юрских отложений резко сокращаются вплоть до полного выпадения из разрезов. Представленный всеми тремя отделами (лейас, доггер, мальм) юрский осадочный комплекс сложен внизу глинистыми породами с прослоями песчаников, содержание которых увеличивается вверх по разрезу. Песчаные пласты выклиниваются по направлению к краям трогов. В верхней юре преобладают карбонатные породы.

Меловые отложения, трансгрессивно залегающие на юрских, представлены нижним и верхним отделами. Нижнемеловые, преимущественно глинистые породы, включающие коллекторские песчаные пласты в нижней части разреза, развиты более широко по сравнению с юрскими. Мощность их в отдельных участках достигает 1 км. Верхнемеловые, преимущественно карбонатные отложения (кремнистый писчий мел, известняки, мергели) мощностью 500–1000 м развиты в пределах Северного моря почти повсеместно, местами отсутствуя только на сводах соляных куполов и гряд.

Кайнозойские (палеоген-неогеновые) отложения развиты в занимающем практически всю площадь Северного моря меридионально ориентированном прогибе. Они представлены базальными песчаниками палеоцена, перекрытыми толщей морских сланцев с маломощными пластами песчаников. Зона максимальных мощностей кайнозоя (до 3800 м) приурочена к осевой линии моря, а общие очертания акватории совпадают с контурами третичного бассейна, что свидетельствует об унаследованности современной морской впадины от кайнозойской зоны прогибания.

В настоящее время из-за недостатка данных не существует единого мнения о возрасте складчатого основания североморской части рассматриваемого нефтегазоносного бассейна. Одни исследователи считают его целиком докембрийским, другие – гетерогенным докембрийско-каледонским. В последнем случае предполагается, что впадина Северного моря пред-

ставляет собой каледонскую платформу, осложненную субширотной полосой выступов докембрийских пород, которым соответствуют крупные гравимагнитные максимумы поднятий Доггер-Банк и Шилл-Банк, а также поднятия Рингкёбинг-Фюн на п-ове Ютландия, где докембрийский возраст основания установлен по данным бурения.

Разрез осадочного чехла акватории четко подразделяется на три структурных этажа: подцехштейновый (подсолевой), цехштейновый (соленосный) и наддехштейновый (надсолевой). Строение двух нижних этажей отличается унаследованностью от структуры фундамента. Структура надцехштейнового этажа имеет наложенный характер, что определяется развитием галогенеза в породах цехштейна, а также своеобразным отчетливо меридиональным планом прогибания в кайнозойское время. В подсолевом и надсолевом этажах можно выделить по два подэтажа: в нижнем – допермский и ротлигендесовый, в верхнем – мезозойский и кайнозойский.

Строение допермского подэтажа в настоящее время почти не поддается расшифровке. Доказано лишь наличие допермских поднятий, соответствующих широтной полосе гравитационных максимумов (выступов фундамента). Структура ротлигендесового подэтажа охарактеризована материалами бурения и сейсморазведки МОВ. Кровля ротлигендеса, залегающая на глубине 1–2 км у побережья Англии, погружается на восток до глубины 7 км в опущенной зоне между поднятиями Доггер-Банк и Центрально-Североморским. В районе последнего и восточнее, на поднятиях Норвежском и Рингкёбинг-Фюн, эти отложения отсутствуют. В юго-восточной части акватории (Немецкая бухта) в разрезе ротлигендеса присутствуют мощные пласты соли, участвующие наряду с цехштейновыми солями в процессах галогенеза. В остальных районах распространения ротлигендеса характерно развитие многочисленных локальных блоковых поднятий, часто значительной амплитуды (до 350 м) и площади (до 300 км^2).

Соленосный цехштейновый комплекс в общем наследует структуру ротлигендесового подэтажа и соответственно фундамента. В то же время его структурные особенности в зонах развития и отсутствия галогенеза резко различаются между собой. Для первой характерно развитие узких протяженных соляных массивов типа соляных антиклиналей длиной 40–100 км при ширине 7–10 км в Восточно-Английском и Нидерландско-Северо-Германском суббассейнах, где глубина подсолевого ложа достигает 3,5–4,5 км, и хаотически расположенных относительно небольших (5 × 7 км) соляных штоков в северной части цехштейнового бассейна, где глубина залегания подошвы цехштейна значительно меньше и соляная тектоника менее интенсивна. В приподнятых бортовых районах цехштейнового бассейна, включая широтную полосу поднятий его центральной части, где рассматриваемый комплекс представлен преимущественно карбонатными породами относительно сокращенных мощностей, он имеет пластовое залегание, осложненное блоковыми локальными поднятиями.

На формирование надсолевого мезозойского подэтажа наряду с региональными тектоническими движениями существенное влияние оказали процессы галогенеза цехштейновых пород, особенно сильно сказавшиеся на распределении мощностей, литологического состава и структурных особенностей юрских и нижнемеловых отложений. Для верхнемеловых

пород, залегающих плащеобразно, отмечается несоответствие плана распределения мощностей с подстилающими мезозойскими отложениями. В еще большей мере это характерно для кайнозойского структурного подэтажа, образующего глубокий прогиб субмеридиональной ориентировки, расположенный между поднятиями Доггер-Банк и Шилл-Банк.

Результаты большого объема поисково-разведочных работ, анализ геологического строения и истории геологического развития Северного моря свидетельствуют о том, что этот бассейн является крупнейшей нефтегазоносной областью Западной Европы.

К настоящему времени доказан обширный стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности этого региона, охватывающий интервал пород от кайнозойских до нижнепермских (табл. 10.). По характеру распределения углеводородов можно выделить две основные продуктивные толщи: песчаники ромлигендеса, с которыми связаны основные залежи газа Северного моря, расположенные в его южной части юрская и верхнемеловая–третичная толща, представленная песчаниками юры, датскими известняками и палеоценовыми песчаниками, к которой приурочено большинство нефтяных и газоконденсатных месторождений на севере акватории. Кроме того, известны залежи газа в нижнем триасе (бантере), а также в верхней перми (цехштейне) [4, 6, 7, 9, 12–15, 17–19].

Продуктивный горизонт ротлигендеса представляет собой мощную пачку пористых песчаников, обладающих прекрасными коллекторскими свойствами [8, 16, 21]. Он залегает на глубинах от 1800 м на месторождении Дебора до 3500 м на месторождении Энн (Английская впадина).

Суммарная мощность нижнепермских песчаников 32–213 м. Все открытые в них скопления углеводородов представляют собой газовые залежи: Леман (извлекаемые запасы 340 млрд.м^3), Индифетигейбл (226 млрд.м^3), Амеланд (200 млрд.м^3), Хьюитт (113 млрд.м^3) и др. (рис. 15, см. вкл.). Суточные дебиты отдельных скважин достигают 1,19 млн.м^3 на месторождении Вэст-Соул и 1,6 млн.м^3 на месторождении Вайкинг.

Другой основной продуктивный комплекс – юрская, верхнемеловая–третичная толщи, представленные пористыми морскими песчаниками юры, трещиноватыми известняками датского яруса мощностью 75–135 м и высокопористыми (25–30%) палеоценовыми песчаниками со средней проницаемостью 1–12 мД. Эти горизонты залегают на глубинах от 1800 м (месторождение Дан) до 3900 м (месторождение Код). К датско-третичному и юрскому комплексу приурочены почти все нефтяные месторождения: Экофиск (извлекаемые запасы до 350 млн.т), Фортис (600 млн.т), Брент (205 млн.т) и др. Дебит нефти отдельных скважин на месторождении Экофиск достигает 1600 т/сут, а на месторождении Ок – 5000 т/сут. К песчаникам палеоцена приурочено и крупное в Северном море газоконденсатное месторождение Фригг с извлекаемыми запасами 280 млрд.м^3. Цехштейновые образования продуктивны в области развития их мелководных карбонатных фаций, т.е. в прибортовых зонах седиментационного бассейна. Продуктивные горизонты встречаются на глубинах от 1400 (Английская впадина) и до 3800 м (блок К-1, сектор ФРГ). В них обнаружены газовые (месторождения Хьюитт, блок Р-6, нидерландский сектор и др.) и газоконденсатные залежи (блок 41/24, британский сектор и др.). Суточный дебит газа отдельных скважин 540 тыс.м^3 (блок Р-6),

конденсата 120 т/сут (блок 41/24). Что касается эвапоритового комплекса верхнепермских цехштейновых образований, то он является надежной покрышкой для залежей газа в подстилающих ротлигендесовых песчаниках.

Нижнетриасовый продуктивный комплекс (бантер) представлен песчаными коллекторами. Эта толща встречается на глубинах от 900 м (месторождение Хьюитт, Английская впадина) до 4270 м (блок К-7, нидерландский сектор). Все залежи в нижнем триасе газовые: Хьюитт (извлекаемые запасы 120 млрд.м^3), Дотти и др. Суточный дебит отдельной скважины от 145 тыс.м^3 (Хьюитт) до 1,6 млн.м^3 (Дотти).

К юрским отложениям приурочена нефтяная залежь блока F-18, газовая залежь Норт-Альвин и др. Из морских песчаников юры здесь была получена нефть с суточным дебитом в отдельных скважинах от 400 до 2970 т (соответственно блок F-18 и месторождение Брае).

Все выявленные залежи в акватории Северного моря структурные. Среди них выделяется два основных типа структур: связанные с блоковыми поднятиями и обусловленные поднятиями под солевыми штоками. Блоковая структура залежей характерна для ротлигендесовых, а также для цехштейновых, триасовых и кайнозойских продуктивных горизонтов в зонах отсутствия галогенеза. В зонах же его развития в основном распространены залежи, связанные с солянокупольной тектоникой. В отдельных структурных залежах наблюдается литологическое ограничение продуктивных горизонтов, однако чисто неструктурных (литологических или стратиграфических) залежей в акватории пока не обнаружено.

Генерация нефти и газа в осадочном цехле бассейна Северного моря, очевидно, связана с тремя основными продуцирующими толщами: верхнекаменноугольной угленосной, цехштейновой подсолевой и кайнозойской сланцевой. Ротлигендесовые и, возможно, карбонатные цехштейновые и терригенные нижнетриасовые отложения аккумулировали газ, сформировавшийся при газификации углей верхнего карбона. Следовательно, поиски газа в названных отложениях наиболее перспективны в южной половине Североморского седиментационного бассейна, где развиты угленосные отложения верхнего карбона.

Юрские отложения (нефтяные залежи блока F-18, месторождений Брае, Терн и др.) аккумулировали нефть, видимо образующуюся в подсолевых депрессионных фациях цехштейна. Эти же фации вполне могли поставлять углеводороды в одновозрастные карбонатные коллекторы, распространенные вдоль всей внутренней части прибортовой зоны цехштейнового бассейна, а также в залегающие выше нижнетриасовые песчаники.

Предполагается, что главной продуцирующей толщей для нефтяных и газоконденсатных залежей в палеоген-неогеновых образованиях являются обогащенные $C_{орг}$ нижнетретичные сланцы наиболее погруженной осевой части кайнозойского седиментационного бассейна. Здесь же ожидается и наибольшая перспективность кайнозойских продуктивных горизонтов в силу ухудшения их коллекторских свойств и гидрогеологической обстановки за пределами осевой зоны бассейна, ограниченной изопахитой третичных отложений 1500 м. Однако вряд ли следует полностью исключить промышленную нефтегазоносность рассматриваемых отложений в приподнятых периферических частях кайнозойского бассейна Северного моря.

Таблица 10

Месторождения нефти и газа в Северном море

Месторождение	Год открытия	Год вступления в разработку	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Мощность продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта
1	2	3	4	5	6
			Британский сектор		
Вэст-Соул	1965	1967	2860–3300	–	Нижняя пермь
Леман	1966	1968	2300–3200	–	То же
Энн	1966	–	3400–3500	–	”
Индифетигейбл	1966	1971	2500	–	–
Хьюитт	1966	1969	900	30	Нижний триас
			1200	107	
			1400		Верхняя пермь
Дотти	1968	–	1100	–	Триас
			1800		”
Дебора	1968	–	1800	–	Нижняя пермь
Викинг	1968	–	2300	–	То же
Раф	1968	–	2700	–	”
Броукен-Бэнк	1970	–	2700–3050	–	”
Жозефайн	1970	–	3765,8–3779,6	13,8	Мезозой
Монтроуз	1969	1975	2530	–	Палеоцен
Фортис	1970	1975	2300–3300	–	”
Ок	1971	1975	–	–	–
Блок 43/20	1969	–	1680	–	Нижний триас
Блок 43/8	1969	–	1770	–	То же
Блок 41/24	1969	–	–	–	Верхняя пермь
Блок 44/23	1968	–	–	–	Нижний триас
Блок 47/13	1970	–	2800	–	Нижняя пермь
Блок 49/16	1970	–	2500	–	То же
Блок 30/2	1971	–	–	–	–
Блок 30/24	1971	–	–	–	–
Брент	1971	1976	–	–	Юра
Данлин	1973	1976–1977		–	–
Тистл	1972	1981	–	–	–
Корморан	1972	1976–1977	–	–	Юра
Берил	1972	1975	–	–	–
Арджилл	1971	1975–1976	–	–	Девон
Ниниан	1974	1978	–	–	–
Пайпер	1973	1976	–	–	–
Хаттон (блок 211/27)	1973	1984	–	–	–

Тип коллектора	Характер флюида	Дебит		Извлекаемые запасы	
		нефти, т/сут	газа, тыс. $м^3$/сут	нефти, млн.т	газа, млрд.$м^3$
7	8	9	10	11	12
		Британский сектор			
Песчаник	Газ	–	1190	–	65
”	”	–	800–1500	–	340
”	”	–	–	–	8,5
–	”	–	780	–	226
Песчаник	”	–	145	–	120
”	”	–	750	–	–
Карбонаты	–	–	–	–	–
Песчаник	Газ	–	940	–	28,5
”	”	–	1600	–	–
”	”	–	750	–	3
”	”	–	1600	–	113,5
”	”	–	1000	–	14
”	”	–	560–950	–	28,5
	Нефть	112	–	14	–
”	”	285	–	41	–
”	”	750	–	245–275	–
–	”	–	–	7–14	–
Песчаник	Газ	–	–	–	–
”	”	–	1000	–	–
Карбонаты	Конденсат/газ	120	300	–	–
Песчаник	Газ	–	–	–	–
”	”	–	480	–	–
”	”	–	500	–	–
–	Конденсат/газ	–	–	–	–
–	Нефть	–	470	–	–
–	”	–	–	–	205
–	”	–	–	89–110	–
–	”	–	–	82–137	–
–	”	–	–	89–105	–
–	”	743	–	69–137	–
–	”	4	–	82–137	–
–	”	–	–	150–274	–
–	”	–	–	110	–
–	”	13500	–	34	–

Таблица 10 (продолжение)

1	2	3	4	5	6
			Британский сектор		
Хиттер	1973	1977–1978	–	–	–
Альвин	1973	1977–1978	–	–	–
Морт-Альвин	1981	–	3075	–	Юра
2/5 (Юнион)	1973	–	–	–	–
Моурин	1973	1977	–	–	–
Мангус	1974	1980	–	–	–
Клеймор	1974	1977	–	–	–
21/1	1974	–	–	–	Юра
Эндрью	1974	–	–	–	–
Ломонд	1973	–	–	–	–
Аметист	1974	–	–	–	–
Дуджеон	1974	–	–	–	–
Брае	1975	–	–	–	Юра
Норт-Вэст-Хаттон	1979	1982	–	–	–
Тиффани	1979	–	–	–	–
Тони	1979	–	–	–	–
Телма	1979	–	–	–	–
Марчисон	1977	1980	–	–	–
Брюс	1975	–	–	–	–
Фулмор	1975	–	–	–	–
Терп	1978	–	–	–	–
Бучан	1980	–	–	–	Девон
Биатрис	1980	–	–	–	–
Блок 20/2	1981	–	–	–	–
Блок 210/15	1978	–	2053–2075	–	Юра
Блок 206/7	1978	–	–	–	–
Блок 206/8	1978	–	–	–	–
			Норвежский сектор		
Код	1968	–	3900	–	Палеоген-верхний мел
Экофиск	1969	1971	3050–3320	120–210	Верхний мел
Вэст-Экофиск (Албюскел)	1970	–	–	186	То же
Торфельт (Эргфиск)	1970	–	–	275	”
Элдфиск	1970	–	–	75	”
Блок 25/8	1970	–	2400	–	”
Фригг	1971	1977	1900	180–135	Палеоцен
Эдда	1969	–	2228	–	Палеоцен, данский–маастрихт
Хаймдалл	1973	–	–	–	Палеоцен, юра
Статфьорд	1974	1976	–	–	Юра, триас
Эспен	1974	–	–	–	–
Брим	1972	–	–	–	–
Брислинг	1973	–	–	–	–

7	8	9	10	11	12
		Британский сектор			
–	”	–	–	70–105	–
–	”	–	–	70–105	–
Песчаник	Газ	–	–	98–135	30
–	Нефть	–	–	69–105	–
–	”	–	–	70	–
–	”	–	–	140	–
–	”	280	–	70	–
Песчаник	”	–	–	–	–
–	”	675	–	70	–
–	Газ	–	–	–	–
–	”	–	–	–	8,5
–	”	–	–	–	3
Песчаник	Нефть	2970	–	160	100
–	Нефть/газ	–	–	41	–
–	Нефть	310–1020	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	47–54	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
Песчаник	”	642	–	–	–
–	Нефть/газ	–	–	–	–
–	Нефть	399	–	–	–
		Норвежский сектор			
–	Конденсат/ газ	300	1150	60	37
Известняк	Нефть	3307	–	170–350	250
”	”	450	–	45	70
”	”	510	–	250	–
”	”	125	–	130	27
”	”	–	–	–	–
Песчаник	Конденсат/ газ	–	–	120–164	280
”	Нефть	7000	334	8	6
–	Конденсат/ газ	–	–	–	60–85
Песчаник	Нефть	1350–1620	–	280–473	100
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–					

Таблица 10 (продолжение)

1	2	3	4	5	6
			Норвежский сектор		
Финдер	1979	–	–	–	–
Ула	1979	–	–	–	Верхний триас
Безымянное	1980	–	–	20	–
Балдер	1979	–	–	–	–
Слейпнер	1979	–	–	–	–
Силвер-Блок	1979	–	–	–	–
Блок 1/9	1978	–	–	–	Даний–маастрихт
Блок 34/4	1979	–	–	–	Триас
Худ	–	–	–	–	–
Один	–	–	–	–	–
Болдер	1979	–	–	–	–
Блок 31/2	1980	–	–	–	–
Блок 34/10	1980	–	–	–	–
Блок 7	1981	–	–	–	–
Блок 5	1981	–	–	–	–
Блок 35/8	1981	–	–	–	–
			Нидерландский сектор		
P-6	1968	–	3200	–	Верхняя пермь
K-7	1969	–	4270	–	Нижний триас
K-14	1970	–	–	–	Нижняя пермь
F-18	1970	–	–	–	Юра
Пласид (L-10)	1969	–	–	60–90	Нижняя пермь
Амеланд	1964	–	3350	–	То же
L-11	1979	–	–	–	–
L-4	1979	–	–	–	–
P-10	1981	–	–	–	–
P-6	1981	–	–	–	–
K-10-132	1981	–	–	–	Триас
L-16	1981	–	1850	–	–
F-17	1982	–	2000	–	–
F-3	–	–	–	–	–
L-2	1970	–	–	–	Даний–третичный
Гронинген	1959	1965	2600–3000	–	Нижняя пермь
K-13	1976	–	–	–	Нижний триас
Хельм	1979	1982	–	–	–
			Сектор ФРГ		
D-1	–	–	4000	–	Нижняя пермь

7	8	9	10	11	12
		Норвежский сектор			
–	Нефть	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
Песчаник	Газ/нефть	–	–	400	1100–2000
–	Нефть	–	–	–	–
–	Газ	–	–	–	230
–	”	–	–	–	53,2
–	Конденсат/газ	380	509,4	–	–
–	Нефть	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	29,6	–
–	”	–	–	–	–
–	Нефть/газ	–	–	200	1,7
–	Нефть	–	–	–	–
–	Газ/конденсат	–	–	–	50
–	Нефть/газ	–	–	2,5	12
–	Газ	–	–	–	10
		Нидерландский сектор			
Известняк	Газ	–	540	–	–
–	”	–	–	–	–
Песчаник	”	–	100	–	–
–	Нефть	400	–	50	–
Песчаник	Газ	–	100	–	–
”	”	–	–	–	150–200
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	1
–	”	–	–	–	24,8
Песчаник	Нефть	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	”	–	–	5,1	12
–	Газ	–	–	–	–
Песчаник	”	–	–	–	1900
”	”	–	1130	–	–
–	Нефть	3000	–	–	–
			Сектор ФРГ		
Песчаник	Газ	–	500	–	–

Таблица 10 (окончание)

1	2	3	4	5	6
			Сектор ФРГ		
B-1	–	–	2925	–	Верхняя пермь
K-1	–	–	3800	–	То же
Шведенек	1982	–	–	–	Юра
C-1	–	–	–	–	–
B-2	–	–	–	–	–
J-13	1980	–	–	–	–
			Датский сектор		
Структура A_1	1966	–	–	–	Верхний мел–третичный
Структура E_1	1968	–	–	–	Мел
Структура H_1	1968	–	–	–	–
(Горм) J_1	1969	–	–	–	–
Структура N_1	1971	–	2100	–	–
Дан	1971	1972	1800–2000	–	Мел
Скельд	1980	1982	–	–	–
Тюра	1981	1984	–	–	–
Роар	1981	1987	–	–	–

Краткий обзор геологического строения и нефтегазоносности бассейна Северного моря приводит к заключению, что перспективы нефтегазоносности акватории южнее широты 62° оцениваются очень высоко. Открытие новых месторождений нефти в триасовых отложениях (Ула, блок 34/4 – норвежский сектор; блок F-17 – нидерландский сектор и др.) в 1982 г. стимулировало переориентацию поисково-разведочных работ в южной половине акватории, где основным объектом поисков ранее были только меловые образования.

К настоящему моменту в Северном море открыто 150 месторождений нефти, газа и газоконденсата (см. рис. 21, табл. 11). Из них 25% относятся к категории гигантов (гигантскими считаются месторождения нефти, запасы которых 68 млн.т нефти и более или газа в эквивалентных единицах измерения [5]). Доказанные запасы одного месторождения-гиганта в среднем составляют 245 млн. эквивалентных т. Распределение этих запасов по возрасту находится в следующих соотношениях: 43% – в палеозойских породах, 30,5% – в мезозойских и 26,5% в палеоген-неогеновых, в то время как в других нефтегазоносных бассейнах мира все запасы месторождений-гигантов сосредоточены в мезозойских (65%) и палеозойских (35%) отложениях. В бассейне Северного моря 86% запасов месторождений-гигантов приурочено к песчаникам и 14% – к известнякам, по миру мы вновь наблюдаем обратную картину: соответственно 83 и 17%.

Среди открытых гигантских месторождений можно выделить такие месторождения, как Фортис, Экофиск и др. Нефтяное месторождение Фортис открыто в 1970 г. Площадь около 90 км^2. Продуктивны палео-

7	8	9	10	11	12
		Сектор ФРГ			
Известняк	”	–	–	–	–
”	”	–	–	–	–
–	Нефть	–	–	–	–
–	Газ	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	Нефть	–	–	–	–
		Датский сектор			
Известняк	Нефть	–	–	–	–
–	Газ	–	–	–	–
–	”	–	–	–	–
–	Нефть	–	–	–	–
–	”	400	–	–	–
–	”	500	–	17	–
–	”	400	–	–	–
–	Газ	–	6800	–	–
–	”	–	–	–	9

ценовые песчаники, залегающие на глубинах 2300–3300 м. Нефть высокого качества, удельного веса 0,838 г/см^3. Геологические запасы нефти 540–600 млн.т, извлекаемые запасы порядка 245–275 млн.т [24, 25, 27, 29].

Нефтегазовое месторождение Экофиск открыто в 1969 г. Продуктивная зона вскрыта на глубине 3050–3320 м, связана с пористыми и трещи-

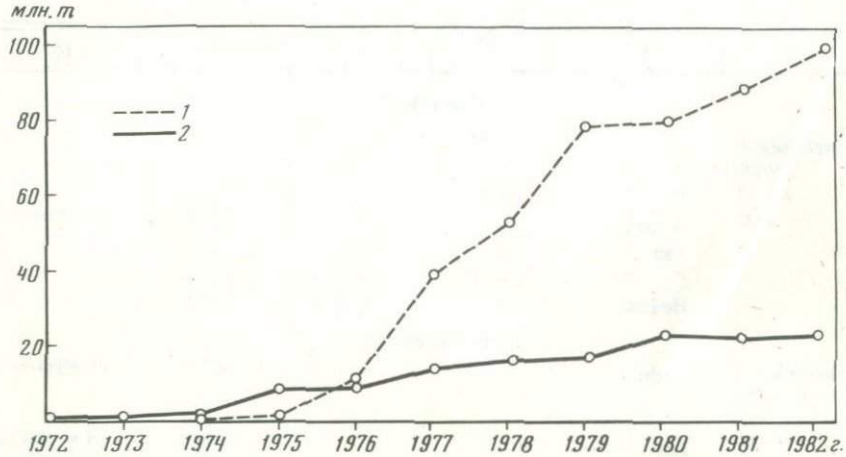
Таблица 11

Добыча нефти в британском и норвежском секторах (в млн. т)

Сектор	Годы					
	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Британский	–	–	0,09	1,1	10,6	40,1
Норвежский	1,6	1,6	1,7	9,4	9,8	14,0

Таблица (окончание)

Сектор	Годы				
	1978	1979	1980	1981	1982
Британский	53,5	79	80	89	103,4
Норвежский	17,5	18	24	23	24,5



Р и с. 16. Динамика добычи нефти в британском (*1*) и норвежском (*2*) секторах Северного моря

новатыми известняками дания, мощностью 120–210 м, пористостью до 30% и проницаемостью 1–12 мД. Нефть высококачественная, удельного веса 0,844 г/см^3. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 170–350 млн.т, газа – в 250 млрд.м^3.

На начало 1983 г. в Северном море пробурено около 1300 скважин. В фонде эксплуатационных и нагнетательных скважин насчитывается более 1500 скважин. Геологопоисковые работы в акватории характеризуются высокой успешностью. В период с 1967 по 1974 г. в британском секторе в каждой четвертой скважине отмечались нефтепроявления, а каждая восьмая давала промышленные притоки нефти. В середине 70-х годов нефтепроявления были получены в каждой пятой скважине. Результативность поисково-разведочного бурения до середины 70-х годов в британском, норвежском и нидерландском секторах была примерно одинакова и близка к 40–50%. К началу 80-х годов результативность равна 20–30%. В целом по Северному морю в 1982 г. было занято до 50 буровых установок.

В поисковых работах, в оценке и в разработке месторождений в британском секторе было занято 30 буровых установок к началу 1983 г. (в 1981 г. – 27 установок), в том числе 19 в поисково-разведочных работах. Бурение ведется на участках моря глубиной 150–200 м. Большие затраты на выявление запасов углеводородов Северного моря связаны с суровыми природными условиями [11]. Стоимость бурения скважины в 3000 м при глубине моря 150–200 м составляет 5–10 млн.долл. Реальный уровень затрат на добычу нефти и газа в Северном море в 10–30 раз превышает уровень затрат в Персидском заливе. Поэтому предельной рентабельностью месторождения по британскому сектору принимаются пока запасы, равные 34 млн.т нефти, а по норвежскому сектору разрабатываются месторождения с запасами более 70 млн.т. нефти [20, 31].

Не менее 26 месторождений находятся в эксплуатации. Подавляющее

большинство эксплуатируемых месторождений относятся к британскому и норвежскому секторам, в связи с этим рассмотрим динамику добычи нефти в этих секторах (рис. 16, табл. 11). Извлекаемые запасы нефти Северного моря на начало 1983 г. в целом оцениваются в 3–3,5 млрд.т, газа 3,9–4,9 трлн.м^3, потенциальные резервы нефти 6–7 млрд.т, газа 8–9 трлн.м^3. Годовая добыча нефти в этом регионе за 1982 г. составила 132 млн.т. Предполагаемая добыча нефти к 1985 г. на месторождениях Северного моря оценивается в 160–200 млн.т [22, 23, 26, 28, 30].

Приведенные значения запасов, однако, отнюдь не исчерпывают потенциальные возможности акватории, о чем свидетельствуют постоянно поступающие сообщения об открытии новых скоплений углеводородов и переоценке запасов уже известных месторождений в сторону их увеличения. Открытые к настоящему моменту запасы нефти составляют не менее 4% от мировых запасов, а добыча – 3,8% мировой добычи за это время.

Литература

1. *Геодекян А.А., Дубовской И.Т., Троцюк В.Я.* Генетические аспекты нефтегазообразования в подводных осадочных бассейнах западной периферии Скандинавии. – В кн.: Генетические предпосылки нефтегазоносности Мирового океана. М.: ИОАН СССР, 1978, с. 72–89.
2. *Глушко В.В., Дикенштейн Г.Х., Соловьев Б.А.* и др. Геологическое строение и газонефтеносность Северного моря – Геология нефти и газа, 1972, № 8, с. 13–22.
3. *Дикенштейн Г.Х., Глушко В.В., Соловьев Б.А.* и др. Месторождения нефти и газа Северо-Западно-Европейской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1975.
4. Action outlook mixed for North Sea. – Oil and Gas. J., 1982, vol. 80, N 23, p. 87–92.
5. *Adams T., Kirkby M.A.* Estimate of world gas reserves. – Petrol. intern. (Ital.), 1978, vol. 25, N 3, p. 15–21.
6. *Ager-Hanssen H.* The exploitation of Norwegian oil and gas. – Energy Policy, 1980, vol. 8, N 2, p. 153–164.
7. Amoco seeks Northwest Hutton development. – Oil and Gas J., 1979, vol. 77, N 19, p. 44–45.
8. *Bjorlykke K.* The geological conditions for North Sea oil discoveries. – Petrol. intern. (Ital.), 1982, vol. 24, N 2, p. 51–53, 55–56.
9. Denmark. – World Oil, 1981, vol. 193, N 9, p. 181–182.
10. *Derumaux F.* Le permien évaporitique de mer du Nord: Relations entre tectonique et sédimentologie. – Bull. Cent. rech., explor., prod. Elf–Aquitaine, 1980, vol. 4, N 1, p. 495–510.
11. *Duffy D.* Worst weather conditions since North Sea exploration began cause breaks in production and hinder drilling. – Petrol. Rev., 1979, vol. 33, N 396, p. 49–50.
12. *Dunn W.W.* North Sea basinal area: Europe – an important oil and gas province. – Norg. geol. unders., 1975, N 316, s. 69–97.
13. Esso outlines a remarkable prospect for U.K. continental shelf exploration.– Petrol. Rev., 1980, vol. 34, N 407, p. 4–7.
14. German oil hopes cut down. – Oilman, 1982, June, p. 437.
15. *Hedemann H.-A.* Die beteutung des Oberkarbons für die Kohlen wasserstoffvorkommen im Nordsee becken. – Erdöl und Kohle-Erdgas-Petrochem., 1980, vol. 33, N 6, p. 255–266.
16. *Joseph J.* Hopeful signs for more North Sea oil. – Petrol. Rev., 1982, vol. 36, N 420, p. 16–17.
17. *Junca J.* Resultats d'exploration aux Pay-Bas. – Pétrole et techn., 1981, N 285, p. 97–100.
18. Largest gas discovery in the North Sea. – Offshore Eng., 1980, Aug., p. 54.
19. *Mindermann F.* Erdgasquelle Nordsee: Die Bedeutung des Nordsee-Erdgases für die Energieversorgung Westeuropaswachst. Gas-Ztschr. ration Energieanwend, 1981, Bd. 32, N 3, S. 129–130, 132.

20. More North Sea strikes appraisals log flows. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 20, p. 42.
21. NAM finds more oil in Dutch North Sea. – Oil and Gas J., 1982, vol. 80, N 18, p. 98.
22. Natural gas prone Dutch North Sea yields crude oil. – Oil and Gas J., 1982, vol. 80, N 16, p. 55.
23. Netherlands. – World Oil, 1981, vol. 193, N 9, p. 180–181.
24. Norway oil reserves up by 13%. – Offshore Eng., 1981, Apr., p. 71.
25. Norwegian Sea find tops European discoveries. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 35, p. 42, 43–45.
26. Oil production begins from North Sea field. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, N 42, p. 119.
27. Ol und gas aus der Nordsee. – Chem. Techn. (BRD), 1981, Bd. 10, N 10, S. 983–986.
28. Phillips has North Sea strike near Toni, Thelma. – Oil and Gas J., 1979, vol. 77, N 29, p. 28–29.
29. *Thomas A.N., Walmsley P.J., Jenkins D.A.L.* The Forties Field. – Norg. geol. unders., 1975, N 316, s. 105–120.
30. *Tuquoi J.P.* The next North Sea oil investments. – Pétrole informs, 1981, N 1551, p. 22–26, 29–30, 32.
31. *Vielvoye R.* North Sea gas field may contain commercial oil. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 32, p. 41.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ОКРАИНЫ СЕВЕРНОЙ И СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТЕЙ АТЛАНТИЧЕСКОГО ОКЕАНА

Северная и северо-восточная части Атлантического океана включают: Балтийское, Баренцево, Норвежское, Ирландское и Кельтское моря, пролив Ла-Манш и Бискайский залив. Геологическое строение рассматриваемого региона чрезвычайно разнообразно.

Юго-восточная часть Балтийской синеклизы находится на суше, а большая северо-западная – в Балтийском море. Рассматриваемый регион Балтийской синеклизы располагается на территории СССР, Польши, Дании и Швеции. С северо-запада синеклиза ограничена склоном Балтийского щита, с юга – Белорусско-Мазурской антеклизой и с юго-запада – краевой синклиналью Датско-Польского прогиба. Балтийская синеклиза выполнена мощной толщей осадочных образований от верхнего протерозоя (венда) до кайнозоя включительно [1]. В ее осадочном цехле обособляется ряд *литолого-стратиграфических комплексов* – крупных подразделений разреза, объединяемых по преобладанию тех или иных литогенетических ассоциаций пород и отражающих значительные этапы геологического развития региона: кембрийский терригенный, ордовикский терригенно-карбонатный, силурийский карбонатно-терригенный, нижнедевонский терригенный, средне-верхнедевонский и нижнекарбоновый пермский карбонатно-терригенный, пермский галогенно-карбонатный, мезозойско-кайнозойский преимущественно терригенный. Залегание этих комплексов отражает спокойное моноклинальное погружение палеозойских толщ от склона Балтийского щита на юго-восток, к осевой зоне синеклизы и резко несогласное по субширотному плану перекрытие их более молодыми толщами перми и мезозоя. Общая мощность осадочного выполнения 8–12 км.

Геолого-геофизическая изученность континентальных районов достаточно хорошая, что нельзя сказать об акватории Балтики, где давно зафиксированы нефтегазопроявления в скважинах на островах Эланд в 1935 г., Готланд в 1936 г. Перспективны нефтегазоносности связываются с песчаными отложениями нижнего и среднего кембрия и ордовика. Однако отмечены нефтегазопроявления и даже притоки нефти из отложений силура и нижнего девона.

В настоящее время на акватории Балтийского моря нефть добывается в Швеции. В 1981 г. здесь бурилось 14 скважин на о-ве Готланд и шесть на о-ве Форе. На о-ве Готланд из трех скважин получены притоки нефти. Отснято 230 пог.км сейсмических профилей. Нефти добывается 24 тыс.т в год. Нефть высококачественная, малосернистая, плотностью 0,811–0,825 т/см^3.

Баренцево море является малоизученным районом в северо-восточной части Атлантического океана, хотя поисково-разведочные работы на о-ве Шпицберген ведутся с 1960 г., и лишь в одной скважине получен слабый приток газа.

Континентальный шельф, склон, и подножие, расположенные на границе акваторий Баренцева и Норвежского морей, выделяются как Лофотенский осадочный бассейн. По геофизическим данным в нем выделяются две впадины: Анн-фьорд-фуглебакен и собственно Лофотенская, частично соответствующая глубоководной Лофотенской котловине [2]. Осадочный чехол бассейна представлен в основном мезозойскими и кайнозойскими отложениями, присутствие палеозойских пород отмечено только в крайней западной части.

Акваторию Норвежского моря почти целиком занимает Норвежский осадочный бассейн, раположенный на обширном пологом шельфе и континентальном склоне, на плато Воринг в юго-восточной части моря. Этот осадочный бассейн является продолжением Североморского, и, судя по результатам сейсморазведки, в его разрезе присутствуют палеозойские (очень в небольшом объеме), а также мезозойские и кайнозойские отложения. Установлено, что кристаллические породы, выходящие на поверхность, распространяются до 30 км от берега, глубже они перекрываются осадочными отложениями мезозойского и третичного возраста [7]. Общая мощность чехла около 7 км. Мощность пород четвертичного возраста изменяется от нескольких метров на небольших участках до 200 м и более. Они состоят из песков, залегающих в кровле рыхлых глин и ледниковых наносов. В структуре бассейна выделяются три обособленные впадины: Мёре и Хельгеланд на шельфе и Воринг на одноименном плато [12].

Поисково-разведочные работы на континентальном шельфе Норвегии к северу от 62-й параллели начались в 1981 г. Общая площадь изучаемого шельфа с глубиной моря до 500 м составляет 50 тыс.км.^{2}. Проведен комплекс геофизических исследований на плато Воринг и на шельфе (6,2 тыс. пог.км) и пробурено шесть глубоководных скважин. В перми, юре и палеогене выявлены потенциальные нефтегазоносные коллекторы. В качестве экранов могут служить глинистые породы верхней юры и нижнего мела. Близ берегов Норвегии у г. Тромсфлакета на шельфе выявлена газовая залежь на глубине 2200 м.

В Северо-Восточной Атлантике выделяется группа осадочных бассейнов, имеющих чрезвычайно сложное геологическое строение и находящихся в различных морфоструктурных районах океана, включающих районы континентального шельфа, склона, подножия и частично области глубоководных акваторий. В эту группу входят Западно-Шетландский, Северо- и Южно-Минчский и Внутреннегебридский, Шетландско-Фаррерский, Роколл и Хаттон [2]. Все бассейны, кроме двух последних, приурочены к глубоким, узким, асимметричного строения грабенообразным впадинам, ограничен-

ным линейными разрывными нарушениями. Осадочный чехол всех бассейнов начинается с комплекса континентальных отложений перми и триаса. Выше по разрезу несогласно на триасовых образованиях залегает терригенный нижне- и среднеюрский комплекс мощностью до 2 км. Отложения верхней юры и нижнего мела отсутствуют на всем протяжении шельфа Гебридского моря и прилегающих районов. На среднеюрских отложениях с перерывом залегает маломощная (до 20 м) верхнемеловая толща песчаников и писчего мела. Кайнозойские образования присутствуют только в Западно-Шетландском и Северо-Минчском бассейнах, где открыты нефтяные месторождения (отмечены при описании Северного моря). Основные перспективы связаны с песчаными прослоями перми, триаса и юры.

Осадочные бассейны Роколл и Хаттон расположены в глубоководных впадинах в области континентального склона. Мощность осадочного выполнения бассейнов не превышает 2 км. В качестве перспективных на нефть и газ образований рассматриваются песчаные горизонты в доверхнемеловом комплексе.

И, наконец, последняя группа осадочных бассейнов Северо-Восточной Атлантики расположена в Ирландском и Кельтском морях и в Бискайском заливе: Ирландский, Кельтский, Вестерн-Эпроуч, Арморикансний и Португальский.

Ирландский осадочный бассейн соответствует примерно впадине Ирландского моря и расположен между о-вом Мэн и п-овом Уэльс и представляет собой полуграбен, выполненный преимущественно терригенными и мелководно-морскими отложениями пермо-триасового возраста. Разрез хорошо коррелируется с разрезом прилегающего аналогичного бассейна Чешир на суше и включает последовательность отложений сверху вниз: верхнетриасовые мергели, соленосные слои и песчаники Кейпер, среднетриасовые песчано-глинистые отложения Уотерстоунз, нижнетриасовые песчаники и эвапориты Сент-Бис, мергели Манчестер и песчаники и глины Коллихерст [8, 14]. Наблюдаются значительные фациальные изменения к северу, связанные, вероятно, с удалением от источника сноса, находящегося на юге. Поэтому в северной части Ирландского осадочного бассейна отсутствуют кайнозойские и мезозойские отложения. Общая мощность осадочного разреза этого района около 3 км. В южной части бассейна, по данным сейсмических исследований, мощность осадочной толщи, сложенной породами от пермо-триасовых до третичных, превышает 6100 м.

Региональная структура характеризуется системами разломов северо-запад – юго-восточного и северо-восток – юго-западного простираний. С 1965 г. здесь начаты поисково-разведочные работы на нефть и газ, исходя из предположения, что геологические условия Ирландского моря аналогичны условиям в южной части Северного моря, богатой скоплениями газа. Это подтвердилось выявлением на суше газоносных угольных пластов карбона и получением притоков нефти из песчаников триаса в скважине Формби. В результате в 1974 г. было открыто газовое месторождение Моркам с залежами в песчаниках триаса (Кейпер, Уотерстоунз и Сент-Бис) в южной части Ирландского моря [5]. В связи с фациальной изменчивостью перспективы открытия залежей нефти и газа в северной части бассейна ограничиваются возможностью образования скоплений преимущественно газа в отложениях перми и триаса.

Р и с. 17. Месторождения (цифры на схеме) *нефти и газа в Кельтском море*

Условные обозначения на рис. 5

1 – 35/8-1; 2 – 48/28-1; 3 – Кинсейл-Хед



Кельтский осадочный бассейн состоит из трех четко выраженных впадин: Северо-Кельтской, Южно-Кельтской и Поркьюпайн. Северо- и Южно-Кельтская впадины представляют собой узкие грабены субширотного простирания, расположенные в Кельтском море. Впадина Поркьюпайн – субмеридиональна и расположена на западе Ирландии, на континентальном склоне Кельтского моря. Бассейн выполнен мезозойскими и кайнозойскими отложениями мощностью 4–5 км во впадинах Северо-Кельтской и Поркьюпайн и около 3 км в Южно-Кельтской впадине. По данным сейсморазведки, в осадочном чехле Кельтского бассейна выделяются пять комплексов: верхнемеловой, эоценовый, миоценовый, плиоценовый (типично дельтовый, который на востоке полностью отсутствует, но к перегибу континентального склона его мощности резко возрастают) и плейстоцен-голоценовый (пески, часто слагающие крупные дюны северо-восточного простирания). Распространение пермо-триасовых хемогенных пород обусловливает возможность развития солянокупольной тектоники. Сейсмическим профилированием установлено 11 крупных структур с размерами по длинной оси до 40 км. Предполагается, что возраст слагающих ядра антиклинальных поднятий раннемеловой. Выявленные сейсмикой разрывные нарушения секут преимущественно меловые и эоценовые отложения.

Нефтегазопоисковые работы в этом районе, начатые с 1965 г., привели в 1971 г. к открытию единственного разрабатываемого газового месторождения Кинсейл-Хед (рис. 17), расположенного вблизи юго-восточного побережья Ирландии. Глубина моря в этом районе около 92 м. Площадь месторождения 124 км^2. Залежи газа в раннемеловых песчанных горизонтах – на глубинах 823,5 и 1185 м. Добыча газа началась с 1978 г. (дебит 28 тыс.м^3/сут). Ежегодная добыча газа составляет 1,3–1,5 млрд.м^3. Запасы месторождения после переоценки были увеличены с 28 до 38 млрд. м^3 [10].

В районе, расположенном в 80 км к югу от порта Корк, была пробурена первая скв. 48/84-1, которая при испытании дала приток нефти дебитом 107 т/сут из интервала глубин 1219–1829 м. В интервале 853–1219 м был получен приток газа дебитом 283,2 тыс.м^3/сут. В следующей скв. 48/28-1 были испытаны три горизонта, приток нефти в 212 т/сут был получен только из одного горизонта. После завершения испытаний скв. 48/28-1 планируется провести дополнительное бурение для оценки запасов этого месторождения. Приток газа получен также западнее г. Блэкпула.

Во впадине Поркьюпайн впервые в 1978 г. бурением скв. 35/8-1 выявлена глубоко залегающая нефтегазоносная толща, которая дала приток нефти в 100 т/сут, легкой (0,855 г/см^3), малосернистой, а также небольшое количество газа [4]. Скважина пробурена при глубине вод 423 м в 168 км от

берега (см. рис. 26). Общая глубина скважины 4350 м. Скв. 35/8-2 общей глубиной 4633 м дала притоки нефти (127 т/сут) и газа. Скв. 26/28-1 дала нефти 755 т/сут, а скв. 26/28-2 – 200 т/сут. Пока промышленных разработок в этой впадине не производится. В настоящее время в Ирландском и Кельтском осадочных бассейнах пробурено 30 скважин.

Бассейны Вестерн-Эпроуч и Арморикансий соответствуют одноименным впадинам и расположены южнее описанных выше. Мощности осадочного выполнения этих впадин небольшие (до 3 км).

Пролив Ла-Манш своим западным продолжением соединяется с Кельтским морем. Вероятно, осадочный бассейн, соответствующий этому проливу, является самостоятельным. В результате сейсмических и гравиметрических исследований выявлена толща осадочного чехла мощностью 1000 м и более, представленная пермо-триасовыми, юрскими и меловыми образованиями. Первые геолого-геофизические исследования в юго-западной части пролива при глубине воды 100–200 м были начаты в 1964 г. В настоящее время исследования продолжаются, проводится большой объем сейсмопрофилирования, пробурены скважины Гарлизен и Риа Гвин общей глубиной порядка 2525 м. Наиболее благоприятным коллектором для нефти и газа считают толщу карбонатных отложений мезозойского возраста [11]. По данным сейсморазведки, мезозойские отложения залегают довольно глубоко (5–6 км) при глубине моря 1–3 км.

Акватория Бискайского залива представляет собой подводное продолжение Аквитанского осадочного бассейна. Этот бассейн разделяется на две впадины – на северную Аркашон и южную Адур. В разрезе осадочного чехла впадин присутствуют отложения мезозойского и кайнозойского возраста мощностью 4–5 км [9]. С 1955 г. в заливе проводятся аэромагнитометрические, сейсмические и океанографические исследования. В настоящее время бурится ряд скважин как во впадине Аркашон (Пиневин, Ибис-2бис, Фламан и др.), так и во впадине Адур (Даню, Таранис и другие на акватории Франции и Визсайя В2, Визсайя С1 и другие на акватории Испании) [3].

Северное побережье Испании считается новым нефтегазоносным районом Западной Европы. Здесь открыто одно газоконденсатное (Мар-Кантабрио) и одно газовое (Визсайя) месторождения. Месторождение Мар-Кантабрио находится на глубине залива 46–152 м. Площадь поднятия 50 км^2. При опробовании получен приток газа в 0,5 млн. м^3/сут и конденсата в 240 т/сут. При опробовании другого горизонта, залегающего ниже и представленного более мощной толщей песчаников, получен приток газа в 2 млн. м^3/сут. Опробованы залежи мелового возраста, залегающие на глубине около 2743 м. Для опробования юрского разреза пробурена скважина в 3 км к востоку от первой. В 80 км западнее месторождения Мар-Кантабрио получена легкая нефть дебитом 959 т/сут из маломощного мелового песчаного пласта. Запасы газового месторождения Визсайя исчисляются в объеме 34 млрд. м^3 [13].

На юге Испании расположен Кадисский осадочный бассейн, занимающий одноименный залив. Он представляет собой третичный бассейн, выполненный обломочными породами миоцена и плиоцена. Привнос терригенного материала с Испанской Месеты характеризовался двумя этапами песчаного осадконакопления (тортонское и мессинское время).

Эти этапы, вероятно, связаны с поднятием и интенсивной эрозией Месеты в процессе оползания олистостромы, занимавшей южную часть бассейна с конца гельвета до середины тортона [6]. Высокое разрешение современных методов морской сейсморазведки позволяет ставить вопрос об изучении строения достаточно сложных по стратиграфии разрезов. Полученные материалы дают возможность не только построить разрез, но и на его основе проследить условия осадконакопления песчаных коллекторов. Усовершенствованная обработка сейсмических данных с использованием амплитуды отражений, обращением сейсмических трасс в трассы акустического импеданса, а также моделирование позволили получить яркий пример возможности прослеживания латеральной фациальной изменчивости в выделении скоплений углеводородов. Из семи разведочных скважин, заложенных по данным сейсморазведки, шесть вскрыли газовые залежи в песчаных породах.

В целом акватории Португалии малоперспективны, поскольку возможные открытия нефтеносных и газовых скоплений связываются исключительно с песчаными прослоями меловых отложений. Все пробуренные скважины дали отрицательный результат.

Литература

1. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Центральной Балтики/А.А. Геодекян, Ф.К. Волколаков, И.Т. Дубовской и др. М.: Наука, 1976. 112 с.
2. *Файнгерш Л.А.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности континентальной окраины Северо-Западной Европы. – В кн.: Тектоника и нефтегазоносность континентальных окраин и окраинных морей Атлантического, Тихого и Индийского океанов. Л.: НИИГА, 1980, с. 76–80.
3. *Kat C.* Oil and Gas developments in Europe in 1982 Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1983, vol. 67, N 10, p. 1948–1982.
4. *Buchman D.* Wildcat prospects for Eire in 1979. – Ocean Industry, 1979, vol. 14, N 1, p. 51–55.
5. *Colter V.S.* Exploration for gas in the Irish Sea. – Geol. en mijnbouw, 1978, bd 57, N 4, blz. 503–516.
6. *Delaplancher J., Lafet U., Sineriz B., Remon G.* Seismic reflection applied to sedimentology and gas discovery in the Gulf of Cadiz. – Geophys. Prospect, 1982, vol. 30, N 1, p. 1–24.
7. *Hollander N.B.* Evaluation of the hydrocarbon potential offshore mid-Norway. – Oil and Gas. J., 1982, vol. 80, N 15, p. 168, 170–172.
8. Ireland. – World Oil, 1982, vol. 195, N 3, p. 183–184.
9. Marinex: Significant Biscay find pulls in Marinex. – Offshore Eng., 1981, Apr., p. 28.
10. Others. – Word Oil, 1982, vol. 195, N 3, p. 184.
11. Pursuing deep water interests. – Offshore Serv. and Technol., 1980, vol. 13, N 8, p. 3–4.
12. *Rokoengen K., Buggo T., Dokko T.* et al. Shallow geology of the continental shelf of North Norway. – In: PAAC-79: 5 th Intern. conf. port and ocean eng. Arctic conditions, Norw. Inst. Technol., Aug. 13–18, 1979. Proc. Trondheim, s. a., vol. 2, p. 859–875.
13. Spain. – World Oil, 1982, vol. 195, N 3, p. 182–183.
14. *Vielvoye R.* Phillips oil find revives Irish hopes. – Oil and Gas J., 1978, vol. 76, N 41, p. 32.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ЮЖНОЙ АТЛАНТИКИ

Восточные континентальные окраины Атлантического океана охватывают шельфы всего западного побережья Африканского континента от Марокко на севере до Южно-Африканской Республики на юге. Поисково-разведочные работы на шельфах этого региона ведутся с конца 50–60-х годов преимущественно в Гвинейском заливе, где уже открыто более 100 месторождений нефти, газа и газоконденсата. По всей акватории Западной Африки ведутся сейсмическая съемка и поисковое бурение, в результате чего открыты новые месторождения. В числе нефтедобывающих стран такие, как Берег Слоновой Кости, Бенин, Гана, Камерун и др. К началу 1983 г. на всей восточной континентальной окраине Атлантического океана насчитывается около 200 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

В пределах континентальных окраин Марокко выделяются три осадочных бассейна, являющихся продолжением бассейнов на суше и раскрывающихся в Атлантический океан: Дуккала, Эссуира и Сус. Характер осадочной толщи бассейнов Дуккала и Эссуира примерно одинаковый. На палеозойском складчатом цоколе здесь залегают пермо-триасовые образования, представленные глинисто-эвапоритовой толщей, мощность которой в осадочном бассейне Дуккала 1800 м, а Эссуира – 2800 м. Юрско-меловые отложения залегают несогласно на триасовых, а местами на палеозойских образованиях [1]. Последние сложены в основном известняками и доломитами мощностью до 800 м в бассейне Дуккала и 3000 м в бассейне Эссуира. Залегающие выше неоген-антропогеновые отложения сложены песчаниками и глинами мощностью 90–100 м. Для осадочного бассейна Эссуира характерно наличие солянокупольных структур, причем амплитуда поднятия отдельных штоков достигает 3 км.

Самый южный осадочный бассейн Сус в отличие от двух северных выполнен только верхнемеловыми и третичными отложениями. Общая мощность осадочного разреза в отдельных районах достигает 6 км. Бассейн изучен еще недостаточно.

Вопрос оценки перспектив нефтегазоносности морских площадей Марокко не может быть решен однозначно в силу недостаточности фактического материала. К началу 1983 г. значительные объемы сейсморазведочных работ, включая повторную обработку 10 тыс. км и интерпретацию 30 тыс. км сейсмопрофилирования, были выполнены на Атлантическом побережье Марокко. Однако изученность района очень слабая, за последние 15 лет пробурено всего 10 скважин. Тем не менее открытие на суше близ побережья месторождения Мскала с дебитом газа 170 тыс. $м^3$/сут и конденсата около 80 т/сут, а также наличие трех газовых и одного нефтяного месторождения в осадочном бассейне Эссуира подтверждают перспективность района.

Шельфы Западной Сахары, Мавритании, Сенегала, Гамбии, Гвинеи, Гвинеи-Бисау, Сьерра-Леоне и Либерии занимают часть обширного Сенегальского осадочного бассейна, западное окончание которого целиком погружено под водами Атлантического океана. Наиболее древними осадочными образованиями в бассейне являются отложения верхней юры,

представленные карбонатными породами. Начиная с поздней юры здесь происходит непрерывная седиментация, в результате чего мощность осадочного чехла в этом регионе оценивается в 10–12 км [2].

Геологопоисковые работы на нефть и газ в акваториальной части Сенегальского осадочного бассейна ведутся около 18 лет. Однако к настоящему моменту нет сколько-нибудь ощутимых результатов, поскольку на всей территории рассматриваемого региона ведутся бурение единичных скважин и небольшие объемы сейсмических работ. В 1981 г. в акваториальной части Мавритании пробурена первая скважина, которая оказалась непродуктивной, вторую скважину пробурили в 1982 г. В Сьерра-Леоне в 1981 г. пробурена первая скважина на глубине 2100 м. Здесь же проводятся сейсмические работы [18]. В южной части шельфа Сенегала в 1968 г. было обнаружено месторождение нефти Дом-Флор, залежь приурочена к палеогеновым отложениям на глубине 220–400 м. Хотя запасы нефти были оценены в 100 млн. т, однако из-за высокой плотности нефти и низкого пластового давления разработка его не производится. К 1983 г. на акватории Сенегала пробурено до 20 скважин, однако 3/4 скважин оказались непродуктивными.

Акваториальная часть Либерии – один из самых слабо изученных районов Западной Африки. Мощность осадочного разреза континентальной окраины Либерии изменяется от 2–3 км на севере до 5 км на юге и в центральной ее части. К настоящему моменту пробурено шесть скважин, которые оказались непродуктивными.

Континентальные окраины Берега Слоновой Кости, Ганы, Того, Бенина, Нигерии и Камеруна входят в Гвинейский осадочный бассейн, который расположен в пределах Гвинейского залива и продолжается далее на восток, на континент. Этот бассейн состоит из трех впадин [2], продолжающихся в Атлантическом океане: Абиджанской, Того-Дагомейской и впадины дельты Нигера.

Крайняя западная впадина – Абиджанская. Она представлена системой разломов, протягивающихся у самого берега, и разделяется на две части: северную и южную. Северная часть расположена на континенте, а южная почти полностью находится в пределах Гвинейского залива. Осадочный чехол южной части Абиджанской впадины представлен мезозойско-кайнозойской толщей мощностью 6,5–7 км.

В южной части Абиджанской впадины соответствующей примерно шельфу Берега Слоновой Кости, поисковое бурение началось в 1972 г. и уже в 1974 г. в 40 км южнее г. Абиджана было открыто нефтяное месторождение Белир. Нефть обнаружена на глубине 2400–2500 м в нижнемеловых песчаниках. Запасы нефти оцениваются в 200–350 млн. т. (рис. 18, табл. 12). В 1980 г. это месторождение вступило в эксплуатацию с суточным дебитом 1,5–4 тыс. т. Текущая добыча составляет 0,3–0,5 млн. т в год, а после применения вторичных методов добыча поднялась до 0,7 млн. т в год [12, 13]. В 1980 г. было обнаружено второе крупное нефтегазовое месторождение Эспуар в 56 км юго-восточнее г. Абиджан при глубине воды 123–537 м. Месторождение расположено на территории двух блоков, площадь которых 12 и 11 тыс. км^2 [9]. Скважина-открывательница вскрыла пять продуктивных горизонтов в меловых песчаниках, откуда получены нефть дебитом 800–997 т/сут и газ – 75,6 млн. м^3/сут. Доказанные

Таблица 12

Месторождения нефти в Гвинейском заливе

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Начальный дебит нефти, т/сут	Извлекаемые запасы, млн. т	Удельный вес нефти, г/см^3
1	2	3	4	5	6	7
Окан	1963	1200–3600	Миоцен	275	80	0,836–0,856
Дельта	1965	1740–2470	”	200	17	0,882
Дельта-Саут	1965	2200–2775	”	190	37	0,825
Мейн	1965	1580–3020	”	210	16	0,840
Мерен	1965	1580–2290	”	140	70	0,845
Пеннингтон	1964	1560–3660	”	230	10	0,850
Асабо	1968	1740	”	–	16	0,860
Идохо	1969	2715	”	”	10	0,830
Исан	1970	2500	”	650	–	0,816
Ангий	1962	2550	Верхний мел	260	25	0,860
Ченгу-Ошн	1962	1000–1890	Миоцен	70	1	0,870
Порт Жантиль-Ошн	1964	2360	Верхний мел	110	3	0,855
Эскравос-Бич	1969	2864	Миоцен	–	–	0,845
Меджи	1965	1586–3325	”	–	15	0,863
Парабе	1968	1373–2501	”	–	–	0,840
Малу	1969	1464–1922	”	–	–	0,830
Экпе	1966	2288	”	–	–	0,832
Иним	1966	1804	”	–	–	0,837
Убит	1968	1477	”	–	–	0,840
Утуе	1966	2719	”	–	–	0,835
Этим	1968	1875	”	–	–	0,832
Батанга	1960	542–579	Верхний мел	–	–	0,832–0,820
Торпий	1968	2400–2600	То же	–	–	0,847
Бигорно	1968	980	Нижний мел	–	–	–
Ангий – Норт-Ист	1969	1980–2140	Верхний мел	–	–	0,862
Ангий – Саут-Вест	1969	2700–3000	То же	–	–	0,839
Люсайна	1971	1325–1749	Нижний мел	–	–	0,825
Гонель	1972	1712	Верхний мел	–	--	–
Мандарос	1972	1580	То же	–	–	–
Жирель	1972	2580	”	–	–	–
Барбье	1972	1900–1954	Верхний мел	–	–	0,890
Пагио	1972	2720	То же	–	–	--
Доре	1972	2180	”	–	–	–
Грондин	1971	2224–2303	”	–	73	0,876
Белир	1974	2400–2500	Нижний мел	800–1500	200–300	–

Таблица 12 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7
Эспуар	1980	2009–2153	Нижний мел	397–673	71,5	–
Салтпонд	–	2400	Девон	205,5	–	0,865
Семе	1978	–	–	–	30	–
Джакенвиль	1979	–	–	–	–	–
Озури	1956	600–650	Эоцен	–	1	0,920
Кларетт	1956	875–650, 975–1023, 1085–1770	Нижний эоцен – палеоцен	–	– – –	0,876 – –
Бега	1957	501–562	Нижний эоцен	–	2,4	0,892
Лопез	1958	1870–1900	Верхний мел	–	–	0,873
Форкадос-Ист	1972	2000–2300	Миоцен	–	80	0,850
OGM-62	1978	1350–2250	”	287–430	–	–

запасы нефти месторождения Эспуар оценены в 71,5 млн. т, месторождение вступило в эксплуатацию в 1982 г. [14]. Всего на шельфе Берега Слоновой Кости пять нефтяных и нефтегазовых месторождений, хотя в настоящее время добыча нефти ведется только из двух месторождений.

Восточным продолжением Абиджанской впадины является Того-Дагомейская впадина, которая протягивается на территории Ганы, Того, Бенина и на западе Нигерии. Основная часть впадины покрыта водами Гвинейского залива. Мощность осадочных образований мезозойско-кайнозойского возраста здесь составляет, по данным геофизики, 5–6 км.

В акваториальной части Ганы поисково-разведочные работы сконцентрированы в прибрежных областях, в районах продолжения в море зон прогибания Тано, Центральной и Кета [11]. В акватории эксплуатируется одно месторождение маловязкой и мелосернистой нефти Салтпонд, расположенное в 16 км от берега при глубине воды 28,5–31,5 м. Пробурено всего четыре скважины, дебит которых 205,5 т/сут нефти. Перспективные песчаные отложения девона залегают на глубине менее 2400 м. В 1978 г. в 333 км к юго-западу от Аккры и в 32 км от берега при глубине моря 63 м в зоне прогибания Тано была пробурена поисковая скв. 1-х Саут-Тано с забоем 3600 м. При опробовании получен фонтан нефти дебитом 202 т/сут и газа дебитом 229,5 тыс. $м^3$/сут из песчаников раннемелового возраста [19]. Поисково-разведочные работы ведутся также в зоне прогибания Кета.

Одной из самых малоизученных является акватория, прилегающая к Того. Здесь пробурены две скважины на шельфе. В одной скважине получены притоки нефти и газа в меловых песчаниках, другая скважина вскрыла фундамент.

В акваториальной части Бенина пробурено девять скважин. В результате было открыто нефтяное месторождение Семе, запасы которого исчисляются



Рис. 18. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа на акватории Берега Слоновой Кости [5]

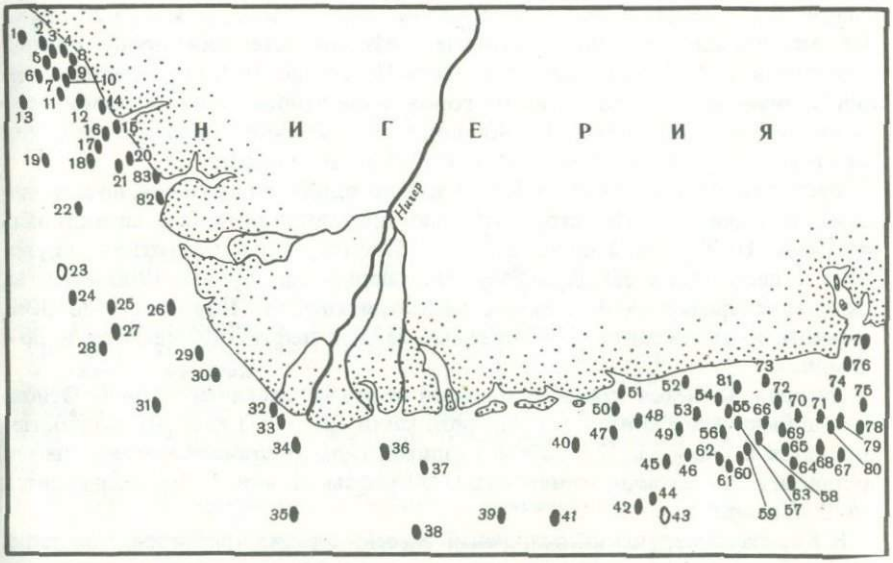
Условные обозначения см. на рис. 5.

1 – Белир; 2 – Эспуар; 3 – 4-Х; 4 – В-1; 5 – Реа-3

в 5,5 млн. т. Месторождение эксплуатируется с 1982 г. Одновременно ведутся работы по дальнейшему изучению геологического строения шельфов Бенина.

Впадина дельты Нигера является самой крупной в Гвинейском осадочном бассейне. В ней сосредоточено подавляющее большинство месторождений нефти и газа континентальной окраины Западной Африки. Часть впадины находится на суше, часть – под водами Гвинейского залива. На юге впадина ограничена Камерунской зоной разломов, а на севере и востоке – выходами докембрийских пород Дагомейского и Нигерийского массивов [8]. Общая мощность осадочного выполнения этой впадины 15–18 км.

В структуре впадины дельты Нигера различают три тектонических элемента: зона поднятий Абакалики-Бенуэ, впадина Анамбра и собственно прогиб дельты Нигера. Зона поднятий Абакалики-Бенуэ простирается на северо-восток, сложена нижнемеловыми породами – преимущественно глинами с малым количеством песчаников и известняков, общей мощностью до 5 км. К северо-западу от зоны поднятий Абакалики-Бенуэ расположена впадина Анамбра, в строении которой участвуют отложения сантона–кампана, представленные песчаниками и глинами. Формирование собственно прогиба дельты Нигера происходило в течение трех тектонических этапов. В альбе на северо-востоке был заложен узкий трог Абакалики-Бенуэ, в котором накопилась толща осадков мощностью 5 км. Затем следующий этап обусловлен инверсией трога Абакалики-Бенуэ в сантонское время. Третий этап проявился в образовании прогиба дельты Нигера в конце эоцена и в интенсивном накоплении песчано-глинистых осадков мощностью до 10 км. Эоцен-антропогеновые породы делятся на три свиты: Аката (эоцен–антропоген), Агбада (эоцен–олигоцен–плиоцен–плейстоцен), Бенин (олигоцен–антропоген). Свита Аката представлена только серыми глинами с прослоями песков и алевролитов, накопившихся в мелководно-морских условиях, мощностью 5–6 км. Свита Агбада сложена песчаниками и глинами. Верхняя часть разреза преимущественно песчанистая, общая мощность свиты 3 км. Свита Бенин состоит в основном из песчаников



Р и с. 19. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа на акватории Нигерии [5]

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 – Обе; 2 – ИВА-1; 3 – Вест-Исан; 4 – Исан; 5 – Парабе; 6 – Малу; 7 – Эко; 8 – Эвап; 9 – Мета-2; 10 – Мета; 11 – Мерен; 12 – Тапа; 13 – Ополо; 14 – Дельта; 15 – Дельта-Саут; 16 – Окан; 17 – Мефа; 18 – Сонам; 19 – Авод; 20 – Эскравос-Бич; 21 – Меджи; 22 – Обокун; 23 – Эне; 24 – Агге; 25 – Амату; 26 – Эд; 27 – Акарино; 28 – Билаби; 29 – Пеннингтон; 30 – Миддлетон; 31 – Икубио; 32 – Напои; 33 – Фунива; 34 – Окубие; 35 – Аниала; 36 – НА; 37 – HD; 38 – Одум; 39 – Нкелу; 40 – KL; 41 – OPL-91; 42 – Окпохо-1; 43 – Аран-1; 44 – Окук; 45 – OML-71; 46 – Экпе; 47– KC-1; 48 – КВ-1; 49 – Икике-2А; 50 – OPL-92; 51 – Тубу; 52 – Опобо-Саус; 53 – OSO; 54 – Обу-1; 55 – Ойот-1; 56 – Энапг; 57 – Усари EE-1; 58 – Этим; 59 – Асабо; 60 – Адуа-у; 61 – Нкуку; 62 – Адуа; 63 – Асаса-1; 64 – Этим-Саус; 65 – Эдоп; 66 – Иним; 67 – OLM-67; 68 – Утуе; 69 – Убит; 70 – Эку; 71 – Унам; 72 – Идохо; 73 – Ата; 74 – Акан; 75 – Аданга; 76 – Том-Шот-Банк; 77 – Окпосо; 78 – Эбугу; 79 – MFEM; 80 – Ибот-1; 81 – Окопо; 82 – Бенибойе; 83 – Форкадос-Ист

мощностью на шельфе и континентальном склоне до 200–300 м, а на суше – около 2 км.

Быстрое накопление песчаников вдоль края дельты Нигера на кровле уплотняющихся глин привело к образованию крупных конседиментационных сбросов, простирающихся на десятки километров параллельно краю дельты. Подавляющее большинство локальных поднятий, к которым приурочены нефтяные месторождения, расположено на опущенных крыльях этих сбросов, где отмечается также возрастание мощности отложений по сравнению с приподнятым блоком [15]. Локальные поднятия имеют сравнительно небольшие размеры (10 × 7,5 км), небольшую амплитуду и разбиты системой разрывных нарушений.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ во впадине дельты Нигера начались в 1908 г. Однако только в 1962 г. приступили к морским поискам, и в 1964 г. было выявлено первое морское нефтяное месторождение Окан. К 1983 г. на акватории Нигерии открыто до 83 месторождения нефти и газа (рис. 19; см. также табл. 12). Большинство залежей приурочено

к песчаникам свиты Агбада. Мощность продуктивных горизонтов 20–40 м. Все месторождения многопластовые, глубина залегания продуктивных горизонтов от 1373 м на месторождении Парабе до 3660 м на месторождении Пеннингтон. Большинство месторождений относится по запасам к категории мелких и средних – 15–40 млн. т [17]. Только отдельные среди них (месторождение Окан) имеют до 80 млн. т запасов нефти.

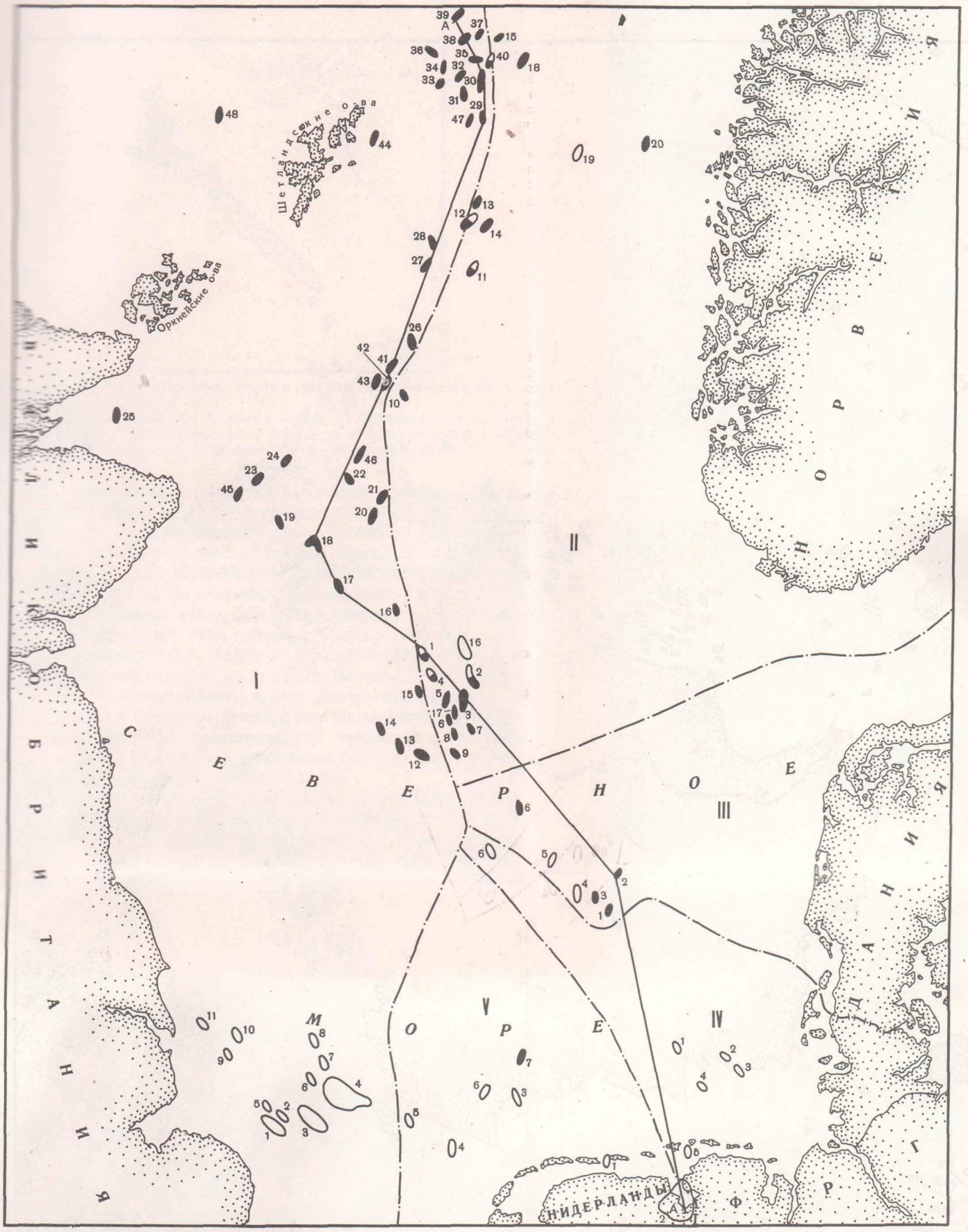
Месторождение Окан является не только одним из крупных, но и типичным по строению. По структуре оно представляет собой антиклиналь размером 10 × 5 км, амплитудой 50 м. Продуктивные отложения приурочены к песчаникам свиты Агбада, залегающим на глубине 1200–3600 м, представленным 10 нефтегазоносными горизонтами. Пористость до 30%, проницаемость высокая. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 68–80 млн. т.

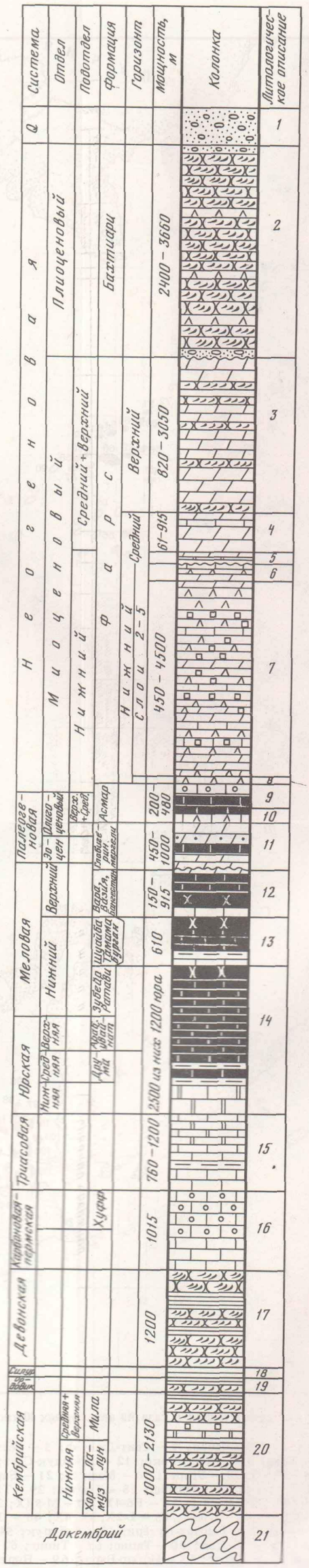
Нигерия является крупной морской нефтедобывающей страной. Основную добычу дает акватория западной части дельты. Газ почти полностью сжигается в факелах [22]. Ее ежегодный вклад в добычу морской нефти составляет 28–35 млн. т, извлекаемые запасы на акватории оцениваются в 470–500 млн. т.

В Кванза-Камерунский осадочный бассейн входят прибрежные впадины западной части Африканского континента, расположенные на территориях Камеруна, Габона, Заира, Конго и Анголы и продолжающиеся в Атлантический океан. На севере этот бассейн ограничен Камерунским швом, выраженным на поверхности цепочкой вулканических островов, на юге граница определяется выступом массива Бенгуэла на континенте, а на шельфе – глыбово-блоковым поднятием Китового хребта. Восточным обрамлением служат выходы докембрийских кристаллических образований. На западе этот бассейн продолжается в Атлантический океан. Впадины, входящие в бассейн, разделены на суше приподнятыми зонами кристаллического фундамента.

Самая северная впадина Дуала занимает прибрежную часть Камеруна. Ее осадочный чехол представлен мезозойско-кайнозойскими отложениями, моноклинально погружающимися к Атлантическому океану. Мощность отложений быстро возрастает от 2500–3000 м на суше до 5000–8000 м на шельфе. Для впадины характерны три крупных комплекса отложений, разделенных перерывами. Нижний комплекс сложен апт-сеноманской толщей континентальных песчаников с прослоями аргиллитов. В акваториальной части отмечена мощная эвапоритовая серия аптского возраста, а в сеномане – морские породы. Мощность комплекса около 3 км. Средний комплекс представлен глинами, песчаниками, мергелями и известняками турон-позднеэоценового возраста, общей мощностью 3500–4000 м. Верхний комплекс состоит из терригенных олигоцен-миоценовых пород мощностью 500–600 м. Мезозойско-кайнозойские отложения согласно перекрываются антропогеновыми образованиями.

Морские поисково-разведочные работы на нефть и газ в Камеруне начались в 1963 г. В 1972 г. было открыто первое нефтяное месторождение Бетика, в 1975 г. месторождение Коле-Марин (рис. 20), которое вступило в эксплуатацию в 1977 г., что вывело страну в число нефтедобывающих. В настоящее время на акватории Камеруна насчитывается до 20 нефтегазовых месторождений с общим дебитом нефти 7800–11 000 т/сут. Залежи





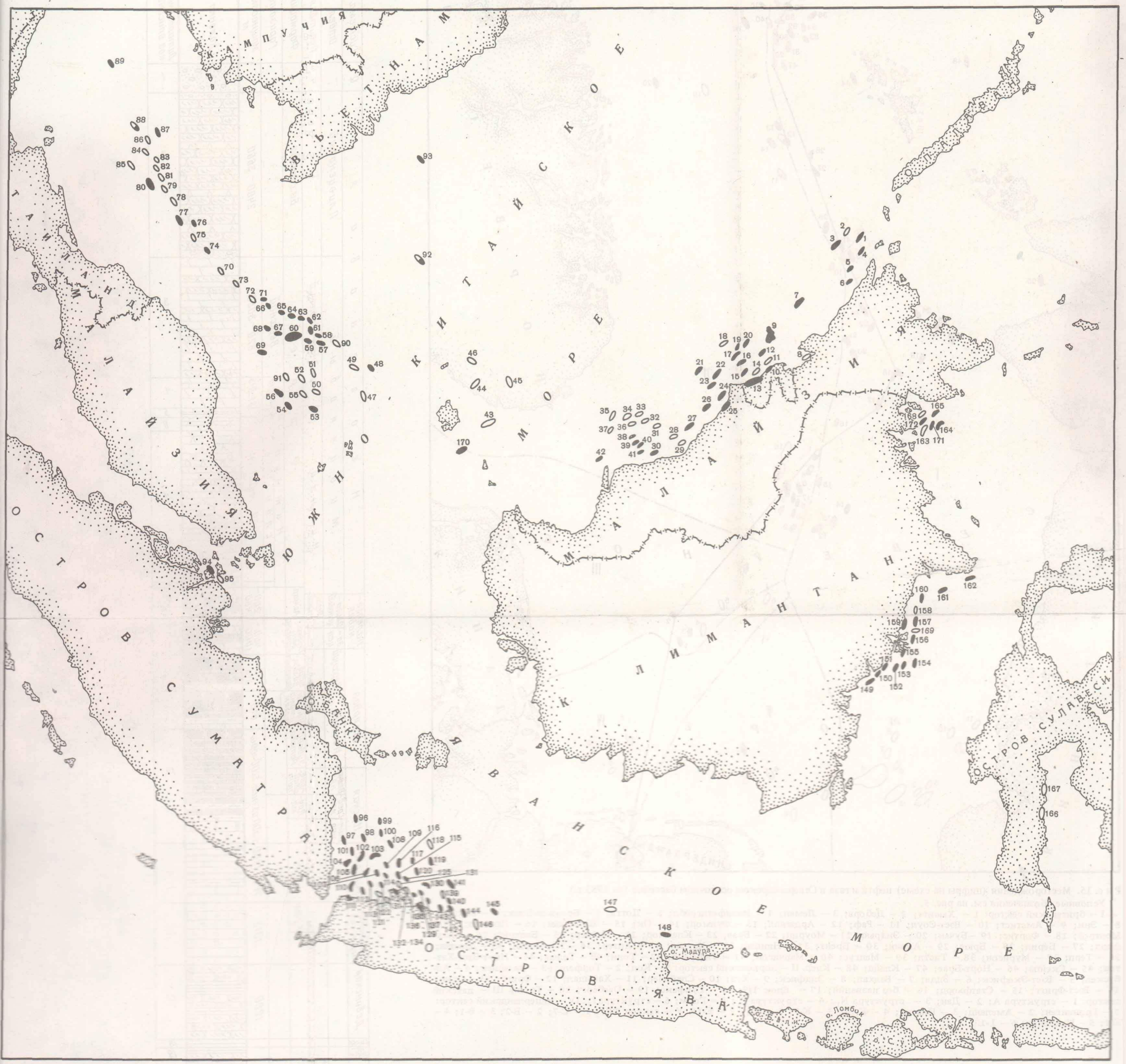
Р и с. 15. **Месторождения** (цифры на схеме) **нефти и газа в Североморском осадочном бассейне** (на 1983 г.)

Условные обозначения см. на рис. 5.

I – британский сектор: 1 – Хьюитт; 2 – Дебора; 3 – Леман; 4 – Индифетигейбл; 5 – Дотти; 6 – Броукен-Бэнк; 7 – Викинг; 8 – Энн; 9 – Аметист; 10 – Вэст-Соул; 11 – Раф; 12 – Арджилл; 13 – Фулмор; 14 – Ок; 15 – Жозефайн; 16 – Ломонд; 17 – Монтроз; 18 – Фортис; 19 –Бучан; 20 – Эндрью; 21 – Моурин; 22 – Брае; 23 – Клеймор; 24 – Пайпер; 25 – Биатрис; 26 – Клавфорд; 27 – Берил; 28 – Брюс; 29 – Алвин; 30 – Брент; 31 – Нинниан; 32 – Хаттон; 33 – Хитер; 34 – Корморан; 35 – Данлин; 36 – Терп; 37 – Мурисон; 38 – Тистл; 39 – Мангус; 40 – Марчисон; 41 – Тиффани; 42 – Тони; 43 – Телма; 44 – Норт-Вэст-Хаттон; 45 – Скейпа; 46 – Норт-Брае; 47 – Клайд; 48 – Клер. II – норвежский сектор: 1 – Код; 2 – Торфельт; 3 – Экофиск; 4 – Албускел; 5 – Вэст-Экофиск; 6 – Эдда; 7 – Валхал; 8 – Элдфиск; 9 – Худ; 10 – Слейпнер; 11 – Хаймдал; 12 – Фригг; 13 – Один; 14 – Вэст-Фригг; 15 – Статфьорд; 16 – без названия; 17 – блок 1/9; 18 – Гулфакс; 19 – Осеберг; 20 – Троллл. III – датский сектор: 1 – структура А; 2 – Дан; 3 – структура N_1; 4 – структура E_1; 5 – Горм; 6 – структура J_1. IV – нидерландский сектор: 1 – Гронинген; 2 – Ameland; 3 – Пласид; 4 – К-14; 5 – К-7; 6 – L-2; 7 – F-18. V – сектор ФРГ: 1 – С-7; 2 – В-2; 3 – В-1; 4 – D-1; 5 – Шведенек; 6 – J-13

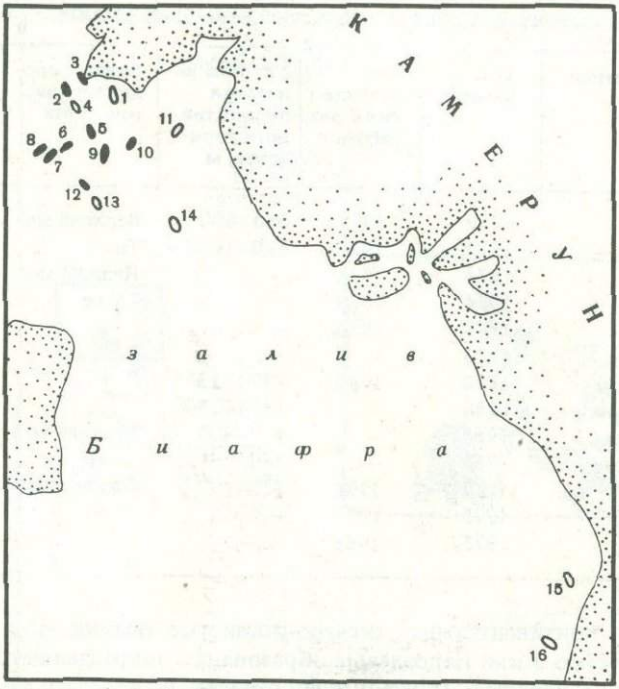
Р и с. 46. **Сводный стратиграфический разрез Месопотамского краевого прогиба [1]**

1 – гравий и песок; *2* – алевриты, песчаники, редкие прослои ангидритов, в кровле – известковые конгломераты; *3* – красные мергели и алевролиты с подчиненными серыми мергелями и песчаниками; *4* – серые мергели и известняки; *5* – ангидриты и мергели; *6* – ангидриты, мергели и известняки, в нижней части соль; *7* – ангидриты, соль, серые и красные мергели, прослои известняков; *8* – ангидриты; *9* – известняки нефтеносные, местами ангидриты; *10* – известняки, доломиты, прослои ангидритов; *11* – битуминозные и нефтеносные мергели с тонкими пропластками известняков; *12* – нефтеносные известняки и мергели; *13* – известняки и глины; *14* – известняки, нефтеносные в верхней части, доломиты, местами ангидриты и глины; *15* – массивные и доломитизированные известняки и глины; *16* – газоносные известняки; *17* – песчаники с прослоями сланцев; *18* – сланцы; *19* – сланцы с прослоями песчаников; *20* – глинистые сланцы, песчаники, доломиты, каменная соль; *21* – складчатый фундамент



5. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа на акваториях Южно-Китайского и Яванского морей
овные обозначения см. на рис. 5.

Саут-Фуриус; 2 — Эмеральд; 3 — Тембанго; 4 — Сант-Джозеф; 5 — Вест-Эрб; 6 — Кетам; 7 — Самаранг; раман; 9 — Чампион; 10 — Тали; 11 — Саут-Рокс; 12 — Иронду к-Саут; 13 — Серия; 14 — Данау; 15 — ст-Ампа; 16 — Фарлей; 18 — Ганет; 19 — Эгерет; 20 — Меджпи; 21 — Бароння; 22 — Барам; 23 — Бакау; ст-Лутонг; 25 — Мири; 26 — Тукау; 27 — Пласид; 28 — Темана; 29 — TED-P; 30 — Байан; 31 — Е-11-ЗХ; 23-Ix; 33 — F-271; 34 — F-29-1; 35 — М4-1; 36 — F6-4X; 37 — М-5-IX; 38 — EL-4; 39 — EJ-4; 40 — Е6-2; 3-2X; 42 — J II-1; 43 — Лемиданг; 44 — Паус; 45 — L-2X, 3X, 4X; 46 — Бантенг; 47 — Уданг; 48 — Аноа; I-IX; 50 — Дуйонг; 51 — Бавал; 52 — Гаджах-Путери; 53 — Тебурук; 54 — Андинг; 55 — Тембанг; 56 — 57 — Пулай; 58 — Селиджи; 59 — Бекок; 60 — Тапис; 61 — Тионг; 62 — Палас; 63 — Гунтонг; 64 — Та- — Телок-Барат; 66 — Серок; 67 — Иронг; 68 — Иронг-Барат; 69 — Биртанг; 70 — Джарнет; 71 — Семанг- — Дуланг; 73 — Инас; 74 — Пилонг; 75 — 17-Е-1; 76 — 16-В-1; 77 — 15-В-IX; 78 — Фунан; 79 — Джакра-
ван; 80 — Эрван; 81 — Трат; 82 — Сатун; 83 — Платонг; 84 — Сура; 85 — Инсеа; 86 — Латонг; 87 — Ка 88 — Паталунг; 89 — 5-I-L; 90 — КН-IX-2X, 3X, 4X; 91 — Дийонг-Барат; 92 — Дуа; 93 — Бачхой; 94 — М5 5; 95 — М5А-24; 96 — Сундари; 97 — Ивонна; 98 — Фарида; 99 — AV; 100 — АА; 101 — Зельда; 102 — 103 — Гита; 104 — Крисна; 105 — Синта; 106 — Джанти; 107 — Юонне; 108 — Тути; 109 — PSI-AAI; 110 — К 111 — Итари; 112 — Селатан; 113 — Нора; 114 — PSI-AV1; 115 — МО; 116 — Р; 117 — МХ; 118 — LL; 119 120 — ММ; 121 — Арджуна; 122 — В; 123 — Кармила; 124 — Бунавати; 125—129 — соответственно Е PSI, 2U; 130 — К; 131 — Тита; 132—134 — соответственно PSI-F; PSI-XI, PSI-X-2; 135 — Джантибаранг; MM'; 137 — MJ-1; 138 — KW-1; 139 — U; 140 — FN-2; 141 — EZN-1; 142 — FW; 143 — FF; 144 — OO-1; 14 146 — XX; 147 — Кеподанг; 148 — IS-20-1; 149 — Раджахр; 150 — Сепинган; 151 — Тенгак; 152 — Бек 153 — Хандл; 154 — Танджунг-Байор; 155 — Бадак; 156 — Аттака; 157 — Серанг; 158 — Мелахин; 159 — Т ра; 160 — Кериндинган; 161 — Сантан; 162 — Мехакам; 163 — Таракан; 164 — Килунг; 165 — Буньо; Валанга; 167 — Кампунг-Бару; 168 — Жуата; 169 — Бексана; 170 — Какап; 171 — Памузиан; 172 — Сесани



Р и с. 20. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа на акватории Камеруна
Условные обозначения см. на рис. 5.
1 – NRM; 2 – KEM; 3 – EEM; 4 – KEM-4; 5 – Боа; 6 – Комбо-Центр; 7 – Экундо-Марин; 8 – Бетика; 9 – Коле-Марин; 10 – Асомо; 11 – JDM; 12 – Мококо-Абана; 13 – Виктория; 14 – Исонго; 15 – Санага-Саус; 16 – площадь Криби

месторождений, расположенных в северной части акватории, представлены миоценовыми песчаниками, а в южной части апт-альбскими [7]. Основные работы ведутся на северных шельфах, однако в настоящее время поисковые работы развертываются на всей акватории страны. В южной части, вблизи Криби, пробурена скв. Криби-Е-1 в 4,8 км от берега. Получены притоки газа на глубине 1350 м. Из скважины, расположенной в 16 км от берега, получено незначительное количество газа и впервые на юге получена нефть [21]. В северной части в 1981 г. были открыты нефтяное и газовое месторождения. В скважине Виктория-Марин-1, расположенной в 10 км южнее Экундо, выявлена залежь нефти, а в скважине Исонго-С-1, находящейся в 24 км юго-восточнее месторождения Асома, залежь газа. Геологические запасы природного газа с учетом свободного газа вновь открытых газовых и попутного газа нефтяных месторождений оцениваются примерно в 200 млрд. $м^3$. Извлекаемые запасы свободного газа составили к началу 1983 г. около 3–4 млрд. $м^3$, нефти 40–50 млн. т [6].

Южнее впадины Дуала расположен прогиб Огове, который протягивается вдоль побережья Габона. В осадочном чехле прогиба участвуют отложения от юры до постмиоцена мощностью 10–11 км. В разрезе отмечаются толщи соленосных отложений аптского возраста мощностью 150–200 м, а в соляных диапирах мощность их достигает 1 км. Подсолевые отложения

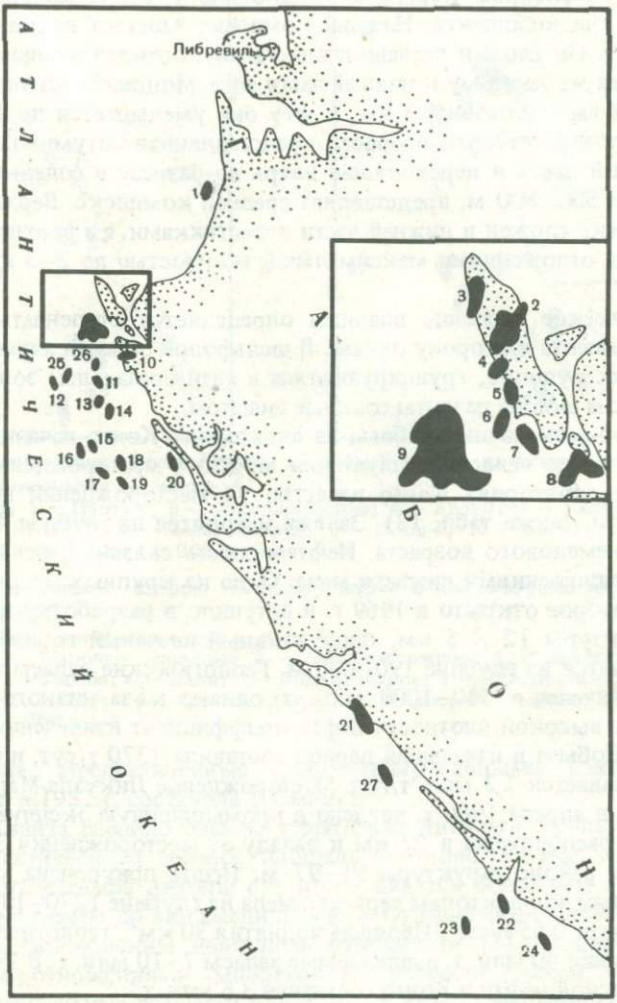
Таблица 13

Новые месторождения нефти в юго-восточной акватории Атлантического океана

Месторождение	Год открытия	Год вступления в разработку	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Извлекаемые запасы нефти, млн. т
Эмерод	1969	1972	550–600	Верхний мел	70–100
Лоанго-Марин	1972	1976	690–1000	То же	–
GCO	1974	1976	–	Нижний мел	–
Мибале	1974	1976	–	То же	–
Моко-IX	1973	1976	–	”	–
Гольф-Солико	1973	–	–	”	–
Ликуала-Марин	1972	1980	1270–1365	”	10
Малонго северное	1966	–	1850–2500	”	150
Малонго южное	1966	–	420–480	Верхний мел	
Малонго западное	1969	–	540	То же	
Бетика	1972	1981	2500	Нижний мел	–
Коле-Марин	1975	1977	–	То же	–
Такула	1973	1981	–	”	13–15

охватывают континентальные песчано-глинистые осадки юры и нижнего мела мощностью 3 км. Надсолевые образования подразделяются на две серии: нижнюю и верхнюю. Нижняя серия отвечает по возрасту альбу–эоцену, представлена песчано-глинистыми породами мощностью 4–5 км, а в акваториальной части она увеличивается до 6–6,5 км. Верхняя серия неоген-антропогенного возраста представлена прибрежно-континентальными глинами и песчаниками с пачками карбонатных образований общей мощностью 1500 м. Впадина Огове разбита на горсты и грабены, ориентированные параллельно береговой линии. Крупным горстом фундамента Ламбарене впадина разделена на две части: восточную и западную. В восточной части на поверхность выходят верхнеюрско-нижнемеловые континентальные песчано-глинистые отложения серии Кокобич. Западная часть впадины представляет ступенчатую моноклиналь. Наличие соленосной толщи апта во многом определило характер структур. Здесь фиксируются субмеридиональные валы, объединяющие локальные диапиры и соляные штоки.

Поисково-разведочные работы на шельфах Габона стали проводиться с 1959 г. и уже в 1961 г. было открыто первое месторождение Ангий. В настоящее время на акваториях Габона известно 26 месторождения нефти и газа (рис. 21, табл. 13), разработка которых ведется на глубинах моря 30–100 м. Разведочное бурение ведется главным образом в пределах шельфовой зоны при глубинах морского дна до 645 м. Нефтяные месторождения приурочены к соляным диапирам либо связаны с антиклиналями с соляным ядром [4]. Продуктивны в основном песчаники верхнего и нижнего мела, залегающие на глубинах от 1325 м на месторождении Люсайна до 3000 м на месторождении Ангий–Саут-Вест. Извлекаемые запасы нефти 3–30 млн. т. Имеются и крупные месторождения, такие как Гронди́н, с извлекаемыми запасами 70–73 млн. т. В последние годы Габон стал одной из



Р и с. 21. **Месторождения нефти на акватории Габона [5]**

1 — Конзи; 2 — Пуэнт-Клерет; 3 — Лопез; 4 — Порт-Жантиль-Ошн; 5 — Ченгу-Ошн; 6 — Порт-Жантиль; 7 — Бонite; 8 — Бега; 9 — Ангий; 10 — Озури; 11 — Торпил; 12 — Жирель; 13 — Боуруа; 14 — Балист; 15 — Айол; 16 — Грондин; 17 — Гонель; 18 — Мандарос; 19 — Барбье; 20 — Бреме; 21 — Гамба-Ивинга; 22 — Люсайна; 23 —Чибала; 24 — Мбиа; 25 — Пагио; 26 — Доре

крупных нефтедобывающих стран Африканского континента. Ежегодная добыча нефти 9–11 млн. т. Увеличение добычи в стране связано в основном с разработкой шельфовых месторождений, число которых растет ежегодно. В связи с открытием новых месторождений запасы нефти шельфовой зоны Габона оцениваются на начало 1983 г. в 160–200 млн. т, газа в 200–250 млрд. м^3.

Нижнеконголезская впадина занимает прибрежные районы Конго, Кабинды (северная часть Анголы) и Заира. Осадочный чехол выполнен мезо-

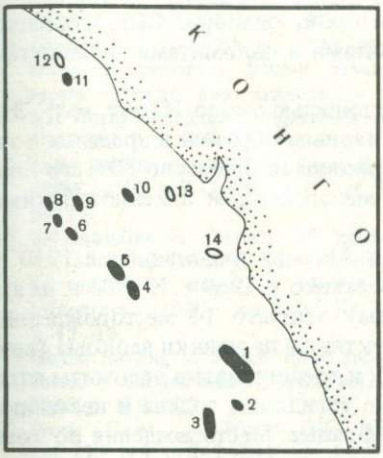
зойско-кайнозойскими породами мощностью 4–6 км, которые подразделяются на три комплекса. Нижний комплекс залегает на докембрийском фундаменте. Он сложен песчано-глинистыми континентальными породами и соответствует неокому и нижней части апта. Мощность комплекса в акваториальной части впадины 3 км, к югу она уменьшается до 1 км. Толща средне- и позднеаптского возраста, представленная битуминозными глинами в нижней части и переходящая вверх по разрезу в солевые отложения мощностью 500–800 м, представляет средней комплекс. Верхний надсолевой комплекс сложен в нижней части известняками, а в верхней – песчано-глинистыми отложениями максимальной мощностью до 2–3 км в шельфовой части.

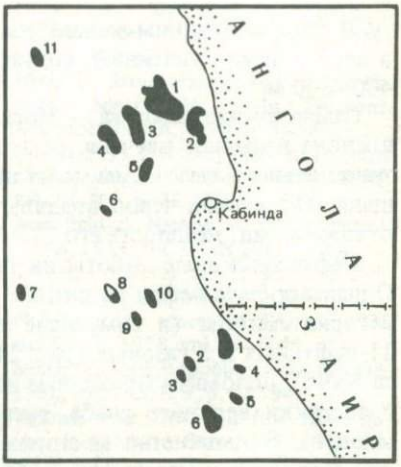
Геологическое строение впадины определяется ступенчатым погружением фундамента в сторону океана. В шельфовой области характерно наличие соляных куполов, группирующихся в антиклинальные зоны, а на континентальном склоне развиты соляные диапиры.

Поисково-разведочные работы на акваториях Конго начались с 1963 г., а в 1972 г. уже велась эксплуатация морских месторождений. К началу 1983 г. на акваториях Конго известно 14 месторождений нефти и газа (рис. 22; см. также табл. 13). Залежи находятся на глубине 400–1000 м, поздне-раннемелового возраста. Нефтеносность связана в основном с подсолевыми отложениями нижнего мела. Одно из крупных месторождений – Эмерод, которое открыто в 1969 г. и вступило в разработку в 1972 г. Размеры структуры 12 × 5 км, продуктивный песчаный горизонт верхнего мела находится на глубине 190–600 м. Геологические запасы месторождения оцениваются в 680–1000 млн. т, однако из-за низкого пластового давления и высокой плотности нефти коэффициент извлечения составляет лишь 6%. Добыча в начальный период составила 1370 т/сут, и в настоящее время добывается 1,3 млн. т/год. Месторождение Ликуала-Марин открыто в 1972 г. и в апреле 1980 г. введено в промышленную эксплуатацию [10]. Структура расположена в 22 км к западу от месторождения Эмерод, глубина вод в районе структуры 91–97 м. Нефть приурочена к трем мощным песчаным коллекторам верхнего мела на глубине 1270–1365 м. Удельный вес нефти 0,85 г/см^3. Площадь поднятия 30 км^2, геологические запасы месторождения 40 млн. т, извлекаемые запасы 7–10 млн. т. В 1982 г. общая добыча морской нефти в Конго составила 3,6 млн. т.

Нефтепоисковые работы на шельфе Кабинды известны с 1963 г., к 1966 г. были открыты два крупных месторождения – Малонго северное и Малонго южное, а в 1969 г. – Малонго западное. Суммарные извлекаемые запасы этих месторождений достигают 150 млн. т (рис. 23; см. табл. 13). Песчаные продуктивные горизонты залегают на глубинах 420–540 м (верхний мел) и 1850–2500 м (нижний мел). Верхние горизонты включают тяжелую нефть с уд. весом 0,915 г/см^3, а нижние горизонты – нефть с уд. весом 0,844 г/см^3. К 1983 г. выявлено 11 месторождений на шельфе Кабинды; кроме трех названных выше месторождений все относятся по запасам к категории мелких.

Систематические геологопоисковые работы на шельфе Заира начались в начале 70-х годов. Разработка месторождений началась в 1975 г. и к 1983 г. открыто шесть месторождений нефти (см. рис. 23 и табл. 13). Нефтегазоносными на всех месторождениях являются карбонатные породы





Р и с. 22. **Месторождения нефти** (цифры на схеме) **и газа на акватории Конго [5]**

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 — Эмерод; 2 — Палуку; 3 — Ликуала-Марин; 4 — SEM-2; 5 — УАМ-1, 2, 3; 6 — LBDM-1; 7 — LKLM-2; 8 — Лоанго-Марин; 9 — Ломс-1; 10 — Зам-1; 11 — COM-1; 12 — VDM-1; 13 — BGM-1; 14 — PIM-1

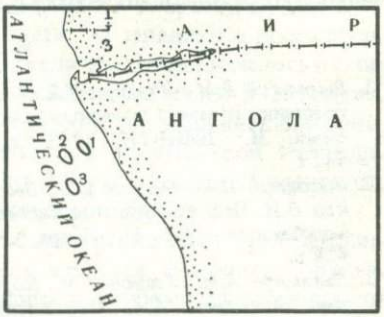
Р и с. 23. **Месторождения** (цифры на схеме) **нефти и нефтегазовые на акваториях Кабинды и Заира [5]**

Условные обозначения см. на рис. 5.

Кабинда: 1 — Малонго северное; 2 — Малонго южное; 3 — Малонго западное; 4 — Кунгуло; 5 — Лимба; 6 — Кали; 7 — Дола северное; 8 — Ливуит; 9 — блок 132/2; 10 — блок 120/1, 3, 4, 5; 11 — Такула. Заир: 1 — Мибале; 2 — Мотоба; 3 — Моко-IX; 4 — Мвамбе; 5 — Либва; 6 — CO

нижнего мела, представленные доломитизированными известняками. Добыча нефти в 1982 г. составила 1,1 млн. т.

Впадина Кванза расположена на территории Анголы и прилегающей акватории Атлантического океана, площадь ее около 20 тыс. км^2. Вдоль Атлантического шельфа Анголы она протягивается более чем на 1000 км от Кабинды на севере до Мосамедиш на юге. От Нижнеконголезской впадины отделена Амбришским выступом фундамента [3]. Осадки бассейна представлены отложениями миоценового возраста общей мощностью 4–6 км, максимальные значения которой – в акваториальной части впадины. В осадочном разрезе выделяются три толщи. Нижняя толща сложена пестроцветными песчаниками с прослоями аргиллитов и углей мощностью в несколько сот метров и отнесена к неокому. Средняя толща представлена слоями раннеаптского возраста, мощностью до 1 км. Надсолевой комплекс сложен в основном аргиллитами и алевролитами.



Р и с. 24. **Месторождения газа на шельфе Анголы [5]**

1 — Малаева; 2 — Луа; 3 — Полво

В разрезе впадины можно выделить второй, эвапоритовый, горизонт в альбе, представленный солью, ангидритами и доломитами, мощностью 400–600 м.

Самая южная впадина – Мосамедиш площадью около 10 тыс. км^2. Эта впадина наименее изучена, расположена главным образом в пределах континентального склона, на долю шельфа приходится примерно 10% его площади. Осадочный чехол впадины сложен мезозойскими и кайнозойскими отложениями, мощность его 2–3,1 км.

Нефтепоисковые работы на территории Анголы проводились с 1910 г. Однако добыча нефти на шельфе началась только в 1969 г. К 1983 г. на акватории Анголы (в том числе и Кабинды) открыто 14 месторождений: 11 нефтяных и 3 газовых (рис. 24). Продуктивны песчаники неокома (свита Куво), доломитизированные известняки и трещиноватые доломиты апта, известняки верхнего альба, трещиноватые аргиллиты эоцена и песчаники миоцена. Большинство месторождений нефтяные. Месторождения по запасам относятся к категории мелких, начальные извлекаемые их запасы оцениваются в 5,2–10 млн. т. В 1981 г. в бурении находилось 40 скважин, в 1982 г. – 68 скважин. В 1982 г. добыча нефти составила около 5 млн. т.

Крайний юго-восток Атлантического океана охватывает прибрежные территории Намибии и Южно-Африканской Республики, которые в структурном отношении отвечают Намибийской и Агульясской впадинам. Впадины изучены слабо. Геофизические работы позволяют предположить, что осадочное выполнение впадин 3–5 км.

Нефтепоисковые работы в этом регионе началась с 1965 г., первая морская скважина пробурена в 1969 г. К началу 1983 г. на всей территории пробурено 170 поисковых скважин, из них 72 на шельфе [20]. В марте 1969 г. в 64 км от берега в заливе Платтенберг из скв. Ga-A-1 было получено до 990 тыс. м^3/сут газа и 12,3 т/сут конденсата. В начале 1971 г. из скв. Ga-3 и в конце 1973 г. из скв. Спрингбок-1, пробуренной в том же заливе, было получен газ. Запасы месторождения оценены в 14 млрд. м^3. В начале 1974 г. на шельфе Намибии, в устье р. Оранжевой была пробурена скв. Куду Ga-1 при забое 4455 м. Из нижнемеловых отложений получены непромышленные притоки газа. Однако в устье р. Оранжевой были проведены дальнейшие исследования и в 1979 г. пробурено девять скважин на шельфе с помощью полупогруженной установки Sedco-K в водах глубиной 270–300 м, при удалении от берега в 80–140 км.

Общие извлекаемые запасы нефти Восточно-Атлантической континентальной окраины оцениваются в 2 млрд. т и более.

Литература

1. *Высоцкий В.И., Кучерук Е.В.* Месторождения горючих полезных ископаемых. М.: ВИНИТИ, 1978, т. 8. 332 с.
2. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 479 с.
3. *Дьяконов А.И., Усанов Г.М., Кордозок, Алексеев А.А.* Перспективы поисков крупных месторождений нефти и газа на шельфе Анголы. – Геология нефти и газа, 1982, № 11, с. 55–60.
4. *Полуэктов Л.Ф.* Нефтяная промышленность Габонской Республики. – Нефт. хоз-во, 1977, № 5, с. 62–64.
5. *Bull. Amer.* Assoc. Petrol. Geol., 1981, vol. 65, N 11, p. 2251–2320.
6. Cameroun. – World Oil, 1981, vol. 193, N 9, p. 236–238.
7. Cameroun moves cautiously of oil

development campaign. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 2, p. 54–57.
8. *Cordry E.A., Frankl E.J.* The Niger Delta oil province: Recent developments offshore and onshore. – In: VII World Petroleum Congress. Mexico, 1967, vol. 1, p. 195–209.
9. Early production slated for Ivory Coast strike. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, p. 115.
10. Elf-Aquitaine au Congo: 2,7 millions de tonnes en 1979 et 500000 tonnes de plus cette annee. – Afr.-industr. infrastruct., 1980, vol. 10, N 211, p. 12–13.
11. Ghana moving to attract more foreign firms. – Oil and Gas J., 1982, vol. 80, N 45, p. 119–120.
12. Ivory Coast. – World Oil, 1981, vol. 193, N 9, p. 242–244.
13. Ivory Goast find tops: Other West Africa action. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 2, p. 62, 64–65, 68.
14. Ivory Coast: New find for Phillips. – Offshore Serv. and Technol., 1980, vol. 13, N 8, p. 6.
15. *Merki D.* Structural geology of the Cenozoic Niger Delta. – In: 1st conf. Afr. geol. Ibadan, 1970, p. 84–89.
16. Mossel Bay: The best hope in 14 years of searching. – Offshore Serv., 1979, vol. 12, N 7, p. 22–23.
17. New field of Nigeria. – Intern. Petrol. Times, 1978, vol. 82, N 2085, p. 13.
18. Others. – World Oil, 1982, vol. 195, N 3, p. 235, 238, 240, 242, 244.
19. Phillips group scores of Ghana. – Oil and Gas J., 1978, vol. 76, N 45, p. 42.
20. South African Republic. – World Oil, 1981, vol. 193, N 9, p. 93–94.
21. Victoria East: New oil find raises hopes. – Offshore Serv., 1977, vol. 12, N 10, p. 16.
22. *Wright T.R.* Offshore Nigeria: It still has high potential. – World Oil, 1979, vol. 188, N 2, p. 43–47.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ОКРАИНЫ СРЕДИЗЕМНОГО МОРЯ

Средиземное море занимает площадь около 2,5 млн. км^2, из которых 529 тыс. км^2 приходится на шельф (глубина до 200 м), 591 тыс. км^2 – на континентальный склон (200–1000 м) и 1440 тыс. км^2 – на глубоководные области, в том числе с глубинами 1000–2000 м – 418 тыс. км^2 и более 2000 м – 1022 тыс. км^2 [2].

Средиземное море представляет собой сложно построенный океанический бассейн, состоящий из многих гетерогенных и гетерохронных структурных элементов. Североафриканское побережье от южной части Туниса до Синайского полуострова оставалось относительно устойчивым с середины мела [8], тогда как остальная часть моря окаймлена альпийскими горными цепями или зонами поднятий и опусканий, ограниченными сбросами. У берегов Южной Европы для поисков нефти и газа наиболее перспективны осадочные бассейны, приуроченные к этим ограниченным разломами зонам, а также к участкам менее интенсивной складчатости в пределах альпийской системы, в первую очередь к окраинным осадочным бассейнам, выполненным мощными морскими третичными осадками. По возрасту фундамента Средиземноморье можно разделить на две части: на западную и восточную. В Восточном Средиземноморье накопление осадочных толщ началось в олигоцене и наиболее активно происходило в позднем миоцене. В Западном, а также в Центральном Средиземноморье мезозойские и нижнекайнозойские карбонатные отложения прослеживаются на значительной площади. Суммарная мощность осадков изменяется от 2,5 км в районе Тирренского моря до 10–12 км и более в районе Адриатического моря.

В западной, а местами и в восточной частях Средиземноморья накопилась мощная толща каменной соли. Здесь имеются типичные соляные структуры, включающие диапиры протыкания и глубоко залегающие со-

ляные купола [3]. Общая площадь, перспективная для поисковых работ на шельфах и континентальных склонах Средиземного моря, составляет 2 млн. км^2. К 1983 г. в Средиземном море насчитывается более 100 месторождений нефти и газа. Все выявленные месторождения тяготеют преимущественно к осадочным бассейнам, которых в Средиземном море насчитывается 13: Альборанский, Валенсийский, Алжиро-Прованский, Ронский, Тирренский, Восточно-Тунисский, Адриатический, Восточно-Средиземноморский, Северо-Критский, Эгейский, Аданский, Анталийский, Ионический.

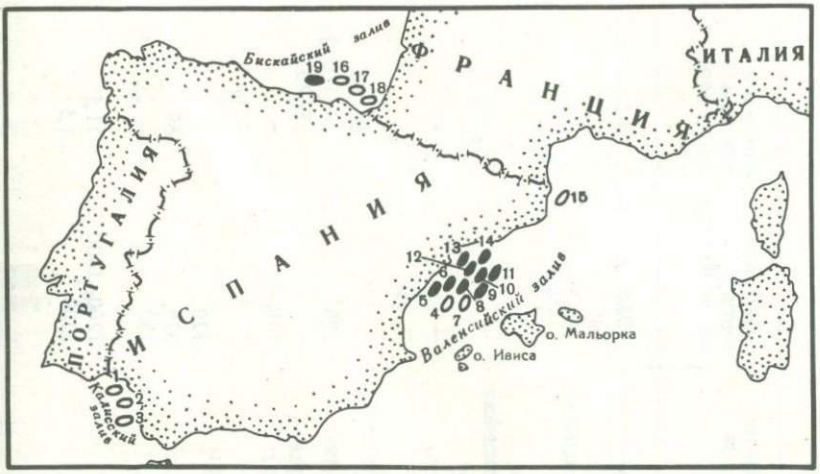
Одной из важных геологических предпосылок нефтегазопоисковых работ на шельфах Средиземноморья является предположение, что определенные зоны шельфа по геологическому строению являются аналогами прилегающих к побережью впадин на суше и дельтовых зон: Лионский залив – дельта р. Роны, Валенсийский осадочный бассейн – низовья р. Эбро, северная часть Адриатики – долина р. По, юго-восточная зона Средиземноморья – дельта р. Нил. Освоению перспективных бассейнов препятствуют большие глубины вод: свыше половины площади моря имеет глубины более 1000 м и лишь 20% доступно для изучения современными техническими средствами [9].

Альборонский осадочный бассейн расположен на крайнем юго-западе Средиземного моря, в акватории Испании. Бассейн изучен слабо, очевидно, в связи с малоперспективностью района, поскольку в нем обнаружены подводные вулканы.

Валенсийский осадочный бассейн частично расположен на восточном побережье Испании и почти полностью находится под водами одноименного залива. Осадочный чехол бассейна сложен мезозойскими и третичными отложениями общей мощностью до 6 км. Мезозойские отложения, залегающие на герцинском складчатом основании, представлены в основном карбонатными отложениями, а третичные образования (миоцен и плиоцен) – терригенными породами. В течение третичного времени (поздний эоцен–ранний миоцен) центральная часть Валенсийского залива была приподнята, в результате чего большинство пород мезозойского возраста эродировано [13] в результате альпийских движений. Миоценовые отложения здесь залегают трансгрессивно на крутых поднятиях. Длина некоторых поднятий достигает 150 км, ширина – 15 км. Мезозойские отложения нарушены сбросами северо-восток – юго-западного и восток-северо-восток – запад-юго-западного простираний, частично активизировавшимися в кайнозое [6].

Нефтепоисковые работы в этом бассейне начаты с конца 60-х годов, в 1970 г. было открыто первое морское месторождение Ампоста-Марино. К настоящему моменту на шельфах Валенсийского бассейна открыто 13 месторождений нефти и газа (рис. 25, табл. 14). Залежи нефти заключены главным образом в выветрелых, трещиноватых карбонатах мезозоя вблизи поверхности несогласия. Небольшое количество нефти содержится также в слабопроницаемых базальных карбонатах, а газа – в песчаниках миоцена. Ловушки структурного типа связаны с палеоподнятиями, часто ограниченными сбросами.

Месторождение Ампоста-Марино расположено в 50 км от устья р. Эбро. Площадь структуры 8,6 км^2, коллектором нефти являются трещиновато-



Р и с. 25. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа на акваториях Испании

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 – Кадис D4; 2 – Атлантида; 3 – Кадис; 4 – Сан-Карлос; 5 – Ампоста-Марино; 6 – Дельта-Е; 7 – Дельта-D3; 8 – Таррако; 9 – Кастелон; 10 – Таррагона; 11 – Касабланка; 12 – Монтанасо; 13 – Пуро; 14 – Дорадо; 15 – Росас; 16 – Васкония; 17 – Гавиота; 18 – Висайа; 19 – Мар-Кантабрико

кавернозные карбонатные породы апта, покрышкой служат перекрывающие с несогласием глины миоцена. Высота нефтенасыщенной части разреза около 160 м. Предполагается, что нефть мигрировала из вышележащих миоценовых глин. Газ с конденсатом выявлен в песках свиты Кастелон миоценового возраста. Запасы месторождения оцениваются в 8,1 млн. т нефти и в 1,2–1,5 млрд. м^3 газа. Добыча морской нефти в Испании происходит в Валенсийском заливе. Основные направления поисково-разведочных работ связаны с бурением в центральной, более глубокой части залива. Бурение ограничивается областью развития пористых коллекторов и базальной трансгрессивной частью миоценовых отложений в пределах поднятий. Однако бурение глубоководных зон в восточной части залива сдерживается по экономическим соображениям. Суммарные извлекаемые запасы нефти в этом бассейне оцениваются в 150–270 млн. т [11]. На шельфе Испании (3144 км береговой линии) поиски, разведку и добычу нефти и газа ведут 38 компаний. К настоящему времени открыто 19 месторождений (см. рис. 25). В 1983 г. в Испании начато или закончено бурение 38 скважин, в том числе 24 поисково-разведочных, 11 эксплуатационных, две оценочные и одна оценочно-разработочная. Общие извлекаемые запасы нефти в Испании оцениваются в 300 млн. т.

Ронский осадочный бассейн расположен в Южной Франции вдоль р. Роны и на юге раскрывается в Лионский залив. Ширина шельфа около 65 км. Мощность осадочного чехла бассейна достигает 7 км. Четвертичные и плиоценовые отложения мощностью 1800 м представлены терригенными осадками дельты р. Роны. Ниже этих отложений миоценовая соленосная толща мощностью 1500 м подстилается олигоценовыми отложениями, представляющими собой объект исследования для нефти и газа. Сейсморазведкой на континентальном шельфе Лионского залива закартированны перспектив-

Таблица 14

Некоторые новые месторождения нефти и газа в Средиземном море

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Тип коллектора	Характер флюида	Дебит, т/сут нефти, тыс. $м^3$/сут газа	Извлекаемые запасы, млн. т нефти, млрд. $м^3$ газа
Принос	1973	2581–2639	Миоцен	Пески	Нефть	403,8	8,2
						40	1,3
Саут-Кавала	1974	1654–1660	Третичный	”	Газ/конденсат	286/105	–
		1890	Миоцен	”	То же	560/3,2	–
Без названия	1974	2506	”	”	Нефть	–	–
Залив Термаикос	1970	2330–2660	”	”	Газ/конденсат	–	–
Джела	1956	–	Юра, триас	Доломиты	Нефть	–	–
Рагуза	1956	–	То же	Известняки	”	–	–
Луна	1970	–	–	–	Газ	–	–
Кротоне	1975	–	–	–	”	–	–
Роспо-Маре	1975	1770	Верхний мел	Пески	Нефть	–	60–80
Аштарт	1971	2720–2925	Эоцен	Известняк	Нефть/газ	200	50–100, 31
Равенна-Маре	1960	2300–2380	Плиоцен	Пески	Газ	–	25–40
Блок 137	1971	2265	Эоцен	Известняк	Нефть	150	–
Абу-Кир	1969	2470–2540	Миоцен–плиоцен	–	Газ	–	–
Бузейли	1972	1603–1612	Миоцен	Песчаник	”	220	–
Ампоста-Марино	1970	1760	Верхний мел	Известняк	Нефть	329	68
Кастелон	1971	3000	Нижний мел, верхняя юра	”	”	230	–
Касабланка	1974	2674–2823	То же	”	”	1200–1600	11,5
Таррагона	1975	2064–2113	Нижний мел, верхняя юра	”	Газ	2200	1,5
Назелло-Маре	1975	–	–	Пески	Нефть	–	–
Вега	1982	2590	–	”	”	472	24,3

Боури	1981	–	–	–	”	–	82
Монтанасо	1978	2324–2460	Нижний мел	Известняк	”	1164	–
Мила	1979	3639–3880	Верхний триас	Доломит	”	–	–
Жасмин	1977	2103–2113	Нижнетретичный	Известняк	”	242	–
Порто-Корсини-Маре	1961	1300–2380	Плиоцен	Песчаник	Газ	–	20
Сан-Джорджио-Маре	1969	1850	Плиоцен–нижний миоцен	”	”	–	5–6
Перле	1976	4124	–	Пески	Нефть	–	–
Мишкар	1976	3000	Верхний мел	Известняк	Газ	–	60
Дидон	1976	3400	Мел	”	Нефть	400	–
B-IA	1976	3400	Мел	”	Нефть	–	–
Мар-Кантабрико	1976	–	”	–	”	–	–
Дун-Оток	1982	–	–	Песчаник	”	–	–
Катаколон	1982	–	–	–	Нефть/газ	175/850	–
HI-N-C-41	1977	3681	–	–	Нефть	–	–
EI-NC-41	1977	–	–	–	”	–	68,5
CI-NC-41	1977	–	–	–	”	–	68,5
Дорадо	1977	–	Нижний мел–верхняя юра	Известняк	”	2200–2700	–
Нилде	1980	1524–1554	Нижний миоцен	”	”	–	–

ные структуры. Однако четыре скважины, пробуренные с 1968 по 1980 г. до глубины 4108 м, не обнаружили признаков нефти и газа, хотя получены ценные седиментологические и структурно-геологические данные, дополненные опытом бурения при очень больших глубинах вод (1246 м). В 1982–1983 гг. начато бурение еще двух скважин. Буровое оборудование рассчитано на глубину вод 1830–3050 м при общей глубине первой скважины 4491–5002 м и второй – до 6008 м [12]. Всего в 1982 г. было завершено бурение шести скважин, а к концу 1983 г. пробурена еще одна. Однако на шельфе Франции не было открыто ни одного месторождения.

Алжиро-Прованский осадочный бассейн изучен очень слабо. По имеющимся геофизическим данным мощность осадочного чехла здесь 3–8 км. Отложения представлены палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими образованиями. *Нефтегазоносность связывается с подсолевыми отложениями* нижнего, среднего миоцена, олигоцена и более древними.

В южной части бассейна находится впадина Шелифф, которая расположена в северной части Алжира, захватывает часть территории Марокко и открывается в Средиземное море. Впадина выполнена кайнозойскими породами мощностью до 4 км. Здесь на суше известны нефтяные месторождения в нижнем миоцене.

Тирренский осадочный бассейн расположен в пределах Тирренского моря, включает шельфы западной части Италии, восточных частей островов Корсика, Сардиния и север Сицилии. Бассейн представлен рядом впадин, выполненных неоген-четвертичными отложениями. Поисково-разведочные работы ведутся очень слабо, в основном только на шельфах Западной Италии. Пробуренные скважины Мимоза-1 и Маргарита М-1 пока положительных результатов не дали. Сейсморазведкой покрыто 25% площади бассейна.

Адриатический осадочный бассейн расположен в пределах Италии, Югославии, Албании и Греции. Бо́льшая его часть покрыта водами одноименного и Ионического морей. Адриатическое море вытянуто в северо-западном направлении на 650 км при ширине до 200 км, имеет площадь 132 тыс. км^2. Северо-западная часть моря характеризуется глубинами до 100 м. Юго-восточная часть моря представляет собой котловину глубиной до 1230 м. Бассейн ограничен горными сооружениями Динарид, Апеннин и Альп. В целом бассейн выполнен мезозойскими, кайнозойскими и четвертичными отложениями мощностью 6–12 км. В северо-западной части Адриатического моря находится предгорная Паданская впадина, расположенная между двумя ветвями альпийской складчатости. Она выполнена *мощной (до 10 км) толщей палеогеновых, неогеновых и четвертичных* отложений, залегающих на дислоцированных мезозойских породах [4]. Восточная и юго-восточная части бассейна представлены Преддинарским приморским прогибом, который протягивается от п-ова Истрия через приморские острова Югославии, вдоль Албании и Ионических островов Греции. Прогиб выполнен мощной толщей мезозойско-кайнозойских отложений. На поверхности он сложен меловым, в меньшей степени палеогеновым флишем, дислоцированным в систему линейно вытянутых, нарушенных взбросами складок, антиклинальные части которых выступают в виде островов.

Начало морских поисково-разведочных работ в Адриатическом море

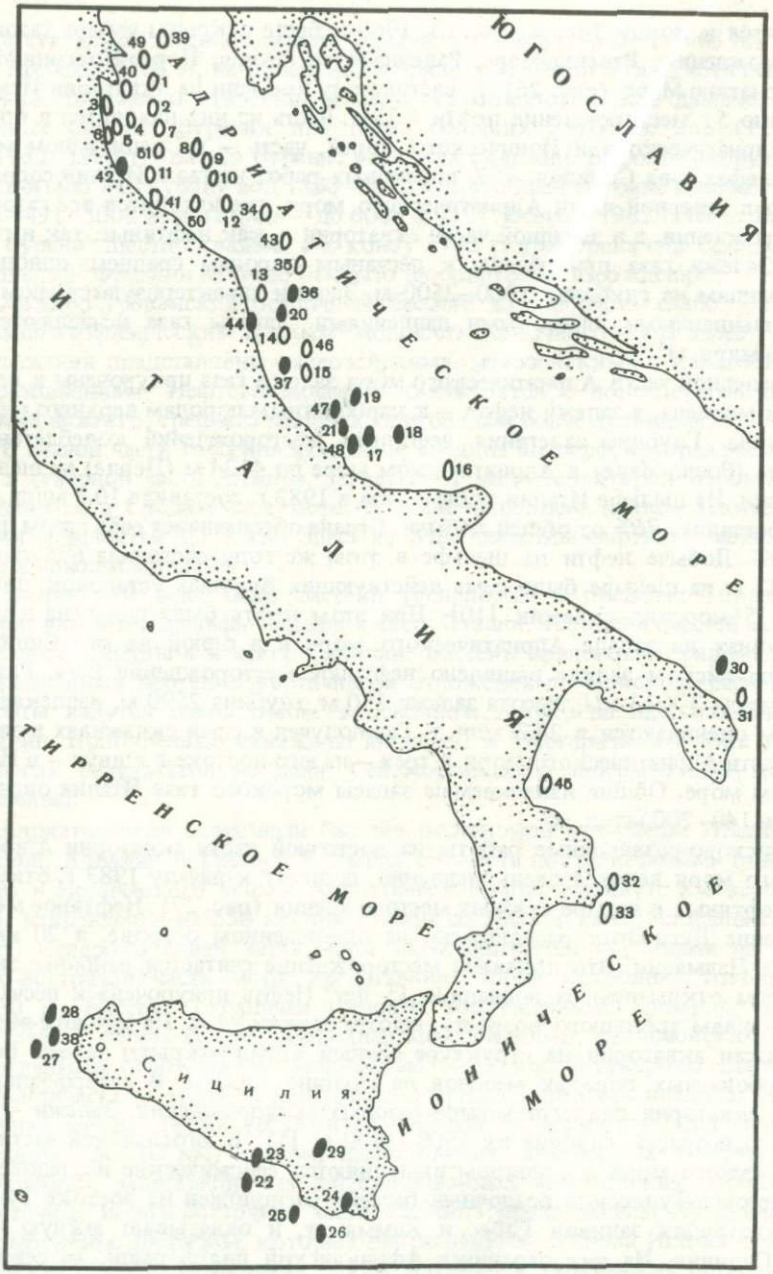
относится к концу 50-х годов, а к 1960 г. были открыты четыре газовых месторождения: Равенна-Маре, Равенна-Маре южное, Порто-Корсини-Маре и Чезенатино-Маре (рис. 26). К настоящему времени на акватории Италии известно 51 месторождение нефти и газа. Часть из них находится в пределах Адриатического и Ионического морей, часть – в Средиземном море на шельфах о-ва Сицилия. 75% поисковых работ на газ в Италии сосредоточено в северной части Адриатического моря, где находятся все газовые месторождения, а в западной части акватории – как нефтяные, так и газовые. Залежи газа приурочены к песчаным породам среднего плиоцена, залегающим на глубинах 1300–2500 м. Залежи характеризуются аномально повышенными пластовыми давлениями. Запасы газа исчисляются в 20–40 млрд. $м^3$.

В западной части Адриатического моря залежи газа приурочены к песчаникам миоцена, а залежи нефти – к карбонатным породам верхнего мела–палеогена. Глубина залегания нефтяных месторождений колеблется от 1770 м (Роспо-Маре) в Адриатическом море до 4124 м (Перле) на шельфе Сицилии. На шельфе Италии добыча газа в 1982 г. составила 10,3 млрд. $м^3$, что составляет 76% от общей добычи. Страна обеспечивает себя газом лишь на 40%. Добыча нефти на шельфе в этом же году составила 675 тыс. т. В 1982 г. на шельфе было семь действующих буровых установок, пробурено 35 морских скважин [10]. При этом нефть была получена в двух скважинах на западе Адриатического моря и в одной на юге Сицилии. В Сицилийском заливе выявлено нефтяное месторождение Вега. Размер структуры 3 × 13 км, высота залежи 250 м, глубина 2590 м, извлекаемые запасы оцениваются в 24,3 млн. т. Газ получен в семи скважинах в западной части Адриатического моря, в трех – на юго-востоке и в двух – в Ионическом море. Общие извлекаемые запасы морского газа Италии оцениваются в 140–200 млрд. $м^3$.

Поисково-разведочные работы на восточной части акватории Адриатического моря ведутся очень медленно, поэтому к началу 1983 г. открыто два нефтяных и четыре газовых месторождения (рис. 27). Нефтяное месторождение Дуги-Оток расположено на одноименном острове, в 20 км от берега Далмации. Это нефтяное месторождение считается наиболее значительным открытием за последние 15 лет. Нефть приурочена к песчаным отложениям третичного возраста, высота залежи 94 м. На юго-юго-восточной части акватории на структуре Южный Ядран открыты залежи нефти в карбонатных породах мезозоя на глубине 1500 м. В северо-западной части акватории открыто четыре газовых месторождения. Залежи – третичного возраста, глубина их 1500–1800 м [5]. В югославской части Адриатического моря в основном выполняются сейсмические исследования.

Восточно-Тунисский осадочный бассейн расположен на востоке Туниса, на акваториях заливов Габес и Хаммамет, и охватывает южную часть о-ва Сицилия. На юге ограничен Африканской платформой, на севере и северо-западе – альпийской складчатостью. Осадочный чехол на севере сложен мезозойскими и кайнозойскими отложениями общей мощностью до 8 км, а на юге, кроме того, и палеозойскими образованиями общей мощностью 12 км. В целом, разрез представлен карбонатными породами, и только начиная с олигоцена и выше появляются песчаники и пески.

В территориальных водах Туниса в заливах Хаммамет и Габес открыто



Р и с. 26. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа на акваториях Италии

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 — Агостино; 2 — Порто-Гарибальди; 3 — Порто-Корсини-Маре; 4 — Диана; 5 — Равенна-Маре; 6 — Равенна-Маре южное; 7 — Порто-Корсини-Маре западное; 8 — Амелия; 9 — Червиа; 10 — Равенна-Маре западное; 11 — Чезенатино-Маре; 12 — Риччоне-Маре; 13 — Фонтескина-Маре; 14 — Сан-Джорджио-Маре; 15 — Давид; 16 — Сан-



Рис. 27. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа на акватории Югославии

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 — Южный Ядран; 2 — Дуги-Оток; 3 — Ядран-16/2, 2А; 4 — Ядран-16/1А; 5 — Ядран-21/1; 6 — Истра-Море-1

24 месторождения нефти и газа (рис. 28; см. также табл. 14). Месторождения приурочены к антиклинальным складкам. Залежи на глубинах 2103 м до 3000 м и более находятся в нуммулитовых известняках эоценового возраста (ипрская свита) и продуктивных верхнемеловых карбонатных отложениях. В 1982 г. добыча нефти из морских месторождений составила 1,6 млн. т. Потенциальные запасы нефти на акваториях Туниса оцениваются в 500 млн. т и более.

Интерес к поискам нефти в акваториях Ливии возник после открытия в 1973 г. месторождения Аштарт на Тунисском шельфе. С 1974 г. поисковые работы ведутся на площади 415 тыс. км^2. В 1976 г. в блоке А-137 в 96 км от берега при глубине моря 98 м получена нефть из скв. В-I. Безводный приток нефти был получен из пласта, залегающего на глубине 3229 м. По данным Государственной нефтяной компании (NOC), месторождение оценивается как одно из крупнейших в Ливии. В октябре 1977 г. испытана скважина Н-I, в которой с глубины 3681 м был получен фонтан нефти плотностью 0,8324 г/см^3 с дебитом 137 т/сут. Кроме того, промышленные притоки нефти получены на структуре В в блоке В4-NC-41. Здесь из скв. В-I, пробуренной при глубине моря 143 м, с полупогружной буровой установки получен фонтан легкой нефти дебитом 463 т/сут. На шельфе было открыто еще несколько месторождений с извлекаемыми запасами каждого по 68 млн. т. Первое стационарное основание будет установлено в море на глубине 145 м в 1985 г. Производительность основания 21 тыс. т/сут. Начальная добыча нефти будет осуществляться из 30 скважин общим дебитом 10,3 тыс. т/сут. К 1983 г. на шельфе Ливии открыто шесть нефтяных и три газовых месторождения.

Ионический осадочный бассейн охватывает акваторию Ионического моря и через Средиземное море протягивается к заливу Сидра, к берегам Ливии. По геофизическим данным, мощность осадочного чехла примерно

←

Стефано-Маре; 17 — Роспо-Маре; 18 — Назелло-Маре; 19 — Эмма; 20 — Катиа; 21 — Мармора; 22 — Перле; 23 — Джела; 24 — Рагуза; 25 — Мила; 26 — Вега; 27 — Нилде; 28 — Норма; 29 — Пианолупо; 30 — Акила; 31 — Фалко; 32 — Фиоренса; 33 — Гера-Лачиниа; 34 — Барбара; 35 — Бонасия; 36 — Элиза; 37 — Эльянора; 38 — Найла; 39 — Сара; 40 — Гайя; 41 — Римини; 42 — Сарзина; 43 — BR-166; 44 — Сараго; 45 — Франка; 46 — Пенина; 47 — Эсмиральда; 48 — Катиа; 49 — Скуало; 50 — Гаттео-Маре; 51 — Анемоне



Р и с. 28. **Месторождения** (цифры на схеме) **нефти и газа на акватории Туниса и Ливии**

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 – Тезарка; 2 – Бирса; 3 – Жасмин; 4 – Мимоза; 5 – Унда; 6 – B-1A; 7 – Халк-Эль-Мензел; 8 – Изис; 9 – без названия; 10 – Аштарт; 11 – Мишкар; 12 – Саламбо; 13 – блок A-137; 14 – Брегат; 15 – Эль-Бибан; 16 – Хасдрубал; 17 – Дидон; 18 – B-NC-1; 19 – HI-NC-41; 20 – KI-NC-41; 21 – EI-NC-41; 22 – CI-NC-41; 23 – B4-NC-41; 24 – MI-NC-41/137

5–12 км. В южной части, в заливе Сидра, бассейн выполнен палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими породами мощностью 10–12 км. Севернее разрез представлен мезозойскими и кайнозойскими породами мощностью 5–8 км.

Месторождения нефти и газа известны на севере, в районе залива Таранто, они рассмотрены при описании акваторий Италии. В южной части, где бассейн продолжается в залив Сидра, хотя пока и не открыто месторождений, поскольку идет разработка месторождений на суше, однако перспективы этой территории очень высоки [8].

На востоке Ионического бассейна в акваториях Греции в районе залива Парга в 1982 г. открыто газонефтяное месторождение Катаколон с суточным дебитом 175 т нефти и 850 м^3 газа.

Эгейский осадочный бассейн расположен в северо-восточной части Средиземного моря. Это латерально-гетерогенный бассейн, сформировавшийся на погруженных срединных массивах Альпийской складчатой области. Он выполнен преимущественно терригенными и эвапоритовыми отложениями миоцена. Общая мощность осадочного чехла 3–4 км. Для бассейна в целом характерно развитие грабенообразных структур, которые рассматриваются как перспективные на нефть и газ. Бассейн в основном отвечает впадине Эгейского моря. Здесь открыто два месторождения: Принос – нефтяное в 1974 г. и Саут-Кавала – газоконденсатное в 1972 г.

Месторождение Принос расположено в 10 км от о-ва Тасос при глубине моря 30–37 м. Оно состоит из четырех продуктивных горизонтов. Общая мощность продуктивного разреза 213 м, причем 91,4 м представлены высокопористыми (более 25%) миоценовыми песками. Глубина продуктивного пласта 2581–2752 м. Общий дебит из всех горизонтов составляет до 3 тыс. т/сут. Вместе с нефтью добывается газ (до 200 тыс. $м^3$), на 60% состоящей из сероводорода. В будущем планируется извлечение из него серы в количестве 100 тыс. т/год [7]. Извлекаемые запасы нефти месторождения оценены в 8,2 млн. т.

Газоконденсатное месторождение Саут-Кавала находится в 12 км от месторождения Принос, в 5,6 км от о-ва Тасос. Структура выявлена геофизическими методами и представляет собой антиклиналь, осложненную соляной линзой. Месторождение представлено четырьмя продуктивными горизонтами в третичных отложениях. В верхнем горизонте в интервале 1654–1660 м получен газ и конденсат дебитом соответственно 286 тыс. $м^3$/сут и 105 т/сут. На глубине 1890 м из миоценовых отложений получен газ дебитом 560 тыс. $м^3$/сут и конденсат – 3,2 т/сут. В двух нижележащих продуктивных горизонтах приток был значительно больше. Запасы оценены в 1,2 млрд. $м^3$. Эксплуатацию ведут одной скважиной с дебитом 110 тыс. $м^3$/сут.

Перспективен район о-ва Пакси (суша и шельф), шельф к западу от г. Превеза, суша и шельф близ г. Кипарисия, дельта р. Местос, шельф и суша о-ва Крит. К началу 1983 г. на шельфе Греции известно три месторождения: Принос, Саут-Кавала и Катаколон (Ионическое море). Добыча нефти осуществляется только на месторождении Принос – 3,4 тыс. т/сут, газа на месторождении Саут-Кавала – 154 тыс. $м^3$/сут.

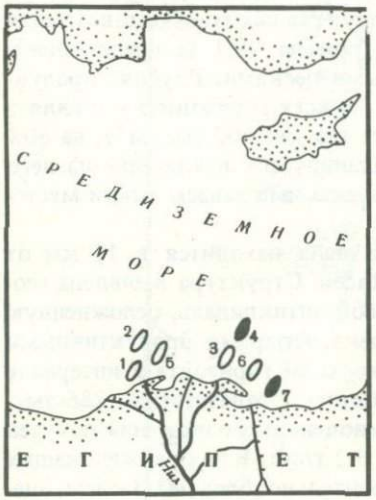
Восточно-Средиземноморский осадочный бассейн является одним из крупных, в его пределы открываются впадины Сирт (Ливия) и Каттара (Египет). Бассейн выполнен толщей палеозойских, мезозойских и кайнозойских пород, мощность которых 10–12 км. Мезозойские породы составляют примерно половину осадочного чехла и представлены песчано-глинистыми породами на востоке и песчано-глинистыми известковистыми – на западе.

В этом бассейне открыто пять газовых и два нефтяных месторождения в акватории Египта (рис. 29). Описание газовых месторождений Абу-Кир и Наф, которые открыты соответственно в 1969 и 1979 гг., приводится ниже. Остальные месторождения открыты в 1981–1982 гг. Продуктивные горизонты приурочены к песчаникам миоцена, глубина залегания которых от 2953 м (Тинех) до 3834 м (Эль-Темзах).

На Средиземноморском шельфе Египта расширяются поисково-разведочные работы, чтобы довести добычу нефти до 135 тыс. т в 1985 г. На морском газовом месторождении Абу-Кир установлены две дополнительные платформы для планируемого увеличения добычи газа до 6,5 млн. $м^3$. Начато освоение газового месторождения Наф, расположенного вблизи месторождения Абу-Кир.

В акватории Ливии в этом бассейне поисково-разведочные работы пока не ведутся.

На сирийском побережье Средиземноморья из скв. Черриф-2 получен газ дебитом 430 тыс. $м^3$/сут и конденсат около 13 т/сут из интервала 1683–1764 м.



Р и с. 29. Месторождения нефти и газа на Средиземноморском побережье Египта

1 – Абу-Кир; 2 – Наф; 3 – Эль-Темзах; 4 – Тинех; 5 – Тал-Эль-Ахмар; 6 – Порт-Фуад-Марин; 7 – блок 13(81)

Аданский осадочный бассейн охватывает площадь порядка 20 тыс. км^2 и расположен на территории Турции, его южное продолжение находится в пределах восточного края Средиземного моря. Бассейн выполнен в основном миоценовыми и плиоценовыми обломочными породами. Мощность осадочного чехла достигает 8 км. Разрез большей части миоцена представлен преимущественно морскими отложениями. Вверх по разрезу они сменяются дельтовыми и лагунными (эвапоритовыми) образованиями [1]. К миоценовым и плиоценовым отложениям на суше приурочены многочисленные газо- и нефтепроявления. В миоценовых рифовых известняках и в подстилающих домиоценовых карбонатных отложениях обнаружена непромышленная нефть. На шельфе проведены сейсмические исследования и пробурены две скважины до глубин 1118 и 1675 м. Пока положительных результатов нет.

Небольшой по площади Анталийский осадочный бассейн расположен на крайнем востоке Средиземного моря. Он частично находится на суше и частично на акватории Турции. Поисково-разведочные работы начаты только с конца 1982 г., поэтому он мало исследован.

В целом перспективы нефтегазоносности Средиземного моря связаны на западе с мезозойскими доселеносными отложениями, залегающими на глубинах до 4000–5000 м, в центральной и восточном регионах – преимущественно с третичными (миоценовыми) отложениями, особенно в зонах, где осадочные бассейны примыкают к альпийским складчатым сооружениям.

Литература

1. *Джонсон М.С., Кемме Х.Д., Риго Ф.А., Верчелинно Дж.* Геологическое строение и нефтегазоносность Средиземного моря. – В кн.: Геологические и технические аспекты разработки на нефть и газ в условиях континентальных шельфов. М., 1971, с. 28–57.
2. Нефтегазоносность Мирового океана (за пределами зон национальной юрисдикции стран-членов СЭВ)/Под ред. В.А. Левченко. М., 1984, с. 141–150.
3. *Порфирьев В.Б., Краюшкин В.А.* Перспективные направления нефтегазопоисковых работ в Черноморско-Средиземноморском бассейне. – В кн.: Геологические и геохимические основы поисков нефти и газа. Киев: Наук. думка, 1981, с. 178–209.
4. *Роккo Т., Джаболи Д.* Геология и нефтегазоносность бассейна По. – В кн.: Распространение нефти. М.: Гостоптехиздат, 1961. 696 с.
5. *Kat C.* Oil and Gas developments in Europe in 1982. – Bull. Amer. Assoc.

Petrol. Geol., 1983, vol. 67, N 10, p. 1948–1982.
6. *Garcia S., Querol R., Castillo F.* et al. A new hydrocarbon province in the Western Mediterranean. – In: Proc. 10 th World petrol. congr. Bucharest, 1979. L. etc., 1980, vol. 2, p. 191–197.
7. Greece. – World Oil, 1982, vol. 195, N 3, p. 183.
8. *Grenon M.* Le petrole en Méditerranée. – Rev. energ., 1978, vol. 29, N 306, p. 391–396.
9. *Legros E.* Promesses et incertitudes en Mediterranée. – Industr. pétrole, 1983, vol. 51, N 552, p. 37–47.
10. Mediterranean. – Ocean. Industry, 1983, vol. 18, N 8, p. 55–59.
11. *Quinlan M.* Cortesian logic. – Petrol Rev., 1980, vol. 34, N 402, p. 18–20.
12. *Steven R.R.* GFP, ELF set deeper sites. – Offshore, 1981, vol. 41, N 11, p. 49–52.
13. *Stoeckinger W.T.* Valencian gulf offer deadline nears. Pt 2. – Oil and Gas J., 1976, vol. 74, N 14, p. 181–183.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТИХОГО ОКЕАНА

Нефтегазоносность Тихого океана связана с окраинными морями и океанической частью, протягивающейся вдоль его внешней стороны. Мощность осадочного чехла в океане распределена чрезвычайно неравномерно и изменяется от нескольких километров в котловинах краевых морей до нескольких сот метров в центральной его части. Общая площадь дна, перспективная для нефтегазопоисковых работ, на континентальных окраинах Тихого океана около 12 млн. км^2. Регионально нефтегазоносными по всей периферии Тихого океана являются кайнозойские породы, в которых скопления нефти, газа и конденсата встречаются преимущественно в отложениях плиоцена, миоцена и эоцена.

Тихоокеанские континентальные окраины можно условно разделить на восточные и западные. Восточные охватывают шельфы Северо- и Южно-Американского континента, западные – шельфы Северо-Восточной Азии, Восточной Австралии, Новой Зеландии и островов Океании.

ВОСТОЧНЫЕ КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ОКРАИНЫ

Восточные тихоокеанские окраины Северо-, Центрально- и Южно-Американского континента омываются с севера на юг Беринговым морем, заливами Кука, Аляски и Калифорнии, Тихим океаном.

Рассмотрим осадочные бассейны этого региона.

Беринговоморский бассейн включает территорию Берингова моря, а также прилегающие межгорные впадины на континентах. Этот бассейн уже давно изучается отечественными и зарубежными исследователями (И.П. Атласов, Б.Х. Егиазаров, Л.Э. Левин, В.Е. Хаин, Б.К. Хейзен, М. Юинг, P.T. Hanley, A.K. Cooper и др.), поэтому здесь будет приведено краткое описание основных впадин, составляющих Беринговоморский осадочный бассейн, и все новое в поисках углеводородов, что сделано в этом районе в последнее время.

Общая площадь Беринговоморского осадочного бассейна 5,2 млн. км^2. Межгорные впадины, окаймляющие его на континентах, составляют не более 0,1 млн. км^2, шельфы – 1,9 млн. км^2, а глубоководные районы – 3,2 млн. км^2 [3].

В Беринговоморском бассейне выделяются впадины: Нортон, Бетел,

Святого Лаврентия, Анадырская, Наваринская, Бристольская и Святого Георгия и Алеутская котловина, куда входят собственно Алеутская, Бауэрса и Командрская впадины на юге.

Впадина Нортон включает акватории залива Нортон и бухты Нортон и смежную прибрежную равнину. Впадина выполнена отложениями верхнемелового, третичного и четвертичного возраста общей мощностью около 4 км, залегающими на докембрийском и палеозойском основании. Впадина относится к рифтовому типу. Комбинация структурных, тектонических и литологических факторов создает условия для локальных скоплений газа, которые проявляются различными аномалиями на сейсмических профилях. Верхняя граница газоносных зон [2, 19, 21] расположена на глубинах 50–200 м ниже дна моря. Первичная концентрация газа происходила, очевидно, в наиболее глубокой центральной части бассейна на глубинах около 2,5 км, примерно в 15 км к югу от зоны выходов газа. Наличие зон разломов указывает на ограниченность латеральной миграции *и является благоприятным фактором для вертикального перетока флюидов*. Во впадине Нортон залежи углеводородов связаны с ловушками четырех типов [17]: 1) с зонами трещиноватости и выщелачивания пород фундамента на горстовидных поднятиях; 2) со структурами облекания и уплотнения в осадочном чехле над горстами; 3) с приразломными структурами и 4) с конусами выноса вблизи горстов. Ловушки второго типа наиболее перспективны для выявления залежей углеводородов, поскольку они сформировались в неогене, а нефть была генерирована до момента формирования этих структурных форм. Геохимические и геофизические данные показывают, что углеводородные газы глубинного происхождения мигрируют на донную поверхность по разломным зонам длиной 30–40 км к югу от г. Ном [25]. Геологическая служба США оценивает прогнозные запасы нефти и газа в недрах впадины Нортон соответственно в 153 млн. т и 170 млрд. $м^3$.

Впадина Бетел расположена в приустьевых частях двух крупнейших рек Аляски – Юкон и Кускоквим и ограничена на юго-востоке горами Кускоквим и Килбук, а на севере – р. Юкон. Впадина сложена породами мелового и кайнозойского возраста, мощность которых увеличивается к западу. Общая мощность осадочного чехла 6 км.

Впадины Нортон, Бетел и Святого Лаврентия очень близки по геологическому строению и поэтому подробное описание двух последних здесь не приводится.

Анадырская впадина охватывает 76,8 тыс. $км^2$ суши и 179,2 тыс. $км^2$ акватории Анадырского залива. К впадине приурочены прогиб Креста и Восточно-Анадырский желоб [20]. Последний имеет восток – юго-восточное простирание и содержит мощную (до 9 км и более) толщу осадков и продолжается на сушу. Впадина выполнена меловыми и кайнозойскими континентально-морскими угленосно-терригенными породами палеогена и прибрежно-морскими отложениями неогена. Корреляция полученных сейсморазведочных данных по морской части Анадырской впадины с данными наземного бурения позволяет выделить в морской части впадины три литолого-стратиграфических комплекса. Они разделены четкими отражающими горизонтами α и β, которые отвечают границам неогена–палеогена и палеогена–мела. При бурении в песчаниках мио-

цена наблюдались газопроявления на глубине 1000–1480 м. В меловых породах, начиная от апта–альба, а также палеогена известны горизонты полевошпатовых пород с пористостью до 25% и проницаемостью 200 мД, в которых отмечались признаки нефти. Мощная толща апт-альбских пород обладает хорошими коллекторскими свойствами, а остальной меловой разрез содержит надежные покрышки.

В пределах впадины предполагается выявить не менее 60 глубинных структур, перспективных в отношении нефтегазоносности [21]. Поисково-разведочные работы в Анадырской впадине ведутся с 1963 г. К настоящему времени получены газовые притоки, которые характеризуются высокими дебитами, но незначительной продолжительностью фонтанирования. Предполагается, что добыча газа в промышленных объемах начнется не ранее 90-х годов. Эта впадина отделяется от Наваринской Анадырским хребтом – выступом фундамента, отражающимся в высокоамплитудных магнитных аномалиях.

Наваринская впадина протягивается в длину на 480 м, в ширину на 256 км. Она расположена полностью на акватории между островами Прибылова и мысом Наварин. Впадина выполнена толщей мезозойско-кайнозойских пород общей мощностью 8–10 км. В июне 1983 г. здесь началось бурение параметрической скважины [5]. Она расположена в 638 км к юго-западу от г. Ном, в 724 км к северо-западу от ближайшего глубоководного порта Датч-Харбор на Алеутских островах и в 183 км к западу от ближайшего о-ва Святого Матвея. Глубина дна 128 м. Перспективы нефтегазоносности бассейна оцениваются очень высоко, однако освоение ресурсов будет сдерживаться, так как они сконцентрированы в наиболее глубоких и удаленных от берега частях впадины. По данным геологической службы, прогнозные ресурсы нефти Наваринской впадины оценены в 238,4 млн. т.

Наваринская впадина отделяется от Бристольской структурной седловиной. Бристольская впадина располагается в основном под водами Бристольского залива, представляет собой грабенообразный прогиб, протягивающийся до континентального склона. Впадина заполнена толщей мезозойско-кайнозойских пород суммарной мощностью около 10 км. На гнейсах палеозойского возраста несогласно залегают сланцы, известняки и песчаники триасового возраста, перекрытые песчано-глинистыми и грубообломочными морскими образованиями юрского возраста мощностью до 5 км. Породы верхнего мела представлены континентально-морскими образованиями, песчаные разности которых пропитаны нефтью. Кайнозойские отложения состоят из базальных лав, туфов, конгломератов, песчаников, глин, угленосных горизонтов, лигнитов и тиллитов общей мощностью 4 км. Геофизическими методами обнаружены мелкие грабены Жемчуг и Прибылова, выполненные теми же породами, что и Бристольская впадина. Помимо верхнемеловых песчаников, наибольший интерес в отношении нефтегазонакопления представляют миоцен-плиоценовые отложения, представленные песчаниками, алевролитами, прослоями конгломератов, с которыми связаны признаки нефти.

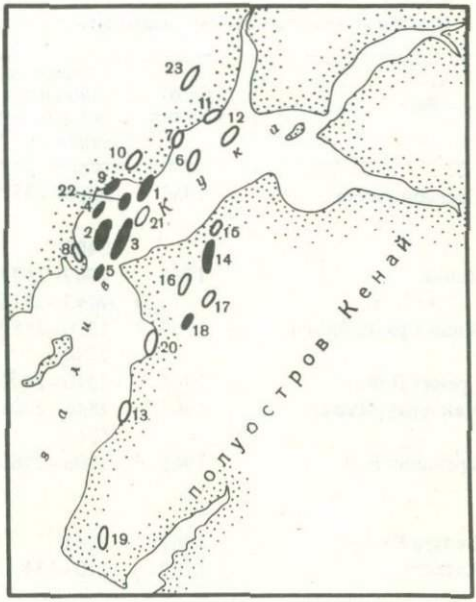
Впадина Святого Георгия представляет собой полосу шельфа между островами Прибылова и п-овом Аляска. Протяженность впадины 320 км, ширина 32–48 км. Мощность осадочного чехла, выполняющего впадину

(грабен), составляет 9 км. Потенциальные ресурсы нефти оценены в 54,8 млн. т, свободного газа – в 47,6 млрд. м^3 [18].

Глубоководная часть Берингова моря (глубина более 3000 м) представляет собой Алеутскую котловину, которая делится на три осадочных бассейна примерно одинакового строения: Алеутский, Бауэрса и Командорский. Алеутская котловина выполнена отложениями преимущественно кайнозойского возраста, мощностью 2–9 км, залегающими на океанической коре [14]. Осадочный чехол сложен в основном диатомовыми образованиями, перекрывающими отвердевшие аргиллиты. Кайнозойские отложения наиболее полно развиты только в пределах структурных элементов, непосредственно приближенных к областям сноса – Анадырской, Бристольской и др. В пределах хребтов Бауэрса и Ширшова, а также на отдельных участках континентального склона осадки кайнозоя отсутствуют или весьма маломощны. В центральной и восточной частях бассейна установлено наличие многих структурных элементов, таких, как пологие складки, диапиры, поднятия фундамента, осложненные сбросами. Акустическим каротажем выявлено повсеместно и особенно в центральной части бассейна до 350 специфических элементов, которые могут обусловить скопления газов и, возможно, других углеводородов в верхней части осадочного чехла. Органические газы поверхностного слоя осадков представлены преимущественно метаном; их концентрация увеличивается с глубиной. Глубоководные скважины 188, 189, 190 являются единственными источниками информации относительно содержания $C_{орг}$ в этих абиссальных бассейнах. Региональный анализ показал, что содержание $C_{орг}$ в образцах диатомовых алевритистых глин и аргиллитов от голоцена до среднего миоцена почти постоянно по глубине – 0,2–0,8% [15]. Отмечаются хорошие коллекторские свойства глубоководных отложений. Пористость диатомовых осадков 58–85%, проницаемость 10–30 мД.

По данным сейсмических исследований, в Алеутской котловине отмечается непрерывный пласт турбидитовых отложений, которые могут представлять собой региональную покрышку. Отмечается существование структурных и стратиграфических ловушек. По оценкам Геологической службы США, прогнозные ресурсы нефти этого бассейна составляют 51 млн. т [6]. Общие прогнозные запасы нефти и газа Беринговоморского осадочного бассейна, включая континентальный склон, оценены соответственно 0–1120 млн. т и 0–965 млрд. м^3 [14, 18].

Осадочный бассейн залива Кука (Кук-Инлет) расположен в южной части Аляски и протягивается с юго-запада на северо-восток. Длина его 370 км, ширина 18–85 км, максимальная глубина 137 м. Площадь бассейна 38 850 км^2, при этом более половины покрыто водами залива Кука. Бассейн ограничен кайнозойскими складчатыми сооружениями Кенай и Чигач на востоке, Чигмит на западе и Талкитна на севере [2]. Впадина представляет собой вытянутую депрессию, выполненную породами кайнозойского и мезозойского возраста, мощностью 7–14 км. В строении осадочной толщи, залегающей на раннекиммерийском складчатом основании, участвуют морские терригенные породы юры и мела и континентальные песчано-глинистые угленосные кайнозойские образования. На отложениях мезозоя несогласно залегает базальная толща (300 м), представленная



Р и с. 30. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в бассейне залива Кука

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 – Гренит-Пойнт; 2 – Мак-Артур-Ривер; 3 – Мидл-Граунд-Шоул; 4 – Трейдинг-Бей; 5 – Редаут-Шоул; 6 – Норд-Кук-Инлет; 7 – Белуга-Ривер; 8 – Вест-Форленд; 9 – Николай-Крик; 10 – Мокуваки; 11 – Иван-Ривер; 12 – Льюис-Ривер; 13 – Фолс-Крик; 14 – Свенсон-Ривер; 15 – Берч-Хилл; 16 – Бивер-Крик; 17 – Вест-Форк; 18 – Стерлинг; 19 – Норд-Форк; 20 – Кенай; 21 – Норт-Мидл-Граунд-Шоул; 22 – Норт-Трейдинг-Бей; 23 – Калоа

туфогенными алевролитами и аргиллитами, песчаниками и конгломератами. Выше залегает формация Кенай (неоген).

В структурном отношении бассейн приурочен к грабенообразной межгорной впадине, на бортах которой выявлены многочисленные брахиантиклинальные поднятия, группирующиеся в линейные зоны север–северо-восточного простирания. Эти поднятия асимметричны, осложнены разрывными нарушениями небольшой амплитуды.

Промышленная нефтеносность в этом районе установлена в 1957 г., когда было открыто на суше первое нефтегазовое месторождение Свенсон-Ривер на восточном берегу залива. В 1962 г. открыто морское месторождение Мидл-Граунд-Шоул. К настоящему времени открыто 23 (рис. 30, табл. 15) месторождения нефти и газа. Часть из них расположена на суше близ берега, часть – континентально-морские и часть – чисто морские. Основные залежи связываются с палеоген-неогеновыми отложениями, образующими формацию Кенай. Причем большинство газовых залежей приурочено к верхней части формации, а нефтяные залежи связаны нижней частью с горизонтом Хемлок. Известны также залежи нефти в среднеюрских песчаниках формации Тукседни. Все залежи пластовые, сводовые. Газоносная толща Кенай залегает в интервале 900–1500 м, нефтеносные залежи приурочены к глубинам 3000–4600 м. Коллекторские свойства продуктивных пластов очень изменчивы в вертикальном и горизонтальном направлениях; пористость 18–24%, проницаемость 8–250 мД. Нефть довольно легкая, уд. веса 0,83–0,88 г/см^3, газовый фактор достигает 30–60 м^3/м^3. Добыча нефти в бассейне Кука в 1982 г. составила 5,5 млн. т. По данным Геологической службы США, потенциальные ресурсы нефти залива Кука определены в 70–330 млн. т, газа в 30–135 млрд. м^3 [4].

Таблица 15

Основные месторождения нефти и газа в заливах Кука и Аляска

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Мощность продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта
Свенсон-Ривер	1957	2325–2332,	–	Палеоген – неоген
		3400	2,5–90	То же
Кенай	1959	1067–1673,	11	”
		2745–2916	40	”
Мидл-Граунд-Шоул	1963	1590–2550,	–	”
		2784		
Гренит-Пойнт	1965	2340–2490	–	”
Мак-Артур-Ривер	1965	2846–2905,	–	”
		3340		”
Трейдинг-Бей	1965	1806–2460	–	”
Белуга-Ривер	1962	2381	–	”
Каталла	1902	110–534	–	”

Южнее этого бассейна расположен осадочный бассейн Сент-Элиас, который находится в заливе Аляска. Он приурочен к впадине в кайнозойском складчатом поясе, выполнен в основном кайнозойскими осадочными породами мощностью 7600 м. Палеоген-неогеновые породы в бассейне подразделяются на три комплекса. Нижний комплекс – эоценовый (возможно, среднеолигоценовый), представлен переслаиванием континентальных и мелководно-морских отложений. Средний комплекс – среднемиоцен-среднеолигоценовый – состоит из чередующихся прослоев аргиллитов, алевролитов, морских туфов, конгломератов с большим количеством органического вещества. С этим комплексом связаны основные нефтепроявления. Верхний комплекс – средне-верхнемиоцен-верхнеплиоценовый – представлен морскими мелководными песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с конгломератами и песчаными аргиллитами.

В осадочном бассейне Сент-Элиас в палеоген-неогеновых отложениях встречены многочисленные признаки нефти и открыто месторождение Каталла (см. табл. 15). На этом месторождении коллекторами являются трещиноватые песчаники и алевролиты, залегающие на глубине 110–534 м. Нефть сильнопарафинистая, уд. вес 0,802–0,820 г/см^3. Известны выходы нефти в отложениях верхнего мела. В пределах залива Аляска выполнен большой объем геофизических работ. Прогнозные запасы нефти в этом районе оценены в 8 млрд. т, хотя результаты бурения пока этого не подтверждают [26].

В последние годы поисково-разведочные работы на нефть и газ ведутся вдоль всей тихоокеанской континентальной окраины Северо-Американского континента и полученные результаты довольно обнадеживающие. Подтверждается перспективность прибрежной части штата Британская

Тип коллектора	Характер флюида	Дебит		Извлекаемые запасы	
		нефти, т/сут	газа, тыс.м^3/сут	нефти, млн.т	газа, млрд.м^3
Песчаник	Газ	–	227	–	1,2
”	Нефть	125	–	27,5	–
”	Газ	–	–	–	152
”	”	–	140–350	–	
”	Нефть	700	–	25	–
”	”	380	–	12	–
”	”	190–256	–	41–60	5,8
”	Газ		132	10	0,5
”	Нефть	76	–	–	–
”	Газ	–	–	–	12,4
”	Нефть	–	–	–	–

Колумбия вследствие обнаружения углеводородов в породах мелового и третичного возраста на островах Королевы Шарлотты и Ванкувер.

В прибрежных районах Вашингтонско-Орегонского осадочного бассейна при бурении скважин неоднократно получены притоки нефти и газа, иногда в значительных количествах. Поэтому перспективы нефтегазоносности этого района оцениваются довольно высоко.

Наиболее хорошо изучены акватории, примыкающие к штату Калифорния. В этом районе от мыса Консепшен на северо-западе до р. Санта-Клара на юго-востоке (район Лос-Анджелеса) береговая линия слабо изрезана, образуя открытые заливы Сан-Педро, Санта-Моника и др. Дно океана имеет здесь такое же строение, как и смежная часть суши, а на всем пространстве шельфа развиты межгорные впадины. Выделяются два крупных осадочных бассейна, соответствующих впадинам Санта-Мария на севере и Вентура-Санта-Барбара на юге.

Бассейн Санта-Мария большей своей частью приурочен к Тихоокеанскому шельфу, расположен в межгорной впадине, обрамленной с севера складчатыми сооружениями гор Санта-Лусия, на востоке – Сан-Рафаэль, на юге – Санта-Инес, на западе открывается в Тихий океан. Бассейн сложен мезозойскими и кайнозойскими отложениями мощностью более 7 км, из которых 4,5 км приходится на долю неогеновых образований. Вся толща осадочного чехла залегает на метаморфических и изверженных породах складчатого основания. Осадочные породы, выполняющие бассейн, образуют многочисленные поднятия сложного строения и нарушены разломами.

Хотя на континентальной части бассейна Санта-Мария нефтяные и газовые месторождения известны давно, однако нефтепоисковые работы

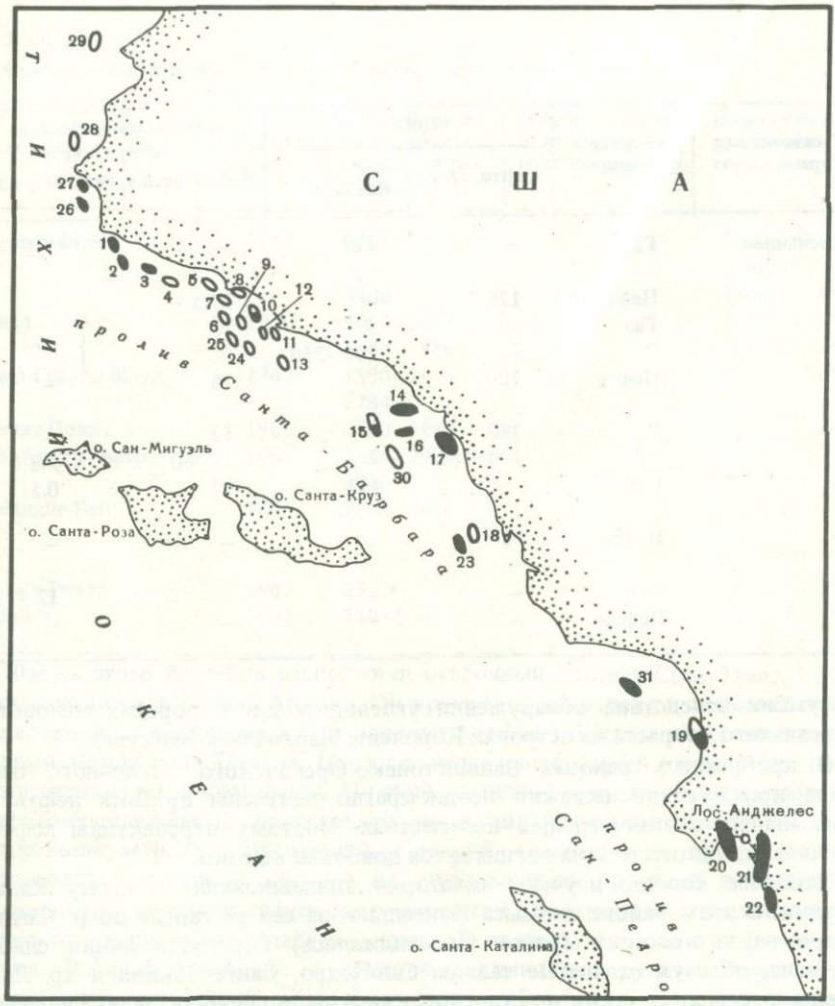


Рис. 31. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в калифорнийский бассейнах
Условные обозначения см. на рис. 5.

1 — Поинт-Консепшен; 2 — Хамбл; 3 — Консепшен; 4 — Куарта; 5 — Гавиота; 6 — Алегриа; 7 — Калиенте; 8 — Молино; 9 — Поинт-Хьюмена; 10 — Напль; 11 — Илвуд; 12 — Илвуд южный; 13 — Коал-Ойл-Поинт; 14 — Саммерленд; 15 — Дос-Куадрес; 16 — Карпентерия; 17 — Ринкон; 18 — Монтана; 19 — Эль-Секундо; 20 — Уилмингтон; 21 — Бельмонт; 22 — Хантингтон; 23 — Пескадо; 24 — Сакате; 25 — Хондо; 26 — Поинт-Аргуэлло; 27 — Аргуэлло-Уэсо; 28 — Union-441-I; 29 — Оху-409-I; 30 — Питас-Поинт; 31 — Бета

на шельфе были начаты только в 1979 г., и за этот период уже открыто пять новых нефтяных месторождений (рис. 31, табл. 16). Месторождения многопластовые, продуктивные горизонты сложены преимущественно неогеновыми отложениями — песчаниками, кремнистыми и диатомовыми сланцами, а также алевролитами. Многочисленные трещины рассекают эти породы и создают трещинный тип коллектора с высокой пористостью

Таблица 16

Месторождения нефти и газа в прикалифорнийской части Тихого океана

Месторождение	Год открытия	Возраст продуктивного горизонта	Начальные запасы, млн.т нефти, млрд.м^3 газа
		Нефтяные	
Алегриа	–	–	0,1
Карапентерия	1966	Плиоцен	13,7
Коал-Ойл-Поинт	1948	Нижний миоцен	0,3
Консепшен	1959	Олигоцен–нижний миоцен	7,5
Дос-Куадрес	1968	Нижний миоцен	23,8
Илвуд	1965	Олигоцен–плиоцен	10,5
Илвуд южный	1966	Миоцен	3,4
Хантингтон	1963	Верхний миоцен–плиоцен	70
Монталво западный	–	–	6,6
Ньюпорт западный	–	–	–
Ринкон	1958	Плиоцен	15,9
Саммерленд	1948	Нижний миоцен–нижний плиоцен	10
Торранс	–	–	–
Венис-Биэр	–	–	–
Уилмингтон	1965	Миоцен–плиоцен	359,7
Поинт-Хьюмена	1969	–	–
Хамбл	1969	Эоцен–нижний миоцен	–
Поинт-Консепшен	1968	–	–
Поинт-Аргуэлло	1981	Миоцен	40–68
Аргуэлло-Уэсо	1981	”	20
Бета	1979	”	–
		Нефтегазовые	
Бельмонт	–	Верхний миоцен	9,8
Куарта	1959	Олигоцен–нижний миоцен	0,2
Монтана	1947	Олигоцен–плиоцен	–
Саутелл	1966	Верхний миоцен	–
Эль-Секундо	1966	Верхний миоцен–плиоцен	–
Пескадо	1970	Эоцен–миоцен	137–400
Хондо	1970	Миоцен	
Сакате	1970	”	
Сан-Мигелито	1977	Третичный	–
Хьюмена	1977	”	–
		Газовые	
Гавиота	1960	Нижний миоцен	–
Напль	1960	То же	–
Молино	1962	Нижний миоцен–олигоцен	11,9
Калиенте	”	–	–
Рефухьо-Ков	”	Олигоцен–эоцен	–
Питас-Поинт	1981	Плиоцен–миоцен	–

и проницаемостью. Одним из самых крупных месторождений, открытых в США за последнее время, являются нефтяные месторождения Поинт-Аргуэлло и Аргуэлло-Уэсо [11, 13, 29, 30].

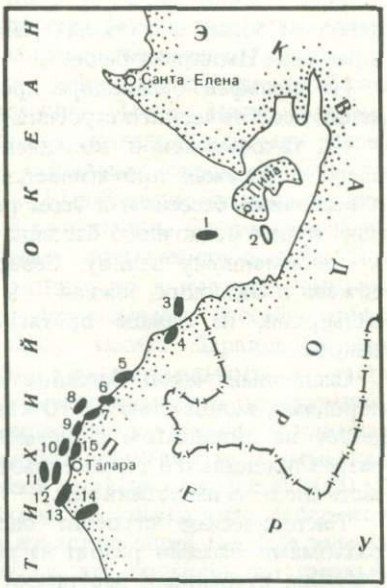
Месторождение Поинт-Аргуэлло расположено к западу от мыса Консепшен в 9 км от берега при глубине моря 90–360 м. Антиклинальное поднятие размерами 18 × 5,4 км простирается с юго-востока на северо-запад. Продуктивные миоценовые трещиновато-окремнелые глинистые сланцы и кремний свиты Монтерей (верхний–средний миоцен) представлены пятью и более горизонтами. Глубина залегания продуктивного горизонта 1950–2470 м при общей нефтенасыщенности более 300 м. Получен приток нефти дебитом 164–480 т/сут, нефть тяжелая высокосернистая. Запасы оценены в 40–68 млн.т. Запланировано поставить морские платформы, рассчитанные на бурение куста из 48 эксплуатационных скважин при глубине моря до 180 м [8, 9].

Кроме пяти месторождений, открытых в южной части осадочного бассейна Санта-Мария, выявлено 16 перспективных структур, которые вводятся в разведку в ближайшее время. Этот осадочный бассейн считается одним из наиболее перспективных. Перспективы связаны с открытиями новых месторождений в отложениях плиоцена, миоцена и более древних.

Осадочный бассейн Вентура–Санта-Барбара представлен двумя областями: Вентура, расположенная на суше, и Санта-Барбара, занимающая площадь одноименного пролива. Бассейн сложен мощной толщей мезозойско-кайнозойских пород, местами достигающих (прогиб Санта-Клара на суше) 16 км. Этот осадочный чехол покоится на юрском метаморфическом фундаменте. В осадочном разрезе преобладают отложения морского происхождения, присутствуют также толщи континентальных и вулканогенных пород.

Бассейн Санта-Барбара имеет грабенообразное строение. Осадочные породы образуют многочисленные поднятия, имеющие обычно сложное строение и изобилующие разрывными нарушениями.

Первая морская скважина была пробурена на месторождении Саммерленд еще в 1896 г. До 1932 г. бурение велось с берега, отклонение забоев наклонных скважин достигало 230 м, разбуривались месторождения, выявленные на суше и продолжавшиеся в море. В настоящее время ведутся поиски новых месторождений на расстоянии 4,8–24 км от берега при глубине воды 45–488 м [12, 28]. В бассейне Санта-Барбара выявлено 36 месторождений нефти и газа. Основная нефтегазоносность приурочена к широкому стратиграфическому диапазону от плиоценовых до эоценовых пород включительно. Месторождения обычно многопластовые, состоящие из 4–22 залежей. Мощность продуктивной части разреза 22–480 м. Пористость коллекторских пластов 15–40%, проницаемость от нескольких десятков миллидарси до 1000 мД. Продуктивные горизонты залегают на глубинах 915–4850 м. Основная часть углеводородов (95%) сосредоточена в плиоцене и миоцене. Месторождения нефти имеют небольшие извлекаемые запасы 1–16 млн.т. Однако имеются и крупные месторождения, как, например, Уилмингтон с извлекаемыми запасами 359 млн.т, а также группа нефтяных месторождений Хондо, Пескадо и Сакате, общие запасы которых оцениваются в 137–400 млн.т [24, 27]. Добыча нефти на прикалифорнийской части Тихого океана производится



Р и с. 32. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа Гуаякильского залива

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 – Тибурон; 2 – Амистад; 3 – Тумбес; 4 – Сорритос; 5 – Каршита; 6 – Лос-Органос; 7 – Эль-Альто; 8 – Кабо-Бланко; 9 – Рестин; 10 – Литораль; 11 – Провиденсиа; 12 – Гумбольдт; 13 – Негритос; 14 – Ла-Бреа-Париньяс; 15 – Лобитос

пока только в бассейне Санта-Барбара, в 1982 г. было добыто 9,4 млн. т нефти, 990 млн. м^3 газа и 16 тыс. т конденсата. Потенциальные ресурсы углеводородов на прикалифорнийском континентальном шельфе оценены в 1,34–1,5 млрд. т.

Открытие крупных нефтяных и газовых месторождений в проливе Санта-Барбара, в экваториальной части бассейна Санта-Мария позволяет предположить, что в данном районе в дальнейшем будет выявлен еще ряд месторождений. Особый интерес представляют акватория, расположенная сразу за мысом Консепшен, район залива Сан-Педро, где открыто месторождение Бета; перспективны также прибрежная зона вблизи Таннер-Кортес-Банк, где потенциальные запасы оценены в 38 млн.т нефти и 12 млрд.м^3 газа, в меньшей степени перспективен район Санта-Роза.

Прибрежные районы Центральной Америки исследованы очень слабо. Вначале 1981 г. скв. 1 Экстремено в Калифорнийском заливе в районе Сан-Фелипе (о-в Тиберон) при глубине вод 40 м было открыто первое газовое месторождение на западном побережье Мексики [23]. При испытании скважины из миоценовых песчаников получен приток газа в 161 тыс.м^3/сут и некоторое количество конденсата из интервала 4117–4127 м. Это открытие вызвало повышенный интерес к глубинным мио-

Таблица 17

Некоторые месторождения нефти и газа в Гуаякильском заливе

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Характер флюида	Извлекаемые запасы, млн.т нефти, млрд.м^3 газа
Амистад	1970	3055–3130	Миоцен	Газ	113
Гумбольдт	1960	914–2286	Эоцен	Нефть	5,9
Провиденсиа	1967	914–1829	”	”	2,6
Литораль	–	–	”	”	–
Сорритос	–	–	Миоцен	”	–
Ла-Бреа-Париньяс	1869	150–1500	Эоцен	”	140
Лобитос	–	–	”	”	–

ценовым зонам в смежных районах штата Калифорния (США), особенно в бассейне Империал-Валли.

На шельфах Сальвадора проводятся геофизические работы по выяснению геологического строения района.

На тихоокеанской континентальной окраине Южной Америки вдоль всего побережья протягивается складчатая зона Андийских Кордильер, и осадочные бассейны в этом регионе встречаются редко, да и то небольшие, кроме осадочного бассейна Гуаякиль, приуроченного почти полностью к одноименному заливу. Северная большая часть этого бассейна расположена в Эквадоре, южная – в Перу. На востоке бассейн ограничен Кордильерами, на западе протягивается до Перуанского глубоководного желоба.

Осадочный чехол бассейна представлен меловыми и кайнозойскими породами, мощностью от 10 км на юге до 13 км на севере. Эта толща залегает на складчатом фундаменте каменноугольного возраста. В целом разрез представлен терригенными породами, только нижняя, апт-альбская, часть сложена известняками.

Тектоническое строение бассейна очень сложное. Многочисленными разломами бассейн разбит на ряд блоков, горстов и грабенов. На севере бассейна разрывные нарушения имеют преимущественно меридиональное направление. На юге горстообразные поднятия имеют субширотное простирание в соответствии с простиранием наиболее протяженных сбросов.

Отмечается повышенная аккумуляция органического вещества в донных осадках Перуанского района. Это, вероятно, обусловлено высокой биологической продуктивностью вод холодного Перуанского течения, проникающего на север почти до экватора, и ограниченной доставкой обломочных частиц с прилегающей суши с аридным климатом [1].

Нефтегазопоисковые работы в Гуаякильском бассейне ведутся давно, однако первое морское месторождение было открыто в 1960 г. К настоящему моменту известны 15 преимущественно нефтяных месторождений (рис. 32, табл. 17). Месторождения чисто морские и континентально-морские. Залежи в основном тектонически и литологически экранированы, небольшие и литологически ограниченные. Продуктивные горизонты в бассейне находятся на глубинах от 150 м на месторождении Лобитос до 3130 м на месторождении Амистад. Месторождения по категории относятся к мелким, кроме газового месторождения Амистад, запасы которого оценены в 113 млрд.м^3. Вдоль всего побережья Перу до глубины моря 180 м ведутся интенсивные поисково-разведочные работы. В Перу в 1982 г. из морских месторождений было добыто нефти 1,4 млн.т., а в Эквадоре – 0,7 млн.т. Потенциальные ресурсы нефти на акваториях Перу и Эквадора оценены в 400–500 млн.т.

В 1967 г. на шельфах Чили в 600-километровой полосе от г. Конститусьон до островов Гуафо при средней ширине 43 км, при глубине океана 40–150 м были выполнены первые сейсмические профили, позволившие установить возможно нефтегазоносные осадочные бассейны. В 1969 г. был начат комплекс работ, включающий аэромагнитную съемку, сейсморазведку и бурение шести скважин. В этих скважинах вскрыты тонкозернистые песчаные горизонты третичного возраста, в двух из них отмечены нефтепроявления, в трех – газопроявления, а одна скважина вскрыла

газовую залежь (скв. F на широте около 39°) с притоком газа до 240 тыс.м^3/сут. Отмечается также возрастание мощностей этих потенциальных коллекторских горизонтов по направлению к западу, в сторону океана. В результате анализа полученных данных в качестве наиболее перспективных выделены следующие бассейны: Чанко, Итата, Арауко, Вальдивия и Чилоэ [7]. В большинстве из них скважины вскрыли разрез до кристаллического основания. Возраст осадочных пород от мела до современных, общей мощностью 400–1500 м. Выделены подводные долины и каньоны, а также молодые разрывные нарушения. Сейсморазведкой выявлены положительные структуры на всем протяжении шельфа. Поскольку все осадочные бассейны очень сходны, то в качестве примера опишем бассейн Вальдивия, или, как его еще называют, бассейн залива Дарвина-Навидад. Осадочный чехол бессейна залива Дарвина-Навидад залегает на метаморфическом основании каменноугольного возраста и сформировался в узком бассейне северо-северо-западного простирания, открытом к морю. Осадконакопление происходило в умеренном климате в три фазы: меловую, эоценовую и миоцен-плиоценовую. Суммарная мощность осадочных пород в его центральной части не превышает 1000 м. Строение района типично для других заливов тихоокеанского побережья Чили. В настоящее время в зоне шельфа известны лишь газовые залежи (скв. F билз г. Вальдивия). Предполагается, что большинство газовых залежей пространственно связано с рифовыми зонами и генетически обусловлено биохимическими процессами [10, 16]. В конкретных геологических условиях трудно предположить образование нефти термокаталитическим путем при погружении осадков, из-за небольшой мощности последних. Однако преобразование органики возможно в зонах с большими тепловыми потоками. При общем низком температурном градиенте в бассейне залива Дарвин-Навидад (как и на всем юго-восточном тихоокеанском побережье) на восточном его берегу отмечается повышенная геотермальная активность. Добыча нефти и газа на акваториях Чили производится только в Магеллановом проливе, о котором было сказано выше.

Литература

1. *Вебер В.В., Сазонов М.Л., Морозова С.Н.* Генерация углеводородов в современных осадках Перуанского района Тихого океана. – Геология нефти и газа, 1974, № 10, с. 56–62.
2. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий И.В.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 479 с.
3. *Левин Л.Э., Вирта А.Н., Зорина Ю.Г.* О некоторых вероятных взаимосвязях тектоники и нефтегазоносности в пределах дальневосточных морей Японского, Охотского, Берингова. – Бюл. МОИП. Отд. геол., 1978, т. 53, № 6, с. 5–25.
4. Alaskan reserves seen in a new light. – Offshore, 1981, vol. 41, N 8, p. 149.
5. ARCO group set to drill Alaskan cost well. – Oil and Gas J., 1983, vol. 81, N 22, p. 52.
6. Bering Sea oil – but not gas – seen economic. – Oil and Gas J., 1982, vol. 80, N 39, p. 130–131.
7. *Bueno es el potencial del Pacifico* Chileno. – Petrol. intern. (US), 1979, vol. 36, N 2, p. 37–38.
8. California planning ambitious comeback. – Offshore, 1982, vol. 42, N 7, p. 122, 124.
9. *California ripe for active year.* – Offshore, 1983, vol. 43, N 4, p. 68, 72–73.
10. *Cecioni G.* Darwin's Navidad embaymant Santiago region, Chile, as a model of the South-eastern Pacific shelf. – J. Petrol. Geol., 1980, vol. 2, N 3, p. 309–321.

11. Celeron acquires interest in Santa Maria tracts. – Oil and Gas J., 1983, vol. 81, N 2, p. 32–33.
12. Chevron tests Sacate find in Santa Barbara Channel. – Oil and Gas J., 1980, vol. 79, N 9, p. 29.
13. Chevron unveils oil discovery of California . – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 46, p. 56.
14. *Cooper A.K.* Hydrocarbon prospects for the frontier abyssal areas of the Bering Sea. – Oil and Gas J., 1978, vol. 76, N 43, p. 196, 198–201.
15. *Cooper A.K., Scholl D.W., Marlow M.S.* et al. Hydrocarbon potential of Aleutian basin, Bering Sea. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1979, vol. 63, N 11, pt 1, p. 2070–2087.
16. *Dignes T.W., Woltz D.* World energy developments, 1980, West Coost. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1981, vol. 65, N 10, p. 1781–1791.
17. *Fisher M.A.* Petrolium geology of Norton basin, Alaska. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1982, vol. 66, N 3, p. 286–301.
18. *Hanby P.T., Wade W.W.* Bering basins show good potential. – Offshore, 1981, vol. 41, N 4, p. 121, 124, 127.
19. *Holmes M.L., Cline J.D.* Geologic setting and source depth of the Norton basin gas seep. – J. Petrol. Technol., 1979, vol. 31, N 10, p. 1241–1248.
20. *Marlow M.S., Cooper A.K., Childs J.* Tectonic evaluation of gulf of Anadyr and Formation of Anadyr and Navarin basins. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1983, vol. 67, N 4, p. 646–665.
21. More exploration seen in area mulled for Bering strait line. Oil and Gas J., 1979, vol. 77, N 42, p. 102.
22. *Nelson H., Kovenvolden K.A., Clukey E.C.* Termogenic gases in near-surface sediments of Norton sound, Alaska. – In: Proc. 10th annu. offshore technol. conf., Houston (Tex.), 1977. Dallas (Tex.), 1978, vol. 4, p. 2623–2634.
23. Pemex offshore strike sparks California basing. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 23, p. 62.
24. *Rintoul B.* West coast picksup pace. – Offshore, 1980, vol. 40, N 4, p. 121, 122, 125, 126.
25. *Thor D.R., Nelson C.H.* A summary of interacting, surficial geologic processes and potential geologic hazards in the Norton basin, northern Bering Sea. – J. Petrol. Technol., 1980, vol. 32, N 3, p. 355–362.
26. USGS assesses oil and gas resources in Gulf of Alaska. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 37, p. 51.
27. USGS assesses potential of tracts of California. – Oil and Gas J., 1979, vol. 77, N 8, p. 72.
28. *Williams B.* Channel exploratory drilling due of California. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 27, p. 76–77.
29. *Williams B.* Hefty strikes spark more action in California's Santa Maria basin. – Oil and Gas J., 1982, vol. 80, N 40, p. 29–33.
30. *Williams B.* Union scores in Santa Maria basin. – Oil and Gas J., 1983, vol. 81, N 4, p. 27–28.

ЗАПАДНЫЕ КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ОКРАИНЫ

Западная часть тихоокеанской континентальной окраины омывается с севера на юг Японским, Желтым, Восточно-Китайским, Южно-Китайским, Яванским, Банда, Арафурским, Коралловым и Тасмановым морями.

Высокие потенциальные возможности нефтегазоносности азиатской части Тихого океана привлекают внимание мировых нефтяных компаний. Регион включает почти 150 осадочных бассейнов [13]. Хотя открытые здесь месторождения нельзя отнести к категории гигантских, сопоставимых по размерам запасов с месторождениями Ближнего и Среднего Востока и Северного моря, поскольку их запасы оцениваются в среднем в 14–40 млн.т, тем не менее эти запасы вполне достаточны для рентабельной разработки.

Японское море вытянуто с юго-запада на северо-восток на 1800 м при ширине до 1000 м, занимает Япономорскую гетерогенную осадочную впадину с корой океанического типа. На севере оно обрамляется мезозойским окраинным вулканогенным поясом, на юге – древними Северо-

Таблица 18

Некоторые месторождения нефти и газа на шельфе Японии

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Начальный дебит, т/сут нефти, тыс. $м^3$/сут газа	Начальные запасы, млн. т нефти, млрд. $м^3$ газа
Сарукава	1958	990–1500	Верхний–средний миоцен	2/?	3,0/0,3
Тсушизакиоки	1959	543–583, 1800	Нижний плиоцен–верхний миоцен	270/10,5	0,8/0,05
Фукура	1957	820	Нижний плиоцен	60/11,7	Нет свед.
Кубики (блоки Катамачи и Курои)	1954	335–350, 520 1500–1700, 2100–2123	То же Верхниий миоцен	179/79–140 –	5/2 –
Хасимота	1962	1050	Нижниий плиоцен	–	–
Накайо	1957	740–790	Плиоцен–верхний миоцен	/132,7	/0,4
Хигаши–Ниигата	1959	700, 1140, 1950	Миоцен–нижний плиоцен	Нет свед.	Нет свед.
Ниигата	1959	Нет свед.	Нижний плиоцен–верхний миоцен	”	”
Ага-Оки	1972	1680–1980	Верхний миоцен	/135	23/12
Йобан	1980	–	Миоцен	–	–
Агаоки-Кита (Агакита)	1981	–	”	740/89–100	–

и Южно-Корейской складчатыми областями, отделенными от впадины разломами. Соответственно возраст фундамента на севере мезозойский, а на юге палеозойский. Впадина выполнена толщей кайнозойских пород мощностью 6–8 км. Разрез впадины представлен терригенными и вулканогенными отложениями.

Нефтепоисковые работы в этом море начаты с 1891 г. За это время в акватории Японского моря и Тихого океана открыто 15 нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений (рис. 33, табл. 18). Эти месторождения удалены от берега на 1–18 км, при глубине воды 15–100 м. Нефть и газ встречаются в куполовидных антиклинальных складках с довольно крутыми крыльями, разбитыми дизъюнктивными нарушениями. Продуктивные горизонты (чаще многопластовые месторождения) представлены песчаниками, туфами и туфопесчаниками среднего миоцена – плейстоцена на глубине 335–1980 м. Коллекторами являются песчаники, эффузивные породы, туфы и туфопесчаники. Наиболее распространенный тип коллекторов – турбидитовые песчаники. Пористость 24–40%, про-

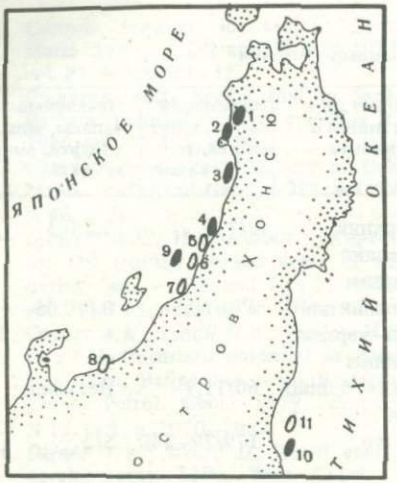


Рис. 33. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа на акваториях Японии

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 — Сарукава; 2 — Хасимота; 3 — Тсушизакиоки; 4 — Фукура; 5 — Накайо; 6 — Хигаши-Ниигата; 7 — Ниигата; 8 — Кубики (блоки Курои и Катамачи); 9 — Ага-Оки; 10 — Иваки; 11 — Йобан

ницаемость 10—100 мД. Нефтематеринскими толщами служат аргиллиты миоцена—плиоцена [16].

Япония продолжает осуществлять пятилетний план развития поисково-разведочных и эксплуатационных работ на своем шельфе. Согласно прогнозам здесь должно быть выявлено 76,5 млн. т. нефти, что должно привести к добыче в 1985 г. 6,8 млн. т. нефти. Намечается пробурить 75 скважин. Предполагается, что на бурение восьми скважин, расположенных на глубинах моря 200—500 м, правительством будет затрачено 129 млн. долл. Бурение остальных скважин на глубинах моря до 200 м обойдется частным компаниям примерно в 552 млн.долл. [24]. Даже при успешном осуществлении плана будет удовлетворяться не более 1,5% потребностей страны в нефти и газе по сравнению с 1% в настоящее время. Извлекаемые запасы углеводородов на шельфе Японии оцениваются около 1,1 млрд.т и могут обеспечить в будущем лишь 2% потребностей страны. Более благоприятными для выявления месторождений нефти и газа предполагается шельф о-ва Хонсю в районе устья р. Синано вблизи г. Ниигата, где глубина воды 76 м, и шельф о-ва Хоккайдо вблизи г. Сиретака, где глубина воды 81 м. Бурение скважин проводится в основном за счет государства. В 1982 г. на шельфах Японии было пробурено 10 поисково-разведочных скважин, добыто 0,1 млн.т нефти.

Что же касается тихоокеанского побережья Японии, то перспективы поисков нефти и газа очень ограничены. На побережье Тихого океана выделяются области молодой складчатости, которую Т. Мацуда и С. Уэда [20] предположили назвать орогенией тихоокеанского типа. В большинстве мезозойских и кайнозойских осадочных бассейнов, расположенных на границе с Тихим океаном, за исключением нескольких районов, отсутствуют нефтяные месторождения. На побережье о-ва Хонсю округ Сагара — единственный район на тихоокеанском побережье Японии, расположенный на южной оконечности тектонической линии Фосса-Магна, которая пересекает под прямым углом среднюю часть острова [8]. Осадочная толща в этом районе наиболее мощная, хотя миоценовые щелочные базальты встречаются и на обрамлении нефтеносного района Сагара, а формация Охигава (средний миоцен), являющаяся в данном случае нефтематеринской, состоит из твердых сланцев и туффитов. Осадочные бассейны, расположенные у берегов Северо-Восточного Хонсю, представляют собой мезозойские и кайнозойские эвгеосинклинальные прогибы. Начало формирования осадоч-

ных бассейнов относится к среднему мелу. Фундамент, возможно, представлен доаптскими породами, глубина залегания которых не более 4 км [10]. Однако в этих бассейнах не ожидается открытие нефтяных месторождений.

В перспективной части о-ва Хонсю открыто одно газовое месторождение Йобан и одно нефтяное – Иваки (см. рис. 33). На шельфе мелких островов примерно в этом же районе (о-в Мияке) в 24 км восточнее из скважины Косддихира-1 (забой 4645 м) получен приток газа дебитом 200 тыс. $м^3$/сут, а из скважины, расположенной западнее от первой, дебит газа составил 51 тыс. $м^3$/сут [16]. Нужно отметить, что скважины, пробуренные в северной и северо-восточной частях тихоокеанского побережья о-ва Хонсю, оказались непродуктивными.

Залив Бохайвань, Желтое, Восточно-Китайское и частично Южно-Китайское моря омывают берега Китая. Континентальный шельф Китая охватывает площадь 1 млн. $км^2$ до глубины моря 200 м, а мощность осадочного чехла в его пределах изменяется до 5 до 10 км [15]. Бурением и геолого-геофизическими работами выявлен ряд перспективных осадочных бассейнов, впадин и структур.

В пределах Желтого моря выделяются следующие описанные ниже бассейны. Осадочный бассейн Бохайвань включает одноименный и Ляодуньский заливы. Бассейн приурочен к рифтовой депрессии в досинийском фундаменте, сложен фанерозойскими, преимущественно терригенными породами с частыми перерывами в отложениях мезозоя, мощностью до 11 км. Заложение бассейна произошло, очевидно, в юрское время. Средняя–поздняя юра была этапом растяжения и образования разломов [33]. Две группы разломов – северо-восточного и северо-западного простираний разбили бассейн на блоки различных размеров. Северо-восточные разломы являются основными, они связаны с напряжением растяжения, имеют значительную протяженность. Северо-западные разломы связаны с напряжением сжатия, невелики, играют подчиненную роль. Поздний мел–палеоген характеризуется продолжением растяжений, образованием центральных поднятий и сползанием осадков по их склонам. В неогене наступила стадия общего погружения. Установленные региональные и локальные несогласия связаны с циклическими изменениями уровней палеоозер. Эти изменения носили трансгрессивный характер, для них были свойственны медленное повышение и резкое внезапное понижение, в результате чего наблюдается выпадение нижних частей стратиграфических комплексов на периферии бассейна. В осадочном бассейне Бохайвань выделены четыре седиментационные впадины – Ляодунская (Ляохэ), Среднебохайваньская, Лайчжоуваньская и Цикоусская [33].

Эти впадины довольно близки по строению, и поэтому рассмотрим одну Ляодунскую (Ляохэ). Материалы сейсмических исследований и глубокого бурения показали, что докайнозойский фундамент впадины разделен двумя разломами на три блока – восточный, западный и центральный. Эти блоки различаются по глубине залегания, стратиграфическому объему отложений, мощности вулканогенных пород в основании осадочного чехла, по их стратиграфическому составу и т.д. При этом ввиду близости по возрасту западного и восточного блоков, разлом, разделяющий восточный и центральный блоки, считается основным, а разлом, разделяющий западный и центральный блоки, – подчиненным. Эти разломы в значительной

мере контролировали образование и эволюцию осадочного чехла, а также нефтегазонакопление в пределах всей впадины Ляохэ, вызвав существенную неравномерность распределения скоплений углеводородов, приведшую к тому, что в западной и центральной частях впадины сконцентрировано 82% разведанных запасов и в 3 раза выше плотность перспективных запасов. Палеогеновые темноцветные отложения считаются нефтематеринскими, однако в восточном блоке она отсутствуют [32]. Из 13 выявленных сейсмикой поднятий разбурено 12 и из них 11 оказались нефтеносными. Залежи в основном литологические, а на склонах впадины преимущественно газонефтяные литологически экранированные.

Первые скважины в морских условиях были пробурены в заливе Бохайвань (и вообще в Китае) в 1967–1970 гг. на месторождениях Данган и Шенли к востоку от г. Теньцзин. Первоначально проводилось эстакадное бурение, затем были разработаны небольшие погружные буровые установки. В 1969 г. в экватории залива Бохайвань иностранными компаниями были проведены сейсмические работы, продолженные затем китайскими геологическими организациями [17]. К настоящему времени на Бохайваньском шельфе пробурено 85 скважин, из них 42 поисковых, открыто восемь месторождений нефти и газа (табл. 19). Продуктивными являются в основном палеогеновые песчаники, залегающие на глубинах 2900–3000 м. Чаще это многопластовые месторождения (Данган – до 13 горизонтов). В 1975 г. начата пробная эксплуатация месторождения Хайсу. Дебиты скважин на месторождениях Тэнбей и Ситиуто достигают 1000 т/сут. Текущая добыча нефти в заливе Бохайвань составляет, по различным оценкам, 410–1370 т/сут и увеличивается до 5480 т/сут с введением в разработку высокопродуктивного месторождения Чжэнбэй [12].

В 1982 г. на шельфах Китая добыто около 18 млн. т нефти и 3 млрд.м^3 газа.

Оценки общих запасов нефти в заливе Бохайвань колеблется в широких пределах – от 760 млн. т по данным американских экспертов до 12–15 млрд. т (из них около половины извлекаемые) по оценкам японских компаний [30].

Общая площадь Желтого моря 417 тыс. км^2. Это шельфовое море, т.е. затопленная часть континента, где находятся соединяющиеся с п-овом Корея структуры (например, поднятие Шаньдун-Цзянсу) и где кристаллический фундамент находится на глубине 5–9 км. *Остальные моря относятся к типу эпиконтинентальных* [34].

Осадочный бассейн Желтого моря ограничен на юге выступом Наньша, на севере Выступом Цяньлиянь, на западе примыкает к бассейну Субэй (северный Цзяньсу), на востоке его граница проходит по 124° в.д. [3]. От осадочного бассейна Восточно-Китайского моря отделяется выступом Чжэминь. Фундамент представлен континентальными обломочными породами. По данным сейсморазведки, наблюдаются многочисленные угловые несогласия. В акватории четвертичные и неогеновые породы залегают субгоризонтально, что же касается палеогеновых отложений, то здесь наблюдаются многочисленные складки и угловые несогласия. Общая мощность кайнозойских пород свыше 6 км. Четвертичные отложения представлены осадками континентальными и мелководного моря, неогеновые – главным образом аллювиальными, палеогеновые – озерно-аллювиальными.

Таблица 19

Некоторые морские месторождения нефти и газа Китая

Месторождение	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Тип коллектора	Характер флюида	Начальный дебит, тыс. т. нефти, тыс. $м^3$ газа
		Бассейн Бохайвань			
Хайсу	2900	Палеоген	Песчаник	Нефть/газ	250/8,9
Тэнбей	2000–3000	”	”	Нефть	–
Ситиуто	–	”	”	”	”
Такайнг	–	Третичный	”	”	–
Шиэкуйто	3081–3119	Палеозой	Известняк	”	400/70
Чжэнбэй	3300	Палеоген	Песчаник	Нефть/газ	1000/600
Шенли	2000–3500	Третичный	–	Нефть	100 –
Данган	2000–3965	”	–	”	90–100
		Бассейн Ингэхай			
Ячэн	3600	”	”	Нефть/газ	/580
		Бассейн залива Бейбу			
Безымянное	–	”	”	Нефть	80–120
Вуши	2945	”	”	”	320
Вейзу	3089	”	”	”	–
		Остров Тайвань			
СВК	–	”	”	”	100–120
СВА-1	–	”	”	”	–
Миаоли	3960	”	”	Конденсат	30/700
CBS-1	2700	”	”	Нефть/газ	–
		Восточно-Китайский бассейн			
Лонгжингд-1	–	Третичный	Песчаник	Нефть	137
Лонгжингд-2	4200	”	”	Нефть/газ	300
Донг-Тай	4228	”	”	Газ	–

Палеоцен характеризуется буро-красными, темно-серыми аргиллитами с прослоями глинистых песчаников и известняков, эоцен – красноцветными аргиллитами, алевритистыми песчаниками, мелкозернистыми песчаниками, темно-серыми сланцами, имеются прослои ангидритов и конгломератов. Содержание $C_{орг}$ в этих отложениях 0,32–1,67%. Эти отложения являются основным материнским комплексом. Для олигоцена характерна большая латеральная изменчивость осадконакопления, это в основном мелководно-озерные и аллювиальные терригенные отложения с прослоями углей. Миоценовые отложения представлены пестроцветными аргиллитами, светлыми песчаниками и конгломератами, плиоцен-четвертичные – лёссом и терригенными породами различных формаций. На осадконакопление большое влияние оказывали тектонические процессы. Для домиоценового периода характерно интенсивное складкообразование. Тектонически бассейн Желтого моря относится к блоковому типу, где большую роль

играли разломы. Бассейн имеет асимметричное строение: более глубокая часть – западная, на востоке многие отложения выклиниваются. Выявлено несколько десятков антиклинальных зон. При разбурировании структур встречены нефтегазопроявления. Хотя объем буровых работ в этом бассейне невелик, тем не менее выявлено пять нефтяных месторождений в пределах залива Лайчжоувань [4]. Продуктивны палеогеновые отложения.

Перспективная часть акватории Желтого моря у п-ова Корея занимает площадь в 30 тыс. км^2. Здесь начаты поисково-разведочные работы, но пока существенных результатов не получено.

Восточно-Китайский осадочный бассейн, занимающий, по существу, впадину одноименного моря, считается одним из наиболее перспективных в акваториях Китая. На западе он граничит с выступом Чжэминь, на юге – с о-вом Тайвань, на востоке – со складчатой зоной Дяоюйдао, расположенной на краю современного шельфа, на севере – с выступом Бейган. Восточные и западные части бассейна существенно различаются по характеру магнитных аномалий. По сейсмическим данным, фундамент представлен мезозойскими вулканогенными породами, гранитами и метаморфическими породами. Общая мощность осадочных пород 8–10 км. В осадочном чехле выделяются две основные толщи: четвертично-плиоценовая и миоценовая, которые разделены между собой угловыми несогласиями. Верхняя толща характеризуется сравнительно пологим залеганием. Четвертичные отложения относятся к морским и континентально-морским, плиоценовые – к дельтовым, прибрежно-озерным, сложены сероцветными песчаниками и аргиллитами. Общая мощность верхней части 1–2,7 км. Миоценовая толща имеет широкое распространение, представлена терригенными породами с прослоями углей и известковистых сланцев. По данным бурения, миоцен в северной части бассейна представлен континентальными фациями, в южной части распространены морские отложения. В это время реки приносили большое количество органического вещества, поэтому породы этого возраста считаются основной материнской толщей. В раннем миоцене происходило погружение осадков – породы этого возраста распространены очень широко. В конце миоцена имела место главная фаза складкообразования, сформировавшая многочисленные антиклинальные зоны. Общая мощность миоценовых образований 3–6 км. В палеогене в результате сил растяжения образовалась система блоков.

В этом бассейне на северо-западном шельфе о-ва Тайвань в районе месторождения СВК (см. табл. 19) из четырех разведочных скважин было получено 540 т/сут. нефти и 510 тыс.м^3/сут. газа [27]. В Восточно-Китайском море примерно на широте г. Шанхай открыто нефтяное месторождение Лонгжингд-1 и Лонгжингд-2 с дебитом до 300 т/сут. При бурении были отмечены естественные выбросы газа. Несколько южнее открыто газовое месторождение Донг-Тай (см. табл. 20).

Продолжая описание нефтегазоносности акватории Китая, нужно также отметить осадочные бассейны: Ингэхай, расположенный на шельфе юго-западного побережья о-ва Хайнань в Южно-Китайском море, Бейбу, который находится в северной части Тонкинского залива.

В осадочных бассейнах Ингэхай и Бейбу открыто четыре нефтяных месторождения (см. табл. 19). Залежи осложнены нарушениями, стратигра-

фически экранированы. В районе о-ва Хайнань скважина находится на расстоянии 50–60 км от берега при глубине моря 80 м. К 1982 г. здесь пробурено семь скважин. Отмечены газопроявления и в ряде скважин зафиксированы пласты нефтеносных песков.

В осадочном бассейне Бейбу пробурено восемь скважин, из которых шесть дали приток нефти дебитом 80–120 т/сут.

Из 17 поисково-разведочных скважин, пробуренных в 1982 г. в Тонкинском заливе, в бассейне Ингэхай, близ дельты р. Чжуцзян, у побережья Гаундун северо-восточнее о-ва Хайнань девять дали притоки нефти (в районе р. Чжуцзян дебит 200 т/сут) [30].

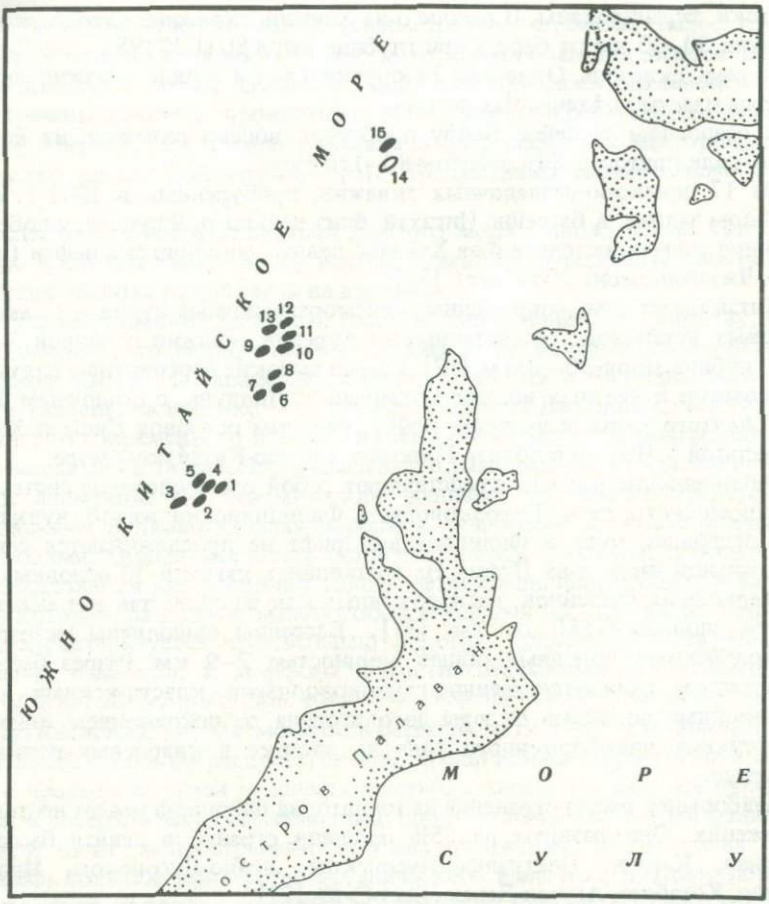
Китай имеет семь современных сейсморазведочных судов и 17 морских буровых установок, рассчитанных на бурение скважин глубиной 3–8 км при глубине моря 30–300 м [17]. Самые высокие перспективы связываются, помимо известных впадин Бохайвань и Ляодунь, с осадочным бассейном Желтого моря, с заливом Бейбу, районом островов Сиша и Хайнань и с дельтой р. Чжуцзян вблизи Гонконга в Южно-Китайском море.

Филиппинские острова представляют собой очень сложную систему дуг тихоокеанского типа. Глубоководный Филиппинский желоб, вулканическая островная дуга и Филиппинский рифт не прослеживаются севернее центральной части о-ва Лусон. На Филиппинах имеется 13 основных седиментационных бассейнов, расположенных как на суше, так и в акватории, общей площадью 560 тыс.км^2 [31]. Бассейны выполнены мезозойско-кайнозойскими породами общей мощностью 7–9 км. Разрез бассейнов представлен преимущественно глубоководными кластическими и вулканическими породами от юры до олигоцена, за исключением эоценовых известняков платформенного типа на востоке и кварцевых песчаников на западе.

Наибольшее распространение на территории Филиппин имеют неогеновые отложения. Они развиты на 55% площади страны, в девяти бассейнах: Палаван, Кагаян, Центрально-Лусонском, Южно-Лусонском, Ипололо, Висаян, Котабато, Агусан-Даваю, Вест-Сулу [22].

Неогеновый разрез представлен мелководными известняками и рифами, быстро сменяющимися по площади мощными толщами более глубоководных кластических осадков. Осадконакопление в неогене происходило в условиях сильно расчлененного рельефа, поэтому образовались изолированные бассейны с богатой органической жизнью, восстановительными придонными условиями и быстрым накоплением осадков достаточной мощности для созревания углеводородов, а при наличии коллекторов – все необходимые предпосылки для генерации и аккумуляции нефти и газа [14].

Осадочный бассейн Вест-Сулу площадью 67 тыс.км^2 является самым крупным. Он ограничен на западе и юге дугой Кордильер, протягивающейся от о-ва Палаван через Сабах и вдоль архипелага Сулу до о-ва Минданао. По существу, он занимает площадь одноименного моря. Бассейн разделяется на западную платформенную часть и на восточную, представленную впадиной [11]. Последняя подразделяется на три суббассейна, выполненные породами от третичных до современных, общей мощностью 5–7 км. Эти породы претерпели влияние нескольких фаз орогенеза и блоковых подвижек. Изучение береговых разрезов, где выявлены поверхности несогла-



Р и с. 34. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа на акваториях Филиппин

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 — Нидо; 2 — Саус-Нидо; 3 — Вест-Нидо; 4 — Нидо-Комплекс-IX-1; 5 — Саус-Нидо-1; 6 — Кадлао-1; 7 — Кадлао-2; 8 — Кадлао-3; 9 — Пандан-1; 10 — Лифо-1; 11 — Тара-1; 12 — Мантинлок-2; 13 — Мантинлок-1; 14 — Саус-Галок-1А; 15 — Галок-1

сий, позволило предположить, что верхнетретичная толща восточной впадины представляет собой паралическую фацию переслаивания дельтовых песков с более глубоководными глинистыми сланцами и аргиллитами с нефтематеринскими свойствами. Сейсмические работы в отдельных зонах были затруднены из-за наличия глинистых диапиров и плиоплейстоценовых интрузий. Тем не менее выявлено несколько крупных антиклинальных структур, серия стратиграфических и комбинированных ловушек. В ряде скважин получены притоки нефти и газа непромышленного значения.

Поисково-разведочные работы на шельфе Филиппин были начаты в начале 70-х годов, и первая добыча осуществилась в 1979 г. К настоящему моменту известно 15 месторождений нефти и газа (рис. 34, табл. 20). Месторождения относятся к категории мелких, запасы которых исчисляются в 5—18 млн. т нефти. До последнего времени все залежи относились к рифо-

Таблица 20

Некоторые морские месторождения нефти и газа на Филиппинах

Месторождение	Глубина залегания продуктивного горизонта,м	Возраст продуктивного горизонта	Тип коллектора	Характер флюида	Дебит нефти т/сут
Нидо	1819	Миоцен	Известняк	Нефть	540
Саус-Нидо-1	1820	"	"	"	1233
Пандан-1	2250	"	"	"	810
Либро	1155–1410	"	"	"	216
Матинлок-1,2	–	"	"	"	–
Тара	–	"	"	"	466
Галок-1	–	Нижний миоцен	Песчаник	"	250
Саус-Галок	–	То же	"	Нефть/газ	20/6,5 тыс.м^3
Кадлао-2,3	–	Миоцен	Известняк	Нефть	276

генным известнякам миоценового возраста (см. табл. 20). Однако в последнее время открыто месторождение нефти Галок-1 и нефтегазовое месторождение Саус-Галок, залежи которых приурочены к нижнемиоценовым песчаникам. Там же на северо-западе о-ва Палаван скважина Линакапан-1 обнаружила газ в палеогеновых песчаниках, подстилающих нижнемиоценовые известняки. На юго-западе этого же острова скв. Або-Або-AIX также обнаружила нефть в палеогеновых песчаниках. Газоконденсатная залежь была открыта скв. Сампагита-3 в палеоценовых песчаниках в акваториальном районе Калаян на западе о-ва Палаван [9].

Самое первое морское нефтяное месторождение Нидо было открыто в 1976 г. в 41 км от северо-западного побережья о-ва Палаван, где глубина воды 115 м. Залежь приурочена к миоценовым рифогенным известнякам на глубине 1819 м. Пористость коллектора 10–15%, проницаемость 2–10 Д [22]. Число эксплуатационных скважин пять, уровень добычи примерно 5,4 тыс. т/сут. Извлекаемые запасы нефти оценены в 17,8 млн.т. Нужно отметить, что восемь поисково-разведочных скважин пробурено в море Сулу в глубоководных районах, с глубинами дна моря, превышающими 187 м, и одна скважина при глубине моря 427 м. Из них две скважины оказались продуктивными. Добыча нефти в 1982 г. составила 8,2 тыс. т/сут., или 0,56 т/год, что на 85% больше, чем в 1981 г. Газ пока на Филиппинах не добывается, но в связи с открытиями газовых месторождений на шельфе (Саус-Галок-1А) и на о-ве Миндоро (Миндоро-1) в будущем планируется его добыча.

Перспективы нефтегазоносности связаны с цепочкой миоценовых рифов, где имеется возможность обнаружения благоприятных материнских пород, прошедших главную зону нефтегазообразования и обладающих хорошими коллекторскими свойствами. Такие рифы здесь широко развиты и считаются основным объектом поисков. Однако в результате последних открытий установлена нефтегазоносность в песчаных коллекторах

палеогена и нижнего миоцена в тех районах, где она раньше была известна преимущественно в карбонатных отложениях. В связи с этим происходит переоценка перспектив нефтегазоносности во многих районах страны, и, по предварительным подсчетам, запасы нефти на шельфах Филиппин оценены в 50–100 млн. т.

На акваториях Вьетнама в пределах Нижнемеконгской впадины открыто два месторождения – Бачхой и Дуа (рис. 35, см. вкл.). Газонефтяное месторождение Дуа открыто итальянскими компаниями в 1980 г., нефтяное месторождение Бачхой – в 1975 г. и расположено в 180 км юго-восточнее г. Хошимин. На глубине 2708–2829 и 2926–2941 м из неогеновых отложений получен приток нефти дебитом 350 т/сут.

Южно-Китайское море омывает берега стран Юго-Восточной Азии. На долю Юго-Восточной Азии, одного из наиболее быстро экономически развивающихся регионов, приходится лишь 2% мировых запасов нефти и газа, 3,4% добычи нефти и 1,6% добычи газа в 1982 г. Континентальные окраины Китая, Вьетнама, Кампучии, Таиланда, Малайзии, Индонезии, Брунея и Филиппин ограничивают осадочный бассейн Южно-Китайского моря. В его строении участвует мощная толща осадков, от метаморфизованных пород пермо-карбона до терригенно-карбонатных образований верхнетретичного возраста. Общая мощность кайнозойских отложений в пределах бассейна колеблется от 3,7 км на севере и северо-западе до 10 км на юге и юго-востоке. Тектонический бассейн построен очень сложно, в его пределах можно выделить впадины: Тонкинскую, Нижнемеконгскую, Сиамскую, Саравак-Палаванскую, а также погруженные внутригеосинклинальные массивы и геосинклинальные котловины.

Тонкинская и Нижнемеконгская впадины уже были рассмотрены при описании акватории Китая и Вьетнама соответственно.

Сиамская впадина пространственно расположена примерно на месте одноименного залива, и только небольшая территория заходит на восточное побережье п-ова Малакка. Впадина вытянута в юго-восточном направлении. В ней выделяются три прогиба, мощность осадочного чехла в каждом из которых 6–8 км. Отложения представлены преимущественно кайнозойскими породами. Прогибы делятся на северный, северо- и юго-восточный. Наиболее изучен юго-восточный прогиб, в котором выделяются верхнемезозойские терригенные породы, прорванные интрузиями, на них с несогласием залегают породы палеогеновой системы общей мощностью около 1 км, представленные грубозернистыми образованиями с конгломератами в подошве [1]. Выше следуют отложения неогена общей мощностью 2,8–3,7 км, представленные в основном угленосной терригенной толщей. Кайнозойские отложения образуют структуры меридионального простирания, развитые на западном и восточном бортах впадины. При этом складки часто осложнены системой разломов, иногда со следами диапиризма.

В пределы Сиамской впадины входят акватории Вьетнама, Кампучии, Таиланда и запада Малайзии.

Последние активные поисково-разведочные работы на нефть и газ на акваториях Кампучии проводились в 1974 г., когда была выполнена детальная сейсмосъемка на 1920 пог.км и пробурена одна стратиграфическая скважина. К концу 1982 г. акватория Кампучии была отдана в аренду ряду зарубежных компаний для проведения поисков на нефть и газ.

Нефтегазопоисковые работы на акватории Таиланда проводятся с 1969 г. В 1971 г. началось бурение, и к настоящему времени открыто более 45 месторождений нефти, газа и газоконденсата (табл. 21, см. также рис. 35). Месторождения многопластовые, продуктивны олигоцен-миоценовые песчаники. Извлекаемые запасы оцениваются в 100 млн. т и более, газа 400 млрд.м^3. В 1982 г. добыча нефти составила 0,3 млн.т.

Саравак-Палаванская впадина покрыта в основном водами Южно-Китайского моря, и только узкая полоса проходит на северо-западе о-ва Калимантан и южной части о-ва Палаван. На севере впадина ограничена внутригеосинклинальным массивом Наньшань-Цюньдао, который находится под водами Южно-Китайского моря.

Впадина сложена мощной (15–18 км) толщей кайнозойских пород, представленных в основном терригенными образованиями. Верхняя часть разреза представлена континентальными отложениями, нижняя – морскими, а в палеогене известны рифовые известняки. Разломом Тинджар, имеющим северо-западное простирание, впадина разделяется на два блока – на северо-восточный приподнятый и западный опущенный. Кайнозойские отложения слагают систему антиклинальных складок, вытянутых в северо-восточном направлении. Крылья складок пологие (5–15°), часто разбиты нарушениями.

В пределах впадины находятся восточная и западная окраины Малайзии и Брунея.

Малайзия занимает часть Сиамской впадины и часть Саравак-Палаванской. Первое нефтяное месторождение Мири было открыто в 1910 г. К настоящему времени на акваториях Малайзии известно 40 нефтяных и газовых месторождений (см. рис. 35). Регионально нефтеносны отложения третичного возраста. Месторождения многопластовые, глубина залегания продуктивных горизонтов 90 – 3720 м. Месторождения, преимущественно нефтяные, по категории запасов извлекаемой нефти относятся к крупным. Добыча нефти в 1982 г. составила 13,2 млн. т. Извлекаемые запасы нефти оценены в 500 млн. т, газа в 850–900 млрд. м^3.

Впервые нефть на шельфах Брунея добыта в 1964 г. Перспективная площадь шельфов до глубины 300 м составляет 480 тыс. км^2. Здесь выявлено более 20 месторождений (см. рис. 35, табл. 21). Неогеновые отложения регионально нефтеносны на глубинах 150 – 3580 м. Месторождения многопластовые, по извлекаемым запасам относятся к категории крупных и гигантов (Саус-Вест-Ампа – 297 млн. т, Серия – 250 млн. т). Добыча нефти в 1982 г. составила 8 млн. т.

Общий объем извлекаемых запасов нефти и газа в Южно-Китайском море оценен соответственно в 1–1,5 млрд. т и 1,3–1,6 трлн. м^3.

Индонезия является самой крупной нефтегазодобывающей страной. В пределах акваторий омывающих ее морей выделяются следующие осадочные бассейны с запада на восток: крайняя южная часть Иравадийско-Андаманского (впадина Аче), Центрально-Суматринский, Южно-Суматринский, Северо-Яванский, Калимантан-Сулавесский, Вогелкопский и Серамский.

Центрально-Суматринский бассейн расположен на о-ве Суматра и в его акватории, часть бассейна названа впадиной Аче. Бо́льшую часть этой впадины занимает Малаккский пролив. Впадина сложена толщей кайнозой-

Таблица 21

Месторождения нефти и газа в Южно-Китайском море

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Начальный дебит, т/сут нефти, тыс. $м^3$/сут газа	Начальные запасы, млн. т нефти, млрд. $м^3$/газа
1	2	3	4	5	6
Серия	1928	150–278, 660–700, 1000, 2335, 3483	Плиоцен–миоцен	–	250
Джерудонг	1955	1060–1210	Верхний миоцен	–	–
Мири	1911	90–154, 915–1880	Миоцен	–	–
Саут-Вест-Ампа	1963	2154, 2360–2480, 2910	Плиоцен–верхний миоцен	–	– 297
Фарлей	1969	1200, 3276–	Миоцен	877,5/	21,4
Вест-Лутонг	1965	3580, 2266, 3041–3199	Плиоцен–верхний миоцен	645/	20,7
Барам	1967	2539–2900, 3167–3293	То же	–	13,6
Бакау	1971	3355	Неоген	–	13,8
Барониа	1970	3355–3667	”	–	10,2
Чампион	1970	1312–1433	”	–	14,0
Вест-Эрб	1972	–	”	243/	–
Тембанго	1971	1660, 2200, 2330–2700	”	274/	–
Самаранг	1972	–	”	243/	–
Тукау	1972	–	”	371,2	–
Бангау	1974	–	”	337/	–
Саут-Фуриус	1974	–	Неоген (?)	200/–	–
Паус	1970	860	Неоген	–	–
Лемиданг	1970	1188–1354	”	–	–
Кераман	1970	–	”	–	–
Биртанг	1972	1040–1738	Миоцен	540/500	–
Джарнет	1970	–	Кайнозой	–	–
Тебурук	1972	2257–2700	Миоцен	270/	–
Пулай	1974	–	”	325/	–
Белут	1975	1220	Кайнозой (?)	764,4/	–
15B-IX	1973	2745–3355	Неоген	–	–
Уданг-Ист	1974	1041–1739	”	614,5/742	–
Тебурук-2	1974	2254–2470	Миоцен	590/679	–
Уданг-1	1974	915–2440	”	392,9/271,6	–
Блок 12-2	1974	1416–2243	Неоген	194/982	–
Андинг	1974	–	Кайнозой	215,7/168	–
Сатонг	1972	2168–2796	”	822/311,5	–
Тапис	1972	2254–2469	Миоцен	590/679	41,1/
AL-1x	1971	1719–1728, 1739, 3600	”	260/	–

Таблица 21 (окончание)

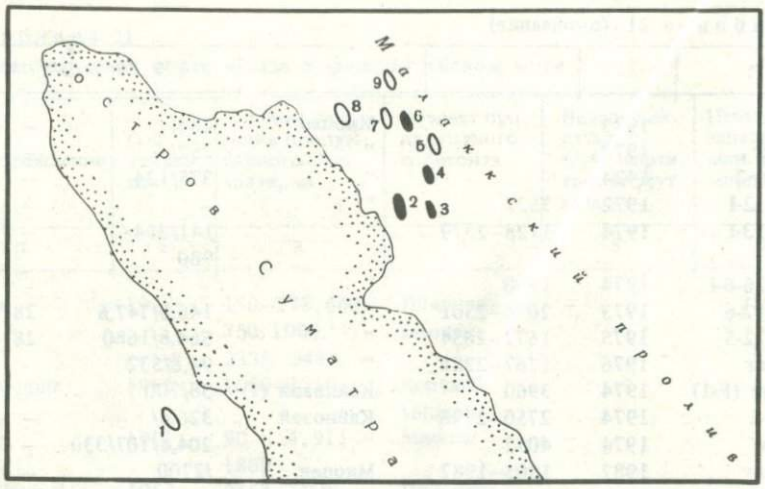
1	2	3	4	5	6
Бенок	1973	–	Миоцен	280/	–
Пилонг	1973	–	”	252/	–
Дуйонг-2	1974	–	”	375/134	–
Блок 12-I	1972	3527	”	–	–
Блок 13-I	1974	1128–2379	”	141/364–980	–
Блок 16-В-I	1974	1500	”	–	–
Блок 12-6	1975	2074–2501	”	146,6/747,6	28
Блок 12-5	1975	1677–2654	”	564,8/1680	28
Платонг	1976	1767–2281	”	94,8/532	–
Миаоли (F-1)	1974	3960	Кайнозой (?)	38/700	–
Бачхо-1	1974	2750–2798	Кайнозой	326,4/	–
Диа-1х	1974	4052	”	204,4/107/330	–
Тембанг	1982	1905–1982	Миоцен	/2700	–
MSU-3, 4, 5	1981	970–1100	”	240	–
Лукония	1980	–	Неоген	–	–
Какап	1978	–	”	1640/	/275

ских пород мощностью 7–8 км. Разрез представлен карбонатно-терригенными породами в нижней части, рифовыми известняками в средней, терригенными, угленосными и туфогенными породами в верхней.

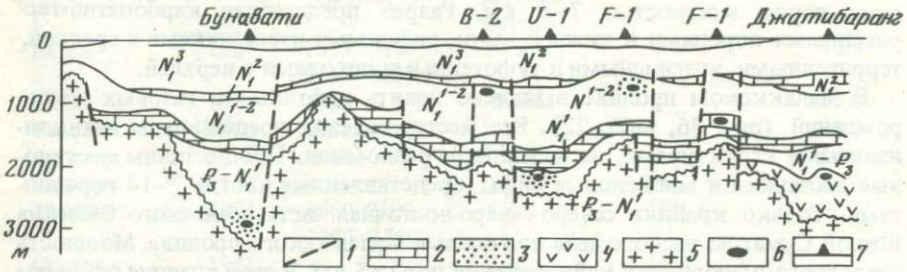
В Малаккском проливе выявлено девять нефтяных и газовых месторождений (рис. 36, табл. 22). Все месторождения представлены антиклинальными структурами, нарушенными разломами. Продуктивны неогеновые песчаники и миоценовые рифы, представленные иногда 7–14 горизонтами. Только крайняя северо-северо-восточная часть осадочного бассейна Южной Суматры расположена под водами Малаккского пролива. Мощность осадочного выполнения кайнозойских пород 5 км. В этой впадине открыты два месторождения нефти (см. рис. 36) в неогеновых отложениях.

Яванский осадочный бассейн занимает северную часть о-ва Ява, о-в Мадура и прилегающую часть Яванского моря. На юге он ограничен Южно-Яванским антиклинорием позднекайнозойского образования. На севере в акватории граница бассейна проходит южнее о-ва Каримунджава, через острова Белитунг и Банка. Северо-восточная граница проходит вдоль поднятия Мератус и скрыта под водами Яванского моря. Бассейн выполнен толщей кайнозойских пород, залегающих на складчатом фундаменте верхнего палеозоя – нижнего мезозоя. Мощность осадочного чехла изменяется от 5210 м на востоке до 12600 м на западе бассейна. Разрез представлен терригенными, карбонатно-терригенными породами с рифогенными известняками и угленосными пластами внизу. Выше миоценовые образования сложены карбонатно-терригенными породами, а плиоценовые – терригенными породами, угленосными и туфогенными отложениями.

Кайнозойские породы смяты в линейные антиклинальные складки широтного направления. В районе месторождения Бунавати, примерно в средней части бассейна, отмечен узкий грабен (рис. 37) глубиной до 3000 м [26], он выполнен карбонатно-терригенными отложениями олигоцена и нижнего миоцена.



Р и с. 36. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в Малаккском проливе
Условные обозначения см. на рис. 5.
1 – Медлабох; 2 – Иди; 3–4 – KI; 5 – NSB-A-3,4,5; 6 – RI и RIS/T; 7 – Q–QI; 8 – J-3–4,5; 9 – A-6



Р и с. 37. Схематический продольный разрез Яванского осадочного бассейна [26]
1 – разломы; 2 – рифогенные известняки серий Бату-Раджа (N_1^3) и Пейриджи (N_1^2); *3* – песчаники серии Таланг-Акар ($P_3-N_1^1$) и Эйр-Бейпекат (N_1^{1-2}); *4* – дацитовые лавы серии Джатибаранг (P_3); *5* – складчато-метаморфический комплекс фундамента; *6* – залежи нефти; 7 – скважины

Только в акваториальной части бассейна известно до 60 месторождений нефти и газа (см. рис. 35, табл. 23) [2]. Все месторождения расположены в основном в западной его части и представлены антиклинальными структурами. Продуктивны песчаники и туфопесчаники (свита Таланг-Акар) олигоцена, а также песчаники и известняки (в свитах Бату-Раджа, Бондженгманик и Керек) неогена. Почти все месторождения многопластовые, иногда количество продуктивных горизонтов превышает 10 (Зельда, Синта и др.). Залежи залегают на глубинах от 311 м (PSI=PI) до 4800 м (Джатибаранг). Месторождения по категории извлекаемых запасов нефти относятся к средним.

Одним из высокодебитных месторождений этого бассейна является Крисна, расположенное в юго-западной части акватории Суматры. Наиболее высокий уровень добычи нефти составляет 9,5 тыс. т/сут. Установлено,

Таблица 22

Месторождения нефти и газа в морях Яванском, Сулавеси и Банда

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Начальный дебит т/сут нефти, тыс. $м^3$/ /сут газа	Начальные запасы, млн. т нефти, млрд. $м^3$ газа
1	2	3	4	5	6
Синта	1970	1007–1076, 1114–1126 1136–1143, 1146–1159, 1160–1167	Нижний миоцен–олигоцен	1404/	24,3
Китти	1971	828–997	Нижний миоцен	742/	20,3
Гита	1971	1337–1365, 1665–1700, 1728	Нижний миоцен–олигоцен	560–675/	–
Нора	1972	892–907, 943–1014	Средний–нижний миоцен	303–894/	–
Ист-Китти	1972	965–1093	Нижний миоцен	135/	–
PSI-X-1	1972	1159–1479	То же	270/	–
"P"	1971	–	"	810/	–
PSI-77-2	1973	1033	Миоцен	764,6/	–
PSI-X-2	1972	1035–1200	Нижний миоцен	222,7	–
Юонне	1971	2200	Олигоцен–нижний миоцен	–	–
Фарида	1973	–	Кайнозой ?	82	–
Джатибаранг (PSI-FF-1)	1972	915–1159, 2900–3400, 3800–4800	Нижний–средний миоцен–олигоцен	272–312,8	– –
PSI-U-2	1973	945,5, 2287,5	Нижний–средний миоцен–олигоцен–нижний миоцен	385,4–384,9	–
Крисна	1975	1259–1271	Нижний миоцен	365,3	–
PSI-P-1	1975	311–1160	Нижний–средний миоцен	270–581	–
MM-1	1975	–	То же	391–689	–
FZ-1	1975	–	Кайнозой ?	194,2	–
Арджуна (E, B, K)	1969	671–739, 743–753, 930–1088, 1330–1400	Средний–нижний миоцен	351/187	24,5

Таблица 22 (продолжение)

1	2	3	4	5	6
Бунавати	1970	2900, 3450–3455	Нижний миоцен–олигоцен	57/28	–
Зельда	1971	1665–1720, 2000–2083, 2663–2760	То же	794/308	–
Джанти	1970	2865–3206	Нижний миоцен–олигоцен	28/?	–
"F"	1969	721–729, 824–830, 866	Нижний миоцен	321/266	–
PSI-U-1	1971	988–1033, 2518	Нижний миоцен–олигоцен	354,2/840	–
PSI-U-2	1972	2000	То же	168–256/216	–
JS-20-1	1971	1357–1433, 1700, 3782	Нижний миоцен–олигоцен	168/176	–
Рама-1	1974	925–1210	Нижний миоцен	357–538/–	–
PSI-AA-1	1974	976–1311,5	Нижний миоцен-олигоцен	326–448,8/229–325	–
JS-20-4	1974	1810	То же	381–520	–
PSI-AV-1	1974	1769–2226	"	754,8/–	–
Поленг	1974	Нет свед.	Нижний–средний миоцен	272/–	–
N-1x	1976	"	Кайнозой	/728–840	–
Бекапан	1971	1530, 3461	Нижний плиоцен–верхний миоцен	1549	–
Ментагал-1	1973	1936–1984	Миоцен	371	–
Керинdинган	1976	Нет свед.	"	735,2	–
Якин-2	1976	485–671	"	127,2	–
Сепинган	1972	1380–1892, 2700–3300, 3500–3766	"	1134/269	–
Аттака	1970	213–610, 914–1000, 2370–2380, 2670, 3410–3640	Плиоцен–средний миоцен	1525/776	49,3
Сантан	1970	2100–2280, 2330–2530	Верхний миоцен	229/1019	–
Керинdиган	1972	1310–1455, 1550–1655, 1723–1835, 3048	Миоцен	51/84	–

Таблица 22 (окончание)

1	2	3	4	5	6
Мелахин	1971	880–995, 1356–1482	Плиоцен–миоцен	958/?	–
Тенчак	1974	1220–2165, 2287–3355	Миоцен	1063/851	–
Хандил-2	1974	1891–2288	Средний миоцен	1420/–	–
Серанг	1973	1800–1850	Миоцен	202/229,6	–
Була-Лемун	1970	85–180	Третичный	270	2,7
Махакам	1971	3021	Миоцен	63,2/296	–
Тамбора	1973 (?)	2702	”	?/580	–
Пеньюлатан	1972	3020	Средний миоцен	?/296	–
Танджунг-Байор	1974	2702–2950	Верхний миоцен	148,5/504	–
Диан-1	1975	1832–1836, 2662–2670	Миоцен (?)	18/280 302,4/–	– –
Бадак	1976	–	”	–	–
Кармила	1983	1465–1500	”	614–583	–
Сундари	1982	1320–1863	”	133	–
Памузиан	1906	50–1130	Плиоцен	–	–

что продуктивный горизонт прослеживается на 4,8 км к западу от этого месторождения. Выявлена также новая нефтеносная толща, в связи с чем этаж нефтеносности разреза увеличен до 457 м. Помимо двух продуктивных горизонтов массивных известняков мощностью 39 м, залегающих в верхней части серии Бату-Раджа (миоцен), впервые доказана продуктивность пачки доломитов мощностью 11 м, из которых получен приток нефти дебитом 959 т/сут. Хотя месторождение эксплуатируется более 10 лет, ни в одной из 15 пробуренных скважин не установлен водонефтяной контакт [18].

Осадочный Калимантан-Сулавесский бассейн расположен на восточной окраине о-ва Калимантан, протягивается через Макасарский пролив и море Сулавеси на западное побережье о-ва Сулавеси, и на юге граница проходит до Северо-Яванского бассейна. В пределах бассейна выделяются три впадины с севера на юг: Таракан-Бунью, Макасарская и Лаутская.

Впадина Таракан-Бунью расположена на северо-востоке рассматриваемого бассейна. От соседней впадины Баликпапан отделена поперечным поднятием, который проходит вдоль п-ова Манкалихат. Впадина выполнена толщей кайнозойских пород мощностью 4–5 км. Вся толща пород в основном терригенная, хотя и встречаются карбонатные породы в верхней части разреза миоценовых образований. В этой впадине в акватории известно шесть месторождений нефти и газа (см. рис. 35, табл. 22). Месторождения представляют собой пологие брахиантиклинали, залежи сводовые, многопластовые. Коллекторы представлены песчаниками на глубинах 50–3500 м.

Макасарская впадина вытянута в длину на 425 км при ширине 225 км. Впадина выполнена толщей кайнозойских пород мощностью до 9 км. От

южной Лаутской впадины отделяется пологим поднятием. Кайнозойские отложения смяты в антиклинальные складки, имеющие крутые западные крылья, нарушенные разломами. В этой впадине (в пределах акватории) известно 17 месторождений нефти и газа (см. рис. 35, табл. 22). Залежи преимущественно пластовые сводовые, иногда тектонически экранированные. Коллекторы представлены плиоцен-миоценовыми песчаниками, залегающими на глубинах от 485 м на месторождении Якин до 3640 м на месторождении Аттака. Месторождения в основном многопластовые.

Лаутская впадина расположена на месте одноименного залива и открывается в Яванское море. Кайнозойские образования представлены преимущественно терригенными породами мощностью до 3 км. Во впадине известны два газовых месторождения на восточном ее борту (на о-ве Сулавеси). Запасы нефти Лаутской впадины оцениваются в 250 млн. т, из них примерно половина – в акваториальной части.

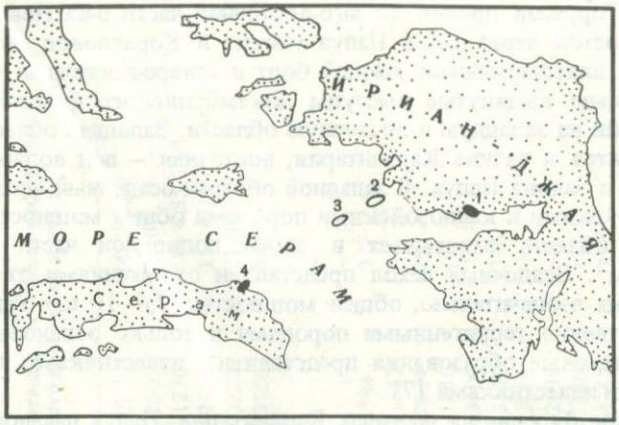
Вогелкопский осадочный бассейн занимает территорию одноименного полуострова, протягивается через юго-западную часть о-ва Новая Гвинея, п-ов Бомбарай, акваторию моря Серам к северной окраине о-ва Мисоол. Здесь на мезозойском складчатом фундаменте залегает толща кайнозойских пород мощностью 6,4 км. Весь разрез можно разделить на верхнюю – угленосно-терригенную и нижнюю – терригенно-карбонатную толщи. В акваториальной части бассейна известно три месторождения (рис. 38). Залежи связаны с рифогенными образованиями. Месторождения по категории запасов относятся к мелким.

Серамский осадочный бассейн расположен в основном в пределах акватории моря Серам и захватывает крайнюю северо-восточную часть о-ва Серам. Бассейн выполнен и мезозойско-кайнозойскими отложениями мощностью более 6,5 км. Плейстоцен-плиоценовые отложения представлены в основном терригенными породами, миоцен-палеогеновые – карбонатными, мезозойские отложения представлены терригенными и карбонатными отложениями.

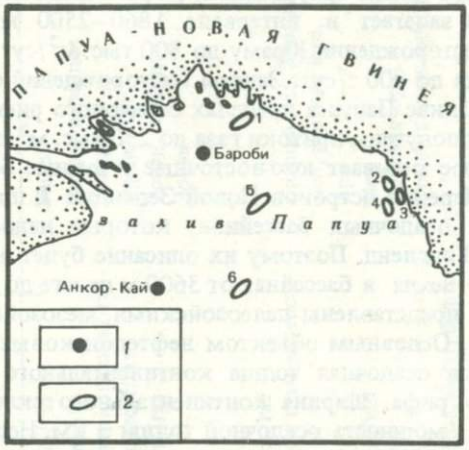
В бассейне известно одно месторождение Була, находящееся на северо-восточной окраине о-ва Серам и продолжающееся в море Серам (см. рис. 38, табл. 22). Месторождение выражено антиклинальной складкой, залежь пластовая, сводовая. По категории запасов относится к мелким.

Нефтепоисковые работы на акваториях Индонезии велись давно и не систематично, но началом считается 1969 г., когда было открыто нефтяное месторождение Арджуна. К настоящему моменту насчитывается около 100 месторождений нефти, газа и газоконденсата (см. рис. 35, табл. 22, 23). В 1982 г. нефти было добыто 26,1 млн. т. только из морских месторождений. Извлекаемые запасы нефти этих месторождений оценены примерно в 1 млрд. т, а газа в 700–800 млрд. $м^3$.

Арафурское море омывает северное побережье Австралии и южные и юго-западные берега Новой Гвинеи. В этом районе выделяются Арафурский бассейн и бассейн Карпентария–Папуа. Бассейн выполнен отложениями кайнозойского, мезозойского и палеозойского возраста, общей мощностью более чем 4,5 км в его приподнятых частях и более 6 км во впадинах. Палеозойский разрез не изучен. Мезозойские отложения представлены речными, дельтовыми и прибрежными осадками у побережья и шельфовыми дальше от берега. Третичные отложения сложены в основ-



Р и с. 38. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в море Серам
Условные обозначения см. на рис. 5.
1 – Касим; 2 – ТВС-1Х; 3 – ТВА-2Х; 4 – Була



Р и с. 39. Месторождения в заливе Папуа
1 – скважины; *2* – газоконденсатные месторождения: 1 – Юраму, 2 – Капури, 3 – Иокеа, 4 – Мейва, 5 – Паска, 6 – Ямара

ном шельфовыми карбонатными породами. Арафурский бассейн разделяется на две зоны: западную подвижную и восточную устойчивую.

Это море изучено сравнительно слабо. Поисково-разведочные работы на нефть и газ на его шельфах начались в 1967 г., пробурено 30 скважин на 22 структурах. Для уточнения положения выявленных структур в юрских песчаниках и миоцен-плиоценовых известняках проведено дополнительное сейсмическое профилирование и планируется пробурить поисковую скважину. Многочисленные нефте- и газопроявления на шельфах Австралии отмечены в третичных и мезозойских породах и даже получены притоки газа в 266 и 196 тыс. $м^3$/сут.

Бассейн Карпентария–Папуа начинается в заливе Карпентария, прохо-

дит через Торресов пролив до юго-восточной части о-ва Новая Гвинея и далее на восток через залив Папуа уходит в Коралловое море. Бассейн делится на платформенный южный борт и северо-восточный складчатый. Меридионально вытянутые выступы докембрийского фундамента разделяют бассейн на западную и восточную области. Западная область в основном находится в заливе Карпентария, восточная – под водами Кораллового моря и залива Папуа. В западной области осадочный чехол представлен мезозойскими и кайнозойскими породами общей мощностью 3–4 км. Восточная область охватывает в своей подводной части площадь в 52 тыс. км^2. Осадочный чехол представлен отложениями от юрских до современных включительно, общей мощностью 7,6–10 км. Разрез сложен преимущественно терригенными породами и только эоценовые и нижнесреднемиоценовые образования представлены известняками, доломитами и рифовыми известняками [7].

Поисковое бурение на шельфах Карпентария–Папуа началось в 1969 г. Наибольшая активность поисково-разведочных работ отмечена с 1973 г. К настоящему времени открыты три газоконденсатных месторождения – Юраму и Паска в 1968 г. и Ямара в 1971 г. (рис. 39). Во всех месторождениях продуктивная толща приурочена к рифогенным известнякам в неогене (миоцен) и залегает в интервале 1860–2500 м. Дебиты газа от 650 м^3/сут на месторождении Юраму до 800 тыс. м^3/сут на месторождении Паска, конденсата до 800 т/сут. Запасы месторождений отнесены к категории средних. В заливе Папуа в пределах барьерного рифа пробурены скважины, в которых получены притоки газа до 250 тыс. м^3/сут.

Тасманово море омывает юго-восточные и южные берега Австралии и все западное побережье островов Новой Зеландии. В пределах этого моря выделяется ряд осадочных бассейнов, которые недостаточно изучены, кроме бассейна Гипсленд. Поэтому их описание будет обобщенным. Мощность осадочного чехла в бассейнах от 3600 м на юге до 5660 м в северных районах. Осадки представлены палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими породами. Основным объектом нефтепоисковых работ в северных участках является осадочная толща континентального склона за пределами барьерного рифа. Ширина континентального склона около 40 км, углы наклона 1°, мощность осадочной толщи 3 км. Несмотря на большие глубины моря (до 1000 м), район доступен для бурения. Антиклинальные складки, выявленные сейсмикой, могут быть перспективными. Размеры складок до 20 км по длинной оси. В этом районе возможно обнаружение ловушек стратиграфически и тектонически экранированного типа. Нефтематеринскими породами, вероятно, являются мезозойские отложения.

На самом юге Тасманова моря выделяется осадочный бассейн Гипсленд, который почти полностью находится в акватории. Площадь подводной части бассейна до 200 тыс. км^2. На севере бассейн ограничен южными отрогами Австралийских Альп, на юго-западе – подводным Бассовым поднятием. Западная граница бассейна условно проводится у п-ова Морнингтон, а в 200–250 км восточнее бассейн открывается в Тасманово море [6]. Глубина залегания фундамента от 3,6 км в пределах Бассова пролива до 9 км в средней части бассейна. Осадочный чехол сложен мезозойскими и кайнозойскими породами. Наиболее древними отложениями, вскрытыми бурением, являются породы нижнего мела. Меловые отложе-

Таблица 23

Сведения о морских месторождениях нефти и газа на шельфах Австралии

Месторождение	Год открытия	Характер флюида	Возраст продуктивного горизонта	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Запасы нефти, млн. т, газа, млрд. м^3
Кингфиш	1967	Нефть/газ	Эоцен	2500–2570	145,2/5,8
Халибут	1967	Нефть/газ	Эоцен–палеоцен	2600–2602	87/0,5
Барракута	1965–1968	Нефть, конденсат/газ	Эоцен	1037–1270	68; 6,85/50,4
Тюна	1968	Конденсат/газ	Третичный	1400–2100	11,34/140
Марлин	1966	Нефть/газ	Эоцен, палеоцен	2222–2272	71/98
Снаппэр	1967	Газ	Эоцен	3098–3108	84,9
Перч	1968	”	”	1250	–
Долфин	1968	”	”	1300	–
Пеликан	1968	Нефть/газ	”	3128	–
Барроу	1966	Нефть, газ/конденсат	Нижний мел, нижний мел, верхняя юра, юра	667–784 1665–1667 1854–2234	37 – 20
Паско	1967	Нефть/газ	Мел	1530–1840	–
Лежандр	1968	Нефть	Средняя юра	3067–3400	”
Норт-Ранкин	1971	Газ	Средний–верхний триас	2050–3550	396
Ранкин	1971	Газ, конденсат, нефть	”	2863–2955	–
Энджел	1971	Газ, конденсат	Нижняя юра	2635–2690	–
Гудвин	1971	”	Средний–верхний триас	2455–2860	147
Петрел	1970	Газ	Пермь	3720–4352	25,6
Терн	1970	”	”	2505–2534	–
Скотт–Риф	1971	”	Триас, юра	–	–

Таблица 23 (окончание)

Месторождение	Год открытия	Характер флюида	Возраст продуктивного горизонта	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Запасы нефти, млн. т, газа, млрд. м³
Макрелл	1969	Нефть/газ	Эоцен	2529–2592	32,6/0,6
Флаундер	1968	Нефть, газ	–	–	20
Бриам	1969	”	Эоцен	1964–2939	–
Кобия	1970	”	Третичные	–	22
Докрелл	1971	”	”	–	–
Муни	1961	Нефть	Юра	1963–1793	2,6
Санфиш	1974	”	Третичные	–	–
Пуффин	1974	Нефть	Мел–юра	2013	–
Голден-Бич	1974	Газ	Эоцен	–	5,7
Тайдполь	1975	Нефть/газ	Мезозой	–	87/400
Йеллоутейл	1982	Нефть	Палеоцен	–	
Сихорс	1978	Газ	Третичный	–	
Фортескью	1978	Нефть	”	2383–2436	25
Донгара	1966	Газ	Триас	1575–1659	–/14
Суэй–Лоро	1970	Нефть/газ	”	1185–1250	–
Трубадур	–	Газ	Мел–юра	–	–
Иглхоук	1972	Нефть	Верхний триас	2750–2788	–
Раф–Рейндж	1953	”	Нижний мел	1098–1109	–



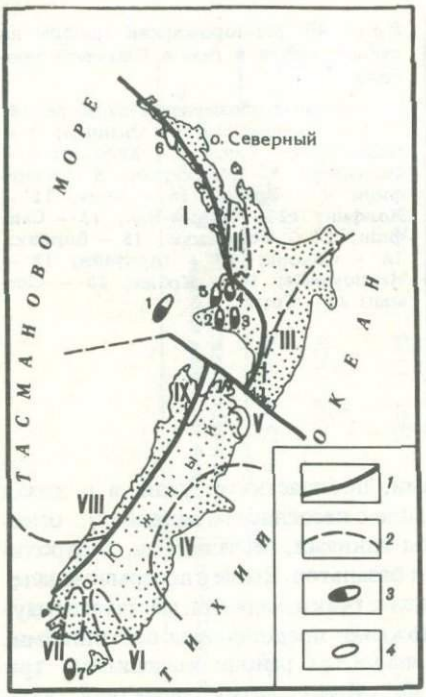
Рис. 40. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в Бассовом проливе

Условные обозначения см. на рис. 5.

1 – Барракута; 2 – Снаппер; 3 – Марлин; 4 – Тюна; 5 – Халибут; 6 – Флаундер; 7 – Маккерель; 8 – Кингфиш; 9 – Бриам; 10 – Перч; 11 – Долфин; 12 – Голден-Бич; 13 – Санфиш; 14 – Фортескью; 15 – Виррох; 16 – Сихорс; 17 – Тарвуайн; 18 – Йеллоутейл; 19 – Кобия; 20 – Сэлман; 21 – Соул

ния представлены песчаниками, глинами, пропластками угля, а в низах доломитами, общей мощностью 4 км. Выше с несогласием залегают отложения палеогена, которые представлены глинами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, пропластками углей и базальтов. Выше с перерывом залегают отложения неогена – органогенные известняки, мергели, местами с глауконитами, песчаники. Четвертичные отложения представлены песчаниками, гравелитами, галечниками. В рассматриваемом районе выделяются три области, существенно различающиеся по структурному характеру: юго-восточная, центральная и северо-западная. Первая испытывала поднятие в раннем мелу, тогда как вторая и третья – соответственно в начале и в конце третичного периода. Для юго-восточной области характерна блоковая тектоника с большими амплитудами вертикальных смещений, часто до нескольких сот метров, для северо-западной, напротив, малоамплитудные и небольшие вертикальные поднятия с мелкими разрывными нарушениями.

Поисково-разведочные работы в подводной части бассейна начаты в 1951–1956 гг. Начиная с 1964 г. бассейн Гипсленд играет доминирующую роль в поисково-разведочных и эксплуатационных работах Австралии. Занимая относительно небольшую площадь, бассейн обеспечивает 44% общих энергетических потребностей страны, включая 65% потребления нефти. К настоящему моменту в бассейне открыто 21 месторождение нефти, газа и газоконденсата (рис. 40, табл. 23). Месторождения выражены антиклинальными складками. Выявленные нефтегазоносные структуры имеют широтное простирание и связаны с крупными разломами в мел-эоценовых отложениях. Залежи сложены песчаными, алевролитовыми и глинистыми породами с прослоями углей. Продуктивные отложения залегают на глубинах от 1037 м на месторождении Барракута до 3108 м на месторождении Снаппер. Пласты высокопродуктивны, пористость коллектора 20–25%, проницаемость достигает нескольких дарси. Залежи характеризуются активным водонапорным режимом. Запасы нефти колеблются от 11,3 млн. т на месторождении Тюна до 145,2 млн. т на месторождении Кингфиш, газа 5,8 млрд. $м^3$ на месторождении Тюна. В бассейне Гипсленд добывается нефти 16,4–18,8 млн. т/год, что состав-



Р и с. 41. Схематическая карта осадочных бассейнов и месторождений нефти и газа Новой Зеландии

1 – разломы; *2* – границы осадочных бассейнов; *3*, *4* – месторождения; *3* – нефтегазовые; *4* – газовые. Осадочные бассейны: I – Таранаки, II – Вайкато, III – Ист-Кост; IV – Банкс; V – без названия; VI – Фово, VII – Теваэваэ, VIII – Греймут, IX – Мурчисон. Месторождения: 1 – Мауи, 2 – Котуку, 3 – Капуни, 4 – Мотуроа, 5 – Мек-Кл; 6 – Уаймамаку, 7 – Кавау

ляет 93% всей добычи нефти в стране. Запасы бассейна Гипсленд оцениваются в 400–420 млн. т.

Прибрежная зона Новой Зеландии характерна обширными шельфами (3,5 млн. км^3 до глубины 200 м), террасами средних глубин, поднятиями и плато. Острова Новой Зеландии расположены в мезозойской (о-в Южный) и кайнозойской (о-в Северный) складчатых областях, разделенных крупным разломом – сбросо-сдвигом пролива Кука [5].

На территории площадью 650 тыс. км^2 о-ва Южный выделено шесть осадочных бассейнов, расположенных на палеозойском фундаменте: Греймут, Банкс, Теваэваэ, Фово, Мурчисон и без названия (рис. 41). Эти бассейны разделены между собой складчатыми зонами, активизировавшимися в альпийское время. Мощность осадочного чехла бассейнов достигает 6 км, разрез представлен в основном мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Сейсморазведкой оконтурено примерно 80 крупных поднятий, из них 30–40 площадью до 250 км^2, амплитудой до 120 м каждый. Большинство структур разрывными нарушениями разбито на блоки [25].

На о-ве Северный выделяется три осадочных бассейна: Таранаки, Вайкато, Ист-Кост. Самым крупным является осадочный бассейн Таранаки, расположенный в западной части острова и почти полностью находящийся под водами Тасманова моря. Он сложен отложениями верхнего мела – плейстоцена. Мощность осадочного чехла достигает 5,5 км [23]. Верхнемеловые отложения представлены угленосными образованиями, имеющими прерывистое распространение. Палеоген-неогеновые образования представлены кварцевыми песчаниками, аргиллитами, алевролитами, глинами и карбонатными породами. Северо-западный борт бассейна крутой, осложнен нарушениями, юго-восточный – пологий. Сейсморазведкой выявлены значительные по размерам структуры.

Нефтепроявления известны в Новой Зеландии еще с прошлого века, однако на акватории Тасманова моря крупное газоконденсатное месторождение Мауи было открыто только в 1970 г. Почти все выявленные месторождения в Новой Зеландии находятся в осадочном бассейне Таранаки

(см. рис. 41). Месторождения мелкие, кроме Мауи. Продуктивны в основном палеогеновые отложения, залегающие на глубинах 600–3900 м.

Газоконденсатное месторождение Мауи, занимающее площадь более 142 км^2, расположено в море у западного побережья о-ва Северный. По данным сейсмических и аэромагнитных исследований, проводившихся на этой обширной структуре в 53 км от побережья в 1969 г., была заложена скв. 1, которая при испытании выявила на глубине 1700 м продуктивный газоносный горизонт мощностью 122 м в песчаниках верхнеэоцен-палеоценового возраста. Вместе с газом (1,27 млн. м^3) в скважине были получены конденсат (206 т/сут) из верхнего горизонта и небольшое количество нефти. Из нижнего горизонта мощностью 61 м на глубине 3000 м получены газ дебитом 1,19 млн. м^3/сут и конденсат 342 т/сут. До 1970 г. на месторождении были пробурены еще две скважины, в которых получены фонтаны газа и конденсата. Залежь связана с двухкупольной структурой, при этом скв. 1 оказалась вблизи свода западного купола, скв. 2 – на южном крыле восточного купола, а скв. 3 – вблизи его свода [21]. По результатам бурения скважин запасы месторождения оценены в 240 млрд. м^3 газа и 103 млн. т конденсата. В 1979 г. была установлена платформа и пробурено 12 наклонных эксплуатационных скважин. К середине 80-х годов добыча газа и конденсата на месторождении Мауи будет обеспечивать 25–30% энергетических потребностей Новой Зеландии. Запасы газа Новой Зеландии оценены в 300 млрд. м^3, конденсата в 150–180 млн. т. Добыча конденсата из морской части в 1982 г. составила 0,33 млн. т.

В Океании, в территориальных водах архипелага Бисмарка, островов Соломоновых, Тонга, Фиджи, Новая Каледония и других пока еще не выявлены месторождения, но ведутся активные поисково-разведочные работы.

Открытие в 1968 г. поверхностных нефтепроявлений на о-ве Тонгатапу оказало большое влияние на оценку перспектив поисков минеральных ресурсов на акваториях Южно-Тихоокеанского региона в целом. В 1969 г. на Тонго было проведено нефтяное законодательство, а в 1970 г. создан консорциум по поискам и разведке нефти. После проведения геологических и геофизических съемок в 1972 г. были пробурены две стратиграфические скважины глубиной более 1600 м, не вскрывшие отложения древнее миоцена. Широкие отмели, рифы и коралловые острова центральной части "платформы Тонга" расположены вдоль подводного хребта и отделены крупной сбросовой зоной от глубоководного желоба Тонга, ось которого параллельна хребту и находится в 150 км к востоку. На западе узкий глубоководный желоб Тофуа отделяет эти острова восточной группы от вулканических островов западной группы, также расположенных вдоль подводного хребта в 50 км западнее. Глубина воды не более чем половины площади акватории не превышает 220 м. Геофизическими работами установлены погребенные субмеридиональные вулканические хребты и несколько древних поднятий фундамента. Осадочные отложения слабо деформированы. Нормальные сбросы, субпараллельные простиранию островов, разделяют район на ряд слабонаклонных блоков, разбитых более мелкими сбросами. Разрез сложен фораминиферовыми известняками эоцена, мощными вулканогенно-осадочными миоценовыми и рифогенными плиоцен-четвертичными отложениями. Предполагается также существование обломочно-карбонатных отложений олигоцена. Миоценовые породы могут

рассматриваться как нефтематеринские [28]. На акватории Тонга возможно открытие промышленных скоплений нефти.

Предварительная оценка потенциальной нефтегазоносности Соломоновых островов была проведена на основании имеющихся наземных геологических данных и морских сейсмических профилей МОВ. Сильная тектоническая нарушенность, преобладание вулканических и глубоководных отложений, малый размер ловушек обусловливают низкую перспективность многих районов. Наиболее благоприятные геологические условия для генерации, миграции и аккумуляции углеводородов существуют в северо-западной части о-ва Санта-Исабель и пролива Миннинг [19]. Этот район площадью около 3 тыс.км^2 сложен олигоцен-нижнемиоценовыми подушечными базальтами, согласно перекрытыми осадочными отложениями верхнего миоцена – нижнего плиоцена. Осадочный разрез мощностью не менее 3 км включает глинистые сланцы, аргиллиты, туфы и известняки, с эпизодическими прослоями калькаренитов и конгломератов, что указывает на последовательное изменение фаций от глубоководных морских до прибрежных. Туфогенные отложения содержат органический материал. В структурном отношении район характеризуется различной степенью складчатости и надвиговыми нарушениями, сформировавшимися, по всей вероятности, в позднем плиоцене одновременно с поднятием, и выходит из-под воды в виде геоантиклинали Соломоновых островов.

На шельфе островов Фиджи площадью 8 тыс. км^2 продолжалось поисковое бурение. Первые три поисковые скважины пробурены в 1982 г. на о-ве Вити-Леву для вскрытия перспективного горизонта, выявленного по сейсмическим данным. Он относится к рифогенным отложениям нижнего миоцена, залегающим в интервале глубин 1350–1950 м. Эти перспективные отложения сопоставляются с недрами залива Папуа. Мощностью осадочного чехла плиоцен-миоценового возраста на шельфе островов Фиджи составляет 7,5 км. В фациальном отношении обложения изменяются от глубоководных, богатых органикой, до рифогенных и лагунно-карбонатных [29].

Кратко рассмотрев три основных осадочных бассейна Океании и имея отрывочные данные и по другим бассейнам, можно сделать заключение, что большая мощность осадочного чехла в недрах этих акваторий, обнаруженные естественные выходы нефти и газа, твердых битумов, нефтегазопроявления в гидрогеологических скважинах стимулируют развитие поисково-разведочных работ на шельфах в этом регионе, перспективы которого связаны с отложениями кайнозоя.

Литература

1. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.Н.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 479 с.
2. *Геодекян А.А., Забанбарк А.* Запасы и добыча нефти и газа в Мировом океане. – В кн.: Генетические предпосылки нефтегазоносности Мирового океана. М.: ИОАН СССР, 1978, с. 120–162.
3. *Дин Пэминь.* Шлю юй тяньжаньцм дичжи. – Oil and Gas Geol., 1983, vol. 3, N 2, p. 184–190.
4. *Линь Дяньчжун.* Шлю юй тяньжаньцм дичжи. – *Oil and Gas Geol.*, 1983, vol. 3, N 1, p. 16–24.
5. *Севостьянов К.М.* О нефтегазоносности Новой Зеландии. – Геология нефти и газа, 1971, № 4, с. 55–60.
6. *Трефолл У., Баун Б., Гриффит Б.* Бассейн Гипсленд. – В кн.: Полезные ископаемые Австралии и Папуа–Но-

вая Гвинея. М.: Мир., 1980, т. 2, с. 240–275.

7. *Уайз Р.* Папуа–Новая Гвинея. Подводная часть бассейна Папуа (бассейн Галф). – В кн.: Полезные ископаемые Австралии и Папуа–Новая Гвинея. М.: Мир, 1980, т. 2, с. 485–492.

8. *Хошино М.* К вопросу о возможности обнаружения нефти на Тихоокеанской окраине Японии. – В кн.: Энергетические ресурсы Тихоокеанского региона. М.: Недра, 1982, с. 35–42.

9. *Fletcher G.L.* Oil and gas development in Far East in 1982. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1983, vol. 67, N 10, p. 1885–1947.

10. *Ataka M.* Results of geophysical survey (in petroleum mining and technology of Japan). – Jap. J. Assoc. Petrol. Technol., 1973, p. 101–102.

11. *Bell R.M., Jessop R.G.C.* Exploration and geology of the West Sulu basin, Philippines. – APEA J., 1974, vol. 14, N 1, p. 21–28.

12. China's oil outlook grows brighter. – *Oil and Gas.* J., 1981, vol. 79, N 21, p. 120–122.

13. *Gaffney P.D., Moyes C.P.* Goods news in Asia Pacific: Prospects, term attractive. – World Oil, 1979, vol. 189, N 1, p. 72–77.

14. *Gudim C.J.* Philippine Islands: Two unexplored areas. – Oil and Gas J., 1978, vol. 76, N 46, p. 250, 252, 254, 259–260.

15. *Guoyu L.* China's continental shelf: A potential souree of oil. – Petrol. intern. (Ital.), 1981, vol. 28, N 5, p. 18–20.

16. Japan. – World Oil, 1981, vol. 193, N 9, p. 315.

17. *Kambara Tatsu.* – Petrotechnol., 1981, vol. 4, N 2, p. 133–140.

18. Krisna justgoes on growing. – Offshore Serv. and Technol., 1981, vol. 14, N 1, p. 2.

19. *Landmeser C.W.* Evaluation of potential hydrocarbon occurence in the Solomon Islands. – S. Pacif. Mar. Geol. Notes., 1977, vol. 1, N 5, p. 47–54.

20. *Matsuda T., Uyeda S.* On the Pacific–type orogeny. – In: Island are and ocean/Ed. U. Hoshino, M. Aoki. Tokyo: Tokai Univ., press, 1970, p. 41–59.

21. Mayi gas on stream: Some energy solutions for Australia. – Austral. Mining, 1979, vol. 71, N 7, p. 22–23–26.

22. *Moore W.B.* Four new miocene strikes will attract explorers to Philippines. – Oil and Gas J., 1979, vol. 77, N 2, p. 59–61, 65–68.

23. *Pilaar W.F.H., Wakefield L.L.* Structural and stratigraphic evolution of the Taranaki basin, offshore North Island, New Zealand. – APEA J., 1978, vol. 18, N 1, p. 93–101.

24. *Roth M.* Japan keeps moderate pace. – Offshore, 1981, vol. 41, N 7, p. 190.

25. *Sanford R.M.* Exploration results of South New Zealand. – *Oil and Gas J.*, 1980, vol. 78, N 5, p. 83–86, 88–90.

26. *Soeparjad R.A., Slokum R.C.* Vast geologic basins attract Indonesian oil exploration. – World Oil, 1973, vol. 177, N 4, p. 115–117.

27. Taiwan. – World Oil, 1981, vol. 193, N 9, p. 315–316.

28. *Tongilava S.L., Kraenke L.* Oil prospecting in Tonga 1968–1974. – S. Pacif. Mar. Geol. Notes, 1979, vol. 1, N 1, 7 p.

29. US-Canadian group to drill Fiji Islands tests. – Oil and Gas J., 1982, vol. 80, N 15, p. 62–63.

30. *Vates J.T.* China oil reserves up graded to 220 billions barrels. – Ocean Industry, 1983, vol. 18, N 4, p. 397–399.

31. *Velasso G.Z.* Philipino regulation keyed to attract oil operators. – Ocean Industry, 1982, vol. 17, N 7, p. 69–70, 72, 74.

32. *Wu Zhen, Zu Jiuhua.* Шлю сюэбао. – Acta petrol. sin., 1983, vol. 57, N 1, p. 17–22.

33. *Xu Huaide, Lu Weiwen, Wang Shifeng, Won Jingping.* Дичжи сюэбао. – Acta geol. sin, 1983, vol. 57, N 3, p. 243–253.

34. *Zhang Yongxia, Li Luling, Zkou Fuluong, Wu Qida.* Изучение геологического строения районов акваторий, прилегающих к Китаю. Дичжи лунькин. – Geol. Rev., 1983, vol. 29, N 2, p. 101–110.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ОКРАИНЫ ИНДИЙСКОГО ОКЕАНА

В пределах Индийского океана до начала 70-х годов нефтегазоносными являлись континентальные окраины Западной Австралии, Персидского и Суэцкого заливов. С 1983 г. к районам морской нефтедобычи отнесены также шельфы Аравийского, Андаманского морей и Бенгальского залива.

В Индийском океане отмечается особенная неравномерность в распределении мощности осадочного чехла на континентальных окраинах. Наряду с маломощными отмечены мощные (до 15 км) толщи осадочных образований (Бенгальский залив и др.).

В пределах западной и северо-западной континентальных окраин Австралии выделяется пять осадочных бассейнов (с севера на юг): Бонапарт-Галф, Броуз, Каннинг, Карнарвон, Перт (рис. 42).

Осадочный бассейн Бонапарт-Галф расположен в северо-западной части Австралии и почти полностью занимает впадину Тиморского моря, только крайняя юго-восточная часть находится на побережье залива Жозеф-Бонапарт, где он ограничен протерозойскими складчатыми сооружениями. Бассейн представляет собой глубокий грабенообразный прогиб, открывающийся в сторону Тиморского моря, и ограничен с юга, запада и востока системами крупных ступенчатых сбросов. Бассейн выполнен комплексом палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений общей мощностью 12–15 км. В осевой части бассейна особенно развита мощная толща каменной соли предположительно силурийского-среднедевонского возраста. Палеозойские отложения представлены как континентальными, так и морскими образованиями мощностью 5 км и более. Разрез сложен песчаниками, аргиллитами, каменной солью и известняками. Мезозойские породы представлены континентальными и морскими песчаниками, аргиллитами и карбонатными образованиями общей мощностью 6–8 км, кайнозойские – преимущественно мергелями и известняками мощностью до 2 км.

Первые газовые месторождения Петрел и Терн в этом бассейне были открыты в 1970 г. В настоящее время в бассейне известно шесть месторождений нефти и газа (см. табл. 24, также рис. 42). Они приурочены к пологим брахиантиклинальным структурам, коллекторами являются песчаники пермского, среднеюрского, позднемелового возраста. Этот бассейн считается одним из наиболее перспективных.

Осадочный бассейн Броуз находится полностью под водами Индийского океана и расположен северо-западнее блока Кимберли в Западной Австралии. Длина бассейна 320 км, ширина 200 км, площадь около 70 тыс. км^2. Разрез бассейна представлен отложениями от допермских до современных общей мощностью 10–11 км [6]. Осадочный бассейн выполнен породами континентальных фаций, мелководно-морскими, речными и дельтовыми образованиями.

В бассейне, по сейсмическим данным, выявлены линейные зоны поднятий, вытянутые в северо-восточном направлении. Разломы имеют также северо-восточное простирание. Разные части бассейна характеризуются различным временем и типом структурной эволюции.

В 1971 г. открыто газоконденсатное месторождение Скотт-Риф (см. рис. 42, табл. 24), расположенное у внешней западной окраины бассейна и приуроченное к складке субмеридионального простирания. Залежи свя-

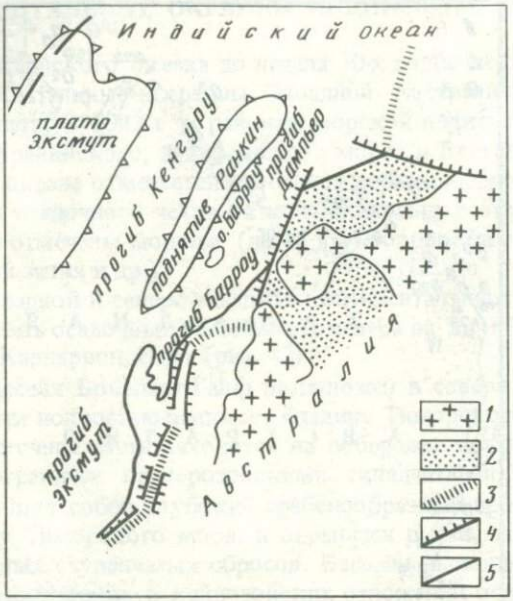


Р и с. 42. **Схематическая карта нефтегазоносности акватории Западной Австралии**

1–3 – месторождения: *1* – нефти, *2* – газа, *3* – нефтегазовые; *4* – условные границы осадочных бассейнов: I – Бонапарт-Галф, II – Броуз, III – Каннинг, IV – Карнарвон, V – Перт. Месторождения: 1 – Терн; 2 – Петрел; 3 – Скотт-Риф; 4 – Мермед; 5 – Эгрет; 6 – Иглхоук; 7 – Энджел; 8 – Норт-Ранкин; 9 – Гудвин; 10 – Ранкин; 11 – Горгон; 12 – Макрелл; 13 – Барроу; 14 – Саус-Пеппер; 15 – Вест-Трайл; 16 – Суэй-Лоро; 17 – Донгара; 18 – Будада; 19 – Гейдж-Роудз; 20 – Паско; 21 – Лежандр; 22 – Докрелл; 23 – Ламберт; 24 – Флаундер; 25 – Пуффин; 26 – Трубадур; 27 – Санрайз; 28 – Джин-Джин

заны с песчаниками и доломитами юрского и триасового возраста. Пористость коллектора 12–16%, водонасыщенность 14–40%. Наиболее мощный приток получен при опробовании интервала 4299–4305 м. Дебит скважины 515 тыс. $м^3$/сут газа и 43 т/сут конденсата.

Осадочный бассейн Каннинг расположен юго-западнее бассейна Броуз. В бассейне выделяется несколько впадин (с юга на север): Бигл, Бедут и Леннард. Впадина Бигл отделяется от бассейна Карнарвон выступом Де-Грей [12], имеет сходную историю развития со впадиной Дампер, о которой речь пойдет ниже. Все перечисленные впадины очень слабо изучены, хотя на шельфе бассейна открыты газовые месторождения Мермед и Ламберт (см. рис. 42). В 1982 г. на акватории этого бассейна пробурены четыре скважины. Две скважины Тартл и Фоникс пробурены в южной части, в них получены газопроявления из песчаников триаса, третья скважина Ла-Гранж пробурена во впадине Бедут, в ней также получены газопроявления в триасовых отложениях, четвертая скважина – Камбара-1, пробуренная на шельфе Леннард, оказалась сухой. На этом шельфе перспективы



Р и с. 43. Осадочный бассейн Карнарвон [2]

1 – докембрийская складчатость; *2* – аконсервационная зона; *3* – граница бассейна со смежными бассейнами; *4* – граница бассейна с внебассейновыми пространствами; *5* – разломы

связывают с девонскими карбонатными породами и каменноугольными и пермскими песчаниками [11].

Бассейн Карнарвон протягивается на 1000 км вдоль западного побережья Австралии при ширине около 300 км. Часть бассейна расположена на суше, часть покрыта водами Индийского океана. В северной части бассейна выделяются три прогиба (с севера на юг): Дампьер, Барроу и Эксмут (см. рис. 42). Общая мощность осадочного чехла в этих прогибах достигает 15 км. К северо-западу от прогибов Дампьер и Барроу расположены примерно параллельно поднятие Ранкин, прогиб Кенгуру и плато Эксмут, простирающиеся с юго-запада на северо-восток (рис. 43).

Прогиб Дампьер полностью располагается под водами Индийского океана, его протяженность примерно 190 км, ширина около 160 км. От соседнего бассейна Каннинг отделен структурным выступом Де-Грей. Разрез осадочного чехла представлен отложениями от перми до современных включительно. Пермские отложения сложены осадочными и вулканическими породами, включая песчаники, риолиты и туфы [8]. Мезозой представлен триасом, юрой и мелом. Триас и юра сложены терригенными породами, меловые образования состоят преимущественно из карбонатных отложений. Кайнозойские породы, как и меловые, представлены в основном карбонатными образованиями. По литологическим и палеонтологическим данным в разрезе выделяются три полных трансгрессивно-прогрессивных цикла: скифско-норийский, рэтско-геттангский и синемюрско-келловейский, за которым следует длительный перерыв в осадконакоплении [12].

Палеогеографические реконструкции показали, что почти во всех исследованных районах перечисленные образования характеризуются широким развитием нефтегазоматеринских пород, наличием условий, благоприятных для генерации углеводородов, и пород-коллекторов. Наилучшие условия для сохранности залежей существуют в горстах, где триасовые песчаники перекрыты нижнемеловыми аргиллитами, и в грабенах, где покрышкой служат нижне-среднеюрские сланцы.

В тектоническом отношении в прогибе выделяются семь структурных элементов [8]: 1) платформа Ранкин, в пределах которой имеются грабены и на их опущенных крыльях развиты мощные нижне- и среднеюрские толщи; 2) трог Кендрю, сложенный в основном верхнеюрскими нижнемеловыми отложениями; 3) линейная зона поднятий Дампьер – Маделейн; 4) трог Льюис, выполненный значительными по объему нижне- и среднеюрскими осадочными породами; 5) линейная зона поднятий Размари – Лежандр; 6) зона разломов Эндебри; 7) шельф Пилбара, характеризующийся наличием маломощного осадочного чехла.

Нефтепоисковые работы в прогибе Дампьер начались в 1968 г. К 1973 г. было пробурено 13 поисковых скважин, шесть оказались открывательницами месторождений нефти, газа и газоконденсата: Ранкин, Норт-Ранкин, Гудвин, Лежандр, Энджел и Иглхоук (см. рис. 42, табл. 23). Продуктивны песчаные отложения среднего и верхнего триаса, а также нижней и средней юры. Извлекаемые запасы газа прогиба оцениваются в 566 млрд. $м^3$.

Прогиб Барроу расположен южнее прогиба Дампьер, его площадь около 20 тыс. $км^2$, он почти полностью находится под водой. Осадочный чехол прогиба представлен отложениями от перми до голоцена, встречаются и более древние палеозойские толщи. Отложения состоят из морских и прибрежно-морских, речных, дельтовых и озерных осадков. Прогиб линейно вытянутый и ограниченный разломами. Предполагается, что он образовался в начале юры в результате глыбовых дислокаций в обстановке растяжения, возможно связанного с распадом Гондваны. Крупным тектоническим элементом прогиба является антиклиналь о-ва Барроу. Ось антиклинали простирается в меридиональном направлении и погружается к северу. Восточная граница прогиба выражена сложной системой разломов Флиндерс [9]. На опущенных (западных) крыльях разломов этой системы развито несколько опрокинутых антиклиналей.

Поиски нефти и газа в прогибе Барроу были начаты еще в 1954 г. Однако спустя десять лет скважина Барроу-1 в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях открыла залежи углеводорода. Коллекторами являются горизонты, сложенные дельтовыми осадками. Пористость песчаников 20–28%, проницаемость до 55 мД и выше.

Прогиб Эксмут охватывает район, занимаемый хребтами Кейп-Рейндж и Раф-Рейндж, и протягивается на север и восток в глубь залива Эксмут [9]. Примерно половина прогиба площадью около 4 тыс. $км^2$ находится под водой. Разрез осадочного чехла представлен образованиями палеозоя, мезозоя и кайнозоя – глубоководными, шельфовыми, прибрежно-морскими, дельтовыми, озерными, речными и ледниковыми отложениями. В тектоническом отношении прогиб представляет собой протяженный полуграбен, ограниченный разломами северо-восточного направления. Он погружается к северо-востоку, где переходит в прогиб Барроу, причем раздел

между ними условно проводится по южной границе распространения отложений неокома. Основным структурным элементом является антиклиналь Кейп-Рейндж, размеры которой 60 × 15 км. Меловые и третичные отложения участвуют в формировании ряда антиклинальных складок.

Впервые нефть в прогибе Эксмут была открыта в 1953 г. на месторождении Раф-Рейндж. Это было и первое нефтяное месторождение на территории Австралии. Нефть обнаружена в песчаных отложениях на глубине 1098–1109 м, был получен приток нефти дебитом 72 т/сут.

Плато Эксмут расположено на глубинах моря 800–5000 м и вместе с прилегающими континентальными склонами занимает площадь около 300 тыс. км^2. Стратиграфия и структура района охарактеризованы на основании интерпретации геофизических профилей (около 20 тыс. км), увязанных со стратиграфическим разрезом соседнего северо-западного шельфа Австралии. Кора имеет мощность около 20 км и включает палеозойские (5 км) и более молодые (5 км) отложения, перекрывающие докембрийский фундамент [13]. Для палеозойских и нижнемезозойских отложений характерны нормальные сбросы северо-восточного простирания, со средней амплитудой 100 м, с опущенными блоками к западу и наклоненными к востоку, а также поперечные им сбросы различного направления. Крупное верхнетриасовое несогласие отделяет разрез с блоковой тектоникой от пологоскладчатых более молодых отложений, также разделенных между собой рядом несогласий. До позднего мела район представлял собой залив Тетиса, где накапливались преимущественно паралические и мелководно-морские терригенные отложения, в поздней юре – раннем мелу на южной окраине образовалась крупная дельта. В течение позднего мела–кайнозоя преобладало карбонатное осадконакопление.

Отмечаются следующие условия, благоприятные для нефтегазоносности: 1) потенциальные материнские породы палеозоя – мела, в частности юрские, содержат как газоматеринские породы (угленосный разрез), так и хорошие коллекторы, представленные прослоями кварцитовых песчаников средней юры и карбонатами нижней юры; 2) развитие пород-коллекторов, особенно триасовых и нижнемеловых песчаников; 3) наличие многочисленных разнотипных ловушек, связанных с пологими структурами палеозоя, блоками в триасовых отложениях, а также литологических ловушек дельтового комплекса. Основные перспективы в пределах плато Эксмут связаны с южной и северо-западной его периклиналями.

Южная часть бассейна Карнарвон, как и северная, состоит из ряда прогибов, однако мы рассмотрим только прогиб Гаскойн, который частично уходит под воды Индийского океана, а остальные расположены в пределах континента. На севере прогиб отграничен от прогиба Эксмут разломами Раф-Рейндж и Флиндерс, на юге от осадочного бассейна Перт разломом Хардабут, на западе граница не установлена. Общая площадь прогиба более 140 тыс. км^2, максимальная мощность осадочного чехла 7 км. Разрез представлен палеозойскими, мезозойскими и третичными отложениями.

Прогиб Гаскойн в нефтеносном отношении исследован плохо. Пробуренные в акватории скважины пока никаких положительных результатов не дали.

Таким образом, в сложно построенном бассейне Карнарвон, в его северной части к 1983 г. открыто 14 нефтяных, нефтегазовых, газовых и

газоконденсатных месторождений (см. рис. 42, табл. 24). Наряду с бассейнами Бонапарт-Галф и Броуз бассейн Карнарвон относится к наиболее перспективным.

Осадочный бассейн Перт расположен на самой юго-западной окраине Австралии, частично на континенте, частично на шельфе (см. рис. 42). От соседнего бассейна Карнарвон отделяется валом Тертл-Доув. На востоке граница проходит по разлому Дарлинг, протягивающемуся вдоль архейского Западно-Австралийского щита. На западе бассейн уходит под воды Индийского океана и граница предположительно проходит в пределах плато Натуралист. Бассейн выполнен палеозойскими, мезозойскими, кайнозойскими и антропогенными породами при максимальной мощности до 11—12 км. Осадочный чехол покоится на архейских метаморфических породах фундамента. С угловым несогласием на фундаменте залегают ордовикские и силурийские породы мощностью 3 км. Эти отложения представлены грубообломочными континентальными красноцветными образованиями, поэтому не должны быть включены в состав осадков, перспективных на нефть и газ. Выше с угловым несогласием залегают отложения перми, представленные в основании тиллитами, затем песчаниками, алевролитами, аргиллитами, известняками, гипсами и прослоями угля.

Мезозойские образования с несогласием залегают на пермских и представлены триасом, юрой и мелом. Разрез мезозойских пород терригенный, встречаются прослои угля в нижней юре и известняки в верхнем мелу. С перерывом в осадконакоплении на меловых отложениях залегают кайнозойские породы. Нижний и средний палеоген представлен терригенными породами, верхний палеоген и неоген — песчаниками, глинами и известняками. Разрез завершают органогенные известняки и песчаники антропогена.

В тектоническом отношении бассейн разбит сбросами меридионального и субмеридионального простираний на блоки, в которых наблюдается чередование опущенных и приподнятых их частей. В бассейне выделяются три структуры: Западный, Центральный и Восточный Перт. Центральный Перт в виде горста значительно приподнят по отношению к соседним двум структурам, фундамент которых погружен на глубину до 10 км.

Почти все выявленные месторождения входят в структуру Восточный Перт, в пределах которой расположен прогиб Дэндараган. Месторождения находятся на западном борту прогиба, представлены брахискладками, нарушенными разломами. В акваториальной части бассейна известно три месторождения и одно континентально-морское (см. рис. 42, табл. 24). Залежи приурочены к песчаникам перми, триаса и нижнего мела на глубинах 1530—1840 м.

Таким образом, на северо-западном и западном шельфе Австралии нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения находятся на глубинах 925—1850 м, а наиболее перспективные области — на глубинах более 1000 м.

Площадь северо-западного шельфа Австралии больше чем в 2 раза превышает площадь Северного моря, однако выявленные структуры (типа Брент в Северном море) и изучены очень слабо. Одним из наиболее перспективных районов считается впадина Кенгуру (см. рис. 43), где в марте 1979 г. была заложена первая скважина Зивульф-1 в 111 км к северо-северо-западу от г. Эксмут. Площадь впадины около 300 тыс. км^2. Изучение северо-

западного шельфа потребует больших объемов работ вследствие сложности геологического строения области и ее слабой изученности (одна скважина *примерно на 11650 км² по сравнению с братанским сектором Северного* моря, где одна скважина на 490 км² [20]), а также ограниченности технической базы (в мире всего 10 буровых судов, рассчитанных на подобные глубины вод).

В 1982 г. на всей акватории Австралии было пробурено 44 скважины, в 1983 г. 47 скважин. На северо-западе же страны в 1983 г. пробурено 22 скважины и выполнено 6,3 тыс. пог. км сейсмопрофилей. В 1982 г. установлено 12 морских буровых платформ и 13-я вначале 1983 г. на месторождении Флаундер [18]. Возобновлено разведочное бурение в Арафурском море, где в 60-х – 70-х годах были открыты перспективные газовые месторождения Петрел и Терн (залив Бонапарта). Добыча нефти на акваториях Австралии в 1982 г. составила 17 млн. т, извлекаемые запасы морской нефти оцениваются в 500–600 млн. т.

В пределах Андаманского моря расположен Иравадийско-Андаманский осадочный бассейн, площадь которого 310 тыс. км², из них 90 тыс. км² приходится на акватории Андаманского моря. Бассейн протягивается в меридиональном направлении вдоль западной части Бирмы и приурочен к одноименной межгорной впадине, которая через Андаманское море уходит к северо-восточной части о-ва Суматра. В бассейне выделяется впадина Иравади на севере и впадина Аче на о-ве Суматра. Впадина Иравади на западе и севере ограничена мегантиклинорием Аракан-Йома-Нага, на востоке – горно-складчатой областью мезозоид–палеозоид, включающей Шаньский массив, на юге она открывается в Андаманское море. Горное сооружение Аракан-Йома-Нага на севере и Суматринский антиклинорий на юге продолжаются в цепи Андаманских и Никобарских островов, обрамляя полностью на западе Иравадийско-Андаманский бассейн. Бассейн выполнен толщей преимущественно терригенных кайнозойских отложений мощностью 12–15 км в наиболее прогнутых участках. Докайнозойские отложения, видимо, имеют очень незначительную мощность. Фаунистически установлена непрерывность кайнозойского разреза от палеоценовых до четвертичных отложений включительно. Кайнозойские породы фациально изменчивы. В южной половине бассейна бóльшая часть кайнозойского разреза сложена породами морского происхождения, в то время как в северной его половине преобладают континентальные образования. Выделяются три литолого-стратиграфических комплекса: палеоцен-эоценовый, олигоцен-среднемиоценовый (серия Пегу) и миоцен-плиоценовый (серия Иравади). Палеоцен-эоценовый и олигоцен-среднемиоценовый комплексы представлены переслаивающимися между собой глинистыми и песчанистыми горизонтами. Происходит постепенная смена мелководно-морских фаций лагунными и погрубение обломочного материала вверх по разрезу и с юга на север. В верхних горизонтах эоцена появляются прослои угля (свита Кондаунг и Яу) и *красноцветы в олигоцен-миоцене* [10]. *Общая мощность палеоцен-эоценового* комплекса 6–10 км, из которых примерно 4–6 км приходятся на глинистые свиты. При суммарной мощности олигоцен-среднемиоценового комплекса до 5,5 км преимущественно песчаные горизонты составляют свыше 3 км.

Самый молодой комплекс осадочного чехла соответствует верхне-

миоцен-плиоценовой серии Иравади, представленной преимущественно красноцветными пресноводными образованиями.

Впадина Иравади имеет асимметричное строение – узкая зона наибольшего прогибания по кайнозойским отложениям, протягивающаяся вдоль всей впадины, смещена к западному борту. Поперечные поднятия и антиклинорий Пегу-Йома делят впадину на пять прогибов: Северный, Чиндвинский, Минбу, Дельтовый и Ситтангский. Наиболее изучены прогибы Чиндвинский и Минбу, в которых аллювиальный покров развит меньше и структура доступна для наблюдения. Дельтовый и Ситтангский прогибы закрыты аллювиальным чехлом. Установлено, что во всех прогибах развиты многочисленные складки, группирующиеся в антиклинальные зоны меридионального или субмеридионального простирания, и региональные разрывы, следующие общему простиранию бассейна.

На суше нефтяные и газовые месторождения известны давно, однако в акватории Андамаского моря известно лишь три газовых месторождения, открытых за последние 4 года. Два из них расположены в заливе Маутама (Мартабан) (ЗСА-1, 2, 3 и МОС-14), третье месторождение принадлежит Индии и находится на восточном берегу о-ва Средней Андаман. В месторождениях залива Мартабан газ встречен в рифовых известняках миоцена. Эти месторождения еще не разрабатываются.

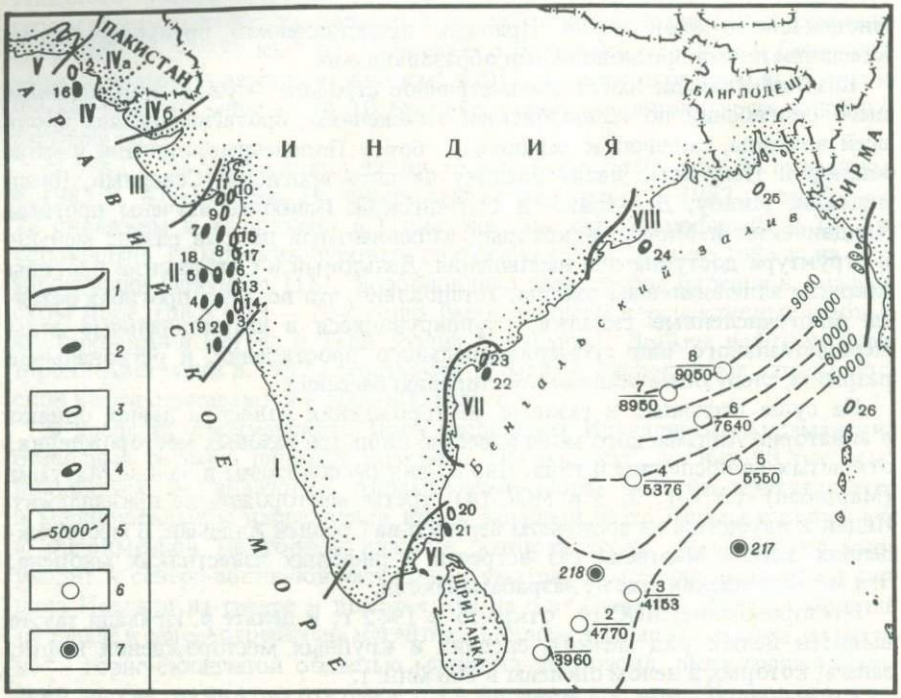
Месторождение МОС-14 открыто в 1982 г. В дельте р. Иравади также выявлен целый ряд мелких, средних и крупных месторождений нефти, запасы которых в целом оценены в 206 млн. т.

Бенгальский залив расположен в северо-восточной части Индийского океана. Его дно покрыто осадками самого крупного в Мировом океане глубоководного конуса выноса, протягивающегося с севера на юг, за пределы шельфа на 3 тыс. км при ширине около 1 тыс. км. Осадки Бенгальского конуса выноса поступали преимущественно из рек Ганк и Брах мапутра, которые сносили обломочный материал с южного и северного склонов Гималайских гор. Гигантское количество осадков распределялось мутьевыми потоками по системе подводных каньонов, протягивающейся по всему Бенгальскому конусу выноса. Восточно-Индийским хребтом этот конус делится на две части – на Бенгальский и Иравадийско-Андаманский осадочные бассейны.

На обрамлении Бенгальского залива выделяется четыре осадочных бассейна, которые продолжаются далее в акваторию залива: собственно Бенгальский, Годаварский, Коромандельский (рис. 44) и Полк-Манарский.

Бенгальский осадочный бассейн в пределах своего северного продолжения на суше представлен мощным осадочным чехлом. Здесь, по предположительным геофизическим данным, увязанным с материалами бурения, на 60% площади глубина залегания фундамента превышает 10 км [5].

Под континентальным шельфом Бангладеш мощность осадочных пород превышает 16 км. Бассейн выполнен породами мезозоя и кайнозоя. Бассейн почти полностью перекрыт мощным аллювиальным чехлом, и информация о его глубинном строении базируется в основном на данных геофизики и материалах бурения немногочисленных скважин. Весь осадочный разрез под дном Бенгальского залива на основе анализа пластовых сейсмических скоростей разделяется на три комплекса, а бассейн условно на две части: северную и южную [4]. Первый комплекс пород охватывает



Р и с. 44. Размещение осадочных бассейнов и месторождений нефти и газа в Аравийском море и Бенгальском заливе

1 – границы бассейнов; *2–4* – месторождения: *2* – нефти, *3* – газа; *4* – нефтегазовые; *5* – изопахиты (в км); *6* – станции (в числителе номер, в знаменателе – мощность осадочного чехла, м); *7* – скважины глубоководного бурения ("Гломар Челленджер").

Бассейны: I – Малабарский; II – Камбейский; III – Кач-Катиаварский; IV – Нижнеиндский: IVа – Карачинский прогиб, IVб – Набисарский участок; V – Меранский; VI – собственно Бенгальский; VII – Годаварский; VIII – Коромандельский.

Месторождения: 1 – R-7-1; 2 – R-12-2 (Ратна); 3 – B-38 (Алибег); 4 – B-57-1; 5 – Бомбей-Хай; 6 – Бейсин; 7 – Дхлу; 8 – Норт-Бейсин; 9 – Саус-Тапти; 10 – Норт-Тапти; 11 – Дом; 12 – без названия; 13 – Саус-Бейсин; 14 – B-4; 15 – B-55; 16 – без названия; 17 – Хазира; 18 – D-12-1 (Дахани); 19 – без названия; 20 – pH-9-I; 21 – PHV-I-1; 22 – G-I-1; 23 – Нарсапур-I; 24 – Маханади; 25 – Кутубдна; 26 – AN-I-1

предположительно четвертично-верхнемиоценовые отложения, второй – среднемиоцен-среднеэоценовые и третий – верхнепалеоцен-нижнемеловые. Раннеэоценовое время отмечается региональным несогласием.

Литологически первый комплекс везде карбонатно-терригенный, второй – терригенно-карбонатный. Что же касается третьего комплекса, то в северной части бассейна он карбонатно-терригенный, а в южной – терригенно-карбонатный. В пределах передового прогиба бассейн выполнен неоген-олигоценовыми комплексами молассового типа мощностью до 10км, представленными терригенно-карбонатными отложениями палеоцена–эоцена и относительно маломощными, преимущественно континентальными угленосными гондванскими образованиями палеозоя–мезозоя. Последние приурочены в основном к грабенообразным впадинам фундамента. В цент-

ральном и западном районах бассейна большая часть разреза представлена морскими и паралическими образованиями.

Северная часть бассейна располагается в области перехода от Индийской платформы к кайнозойскому горно-складчатому сооружению Аракан-Йома-Нага. Тектонически бассейн отвечает Предараканскому, передовому прогибу и сопряженному с ним Западно-Бенгальскому перекратонному прогибу Индийской платформы. На платформенном борту передового прогиба по региональным геолого-геофизическим данным выделяются два крупных выступа фундамента – Борисальский и Модупурский, которые расчленяют остальную часть платформенного борта на три впадины, характеризующиеся относительно большими глубинами погружения фундамента.

В Бенгальском осадочном бассейне выявлен ряд месторождений газа, в пределах акватории – газовое Кутубдиа и нефтегазовое Маханади (см. рис. 44). Продуктивны нижнемиоценовые отложения. Месторождение пока не разрабатывается. Промышленная нефтегазоносность Бенгальского осадочного бассейна связана с кайнозойскими палеодельтами. Весьма вероятно развитие крупных погребенных дельт р. пра-Маханади в крайней юго-западной части, где в 1982 г. открыто нефтегазовое месторождение Маханади. Эта река, фиксируемая по соответствующим аллювиальным отложениям, существовала по крайней мере с конца палеозоя. Последние обстоятельства определили широкий стратиграфический интервал дельтовых комплексов, что важно учитывать при рассмотрении вопросов нефтегазоносности данных образований для Бенгальского бассейна, где их мощность достигает 7 км.

Годаварский бассейн занимает восточное побережье Индостана между Бенгальским на севере и Коромандельским бассейнами на юге. Этот бассейн своей большей частью продолжается в акватории Бенгальского залива. Мощность осадочного чехла на суше 2,5 км и возрастает в акватории. В этом же направлении континентальные и паралические фации переходят в морские. Бóльшая часть бассейна представляет собой погребенное под молодыми осадками продолжение авлакогена. Последний длительное время являлся долиной одноименной реки, в связи с чем имеются основания ожидать развитие здесь обширной погребенной дельты. К разломам, ограничивающим погружение авлакогена, могут быть приурочены хорошо выраженные ловушки.

В пределах бассейна в 1981 и 1982 гг. открыты два месторождения – газовое Нарсапур-1 и нефтяное G–I-1 (см. рис. 44). Залежи выявлены в третичных отложениях. В этом же бассейне пробурен еще ряд скважин – Крисна-1 и другие, но пока данные не известны.

Коромандельский (или Кавери) бассейн охватывает юго-восточное побережье Индостанского полуострова (район устья р. Кавери) и прилегающий к нему шельф. Бóльшая часть бассейна приходится на шельф. Бассейн выполнен толщей прибрежно-морских, частично лагунных, озерных и речных отложений верхней юры – плейстоцена. Мощность осадочного чехла около 4,5 км. Бассейн ступенчато погружается в сторону Бенгальского залива и разбит на мелкие блоки. Геофизическими работами на суше и на шельфе выявлены локальные поднятия в виде пологих куполов небольших размеров.

В 1982 г. в акваториальной части бассейна открыто два месторождения:

Таблица 24

Морские месторождения нефти и газа Индии

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Характер флюида	Дебит, т/сут нефти, $м^3$/сут газа	Извлекаемые запасы, млн.т нефти, млрд. $м^3$ газа
Дом	1979	1500–1950	–	Газ	1100	–
R-7-1	1981	1515	–	Нефть	230	–
G-I-1	1981	1920	Третичный	”	81	–
AN-I-1	1980	1700–3630	–	Газ	178	–
Бейсин	1976	–	Миоцен	Нефть	–	75,4
Бомбей-Хай	1974	960–1740	”	Нефть/газ	–	90–105
B-57-1	1981	–	Третичный	Нефть	702	–
PH-9-1	*1981*	*2301–2319*	Мел	”	*214*	–

нефтяное PH-9-I и газовое PHУ-I-1 (табл. 24, см. также рис. 44). Залежи выявлены в третичных и в меловых отложениях. В бассейне активно ведутся поисково-разведочные работы. Основные перспективы связаны с акваториальной частью, на которой континентальные и лагунные фации переходят в прибрежно-морские и слои погружаются по мере удаления от щита. Экранирование мощной толщи слоев между п-овом Индостан и о-вом Шри-Ланка, а также блоковое строение бассейна создают предпосылки для поисков не только структурных, но и частично или полностью стратиграфически, литологически и тектонически экранированных ловушек.

Полк-Манарский бассейн охватывает акваторию Полкского пролива, Манарского залива и прилегающие к ним побережья юго-восточной части п-ова Индостан и западной части о-ва Шри-Ланка. Бассейн выполнен морскими терригенными и терригенно-карбонатными кайнозойскими отложениями, прибрежно-морскими и морскими преимущественно терригенными отложениями верхнего мела, а в прибортовых частях – континентальными терригенными отложениями нижнего мела–верхней юры. Характер разреза резко меняется с востока на запад. На востоке общая мощность отложений не превышает 700–1000 м. На западе о-ва Манар появляются новые стратиграфические горизонты, увеличивается роль морских компонентов, мощность увеличивается до 2,5–3 км.

Тектонически бассейн приурочен к грабену. Фундамент разбит на отдельные блоки, ступенчато погружающиеся к центру бассейна как от западного, так и особенно быстро от восточного борта. Блоковое строение фундамента контролирует структурный план осадочного чехла. Наиболее четко выраженные дислокации осадочного чехла приурочены к границам блоков.

Основные перспективы связаны с акваториальной частью бассейна, где пробурены три скважины, результаты которых еще не опубликованы.

На акватории Шри-Ланка выделяются западный, восточный и южный осадочные бассейны. Они расположены в пределах шельфов, примыкающих к острову. Общая площадь их 31,5 тыс. $км^2$, ширина не более 30–40 км. Бассейны отделяются друг от друга перегибами, которые намечены по

сейсмическим данным. Мощность осадочного чехла 2–2,5 км. Бассейны изучены слабо, однако можно предположить в разрезе развитие терригенно-карбонатных пород мезозойско-кайнозойского возраста.

Поиски нефти и газа на акватории Шри-Ланка ведутся более 10 лет. В 1974–1976 гг. в районе о-ва Манар были пробурены три скважины, в которых обнаружены нефтегазопроявления. На северо-западе Шри-Ланка на шельфе пробурена скважина, которая дала промышленную нефть, здесь начато бурение поисково-разведочной скважины с проектной глубиной около 2000 м.

Исходя из расчетов, сделанных авторами [4] по оценке масштабов нефтегазообразования в Бенгальском заливе, можно сказать, что наибольшего размаха этот процесс достиг в северной части залива, где мощности осадочного чехла превышают 11 км. При этом максимальная плотность нефтегазообразования в северной части: нефти примерно 7000 и 2000 × × 10^3 т/км^2, газа 11 000 и 3000 × 10^3 т/км^2. В южной половине бассейна *нефти почти в 20 раз меньше, а газа в 110 раз, чем в северной части* бассейна. Подобные по масштабу очаги нефте- и газообразования относятся к категории крупных. В интервале разреза, отвечающем очагу нефтеобразования, залегают отложения от среднего миоцена до нижнего мела.

В пределах Аравийского моря выделяются бассейны: Малабарский, Камбейский, Кач-Катиаварский, Нижнеиндский и Мекранский (см. рис. 44).

Малабарский бассейн расположен вдоль юго-западного побережья п-ова Индостан и занимает площадь 100 тыс. км^2, из которых 95% приходится на акваторию Аравийского моря. Бассейн практически не изучен. На коральском побережье осадочный чехол маломощен и представлен в основном породами миоцен-плиоценового возраста, несогласно залегающими на докембрийском фундаменте и перекрытыми четвертичными аллювиальными образованиями. Общая мощность 500–600 м.

Перспективы бассейна связаны с акваториальной частью. Сейсморазведочными работами, установлено увеличение мощности осадочных образований до 3 км от коральского побережья к Лаккадивско-Мальдивскому поднятию. В связи с этим можно предположить, что под миоценовыми породами залегают отложения палеогена и, возможно, мезозоя. Нужно отметить, что коральским побережьем и Лаккадивскими островами глубина дна моря на значительной части превышает 500 м. Практически весь бассейн за период 1981–1982 гг. был сдан в аренду для поисков нефти и газа.

Севернее Малабарского осадочного бассейна расположен Камбейский бассейн, занимающий площадь в 185 тыс. км^2, из которых 130 тыс. км^2 приходится (до изобаты 500 м) на акваторию Аравийского моря и Камбейского залива. С севера, востока и запада бассейн ограничен выходами докембрийского фундамента и деканских траппов, а на юге и юго-востоке открывается во впадину Аравийского моря.

Бассейн выполнен мезозойскими и кайнозойскими породами общей мощностью 6–7 км. Разрез отложений представлен тремя этажами. Верхний образован толщей мелководно-морских терригенных пород эоцена, олигоцена, миоцена и плиоцена общей мощностью 4 км. Эти отложения залегают на деканских траппах, излившихся на рубеже мела и палеогена и образующих средний ярус осадочного разреза. Мощность траппов в

районе Бомбея превышает 2 км, а скважина на одном из поднятий вскрыла более 1100 м траппов, не достигнув их подошвы. Наличие обнажений подтрапповых верхнемеловых и нижнемеловых отложений вблизи восточной его границы в долине р. Нармада и в примыкающем с запада Кач-Катиаварском бассейне указывает на вероятное развитие в Камбейском бассейне нижнего подтраппового этажа. Подтрапповые отложения в бассейне скважинами не вскрыты.

Тектонически Камбейский бассейн гетерогенен. Он объединяет разнородные тектонические элементы – Камбейскую грабенообразную впадину, подводное продолжение Нармадского авлакогена и Бомбейский склон платформы. Границы этих элементов определяются разломами глубинного заложения. Наиболее изучена Камбейская грабенообразная впадина, расположенная на суше. Сейсморазведкой здесь выявлены субмеридиональные поднятия. С большинством из них связаны месторождения.

Часть западного подводного продолжения Нармадского авлакогена – поднятия северной (Анклешварской) и западной (Тапти-Косамбейской) зон – расположена на суше, остальная часть находится на акватории и была изучена работами советской морской сейсморазведочной экспедиции на судне "Академик Архангельский". Отмечается резкая смена ориентировки структур от субмеридиональной в Камбейском грабене на субширотную на продолжении Нармадского авлакогена, что хорошо отражает положение зоны сочленения этих крупных грабенообразных прогибов.

Бомбейский склон платформы, соответствующий самой южной части бассейна, расположен в акватории. Сейсморазведкой по горизонтам миоцена установлен ряд поднятий. Наиболее крупным структурным элементом является Бомбейский свод, который осложнен тремя поднятиями.

Нефтяные и газовые месторождения в Камбейском бассейне выявлены давно, однако начало разработки морского нефтяного месторождения Бомбей-Хай относится к 1974 г. К настоящему времени в Камбейском заливе и на акватории Аравийского моря известно 16 месторождений (см. рис. 44, табл. 24). Месторождения связаны с антиклиналями, обычно пологими и сравнительно слабо нарушенными разрывами. Залежи приурочены в основном к третичным отложениям, залегающим на глубинах 960–1950 м. Месторождения разной категории крупности, среди них такие крупные, как Бомбей-Хай (105–250 млн. т нефти) и Бейсин (75,4 млн. т нефти).

Нужно отметить, что параллельно береговой линии на расстоянии примерно в 80 км от нее расположены газовые месторождения, что говорит о существовании газоносной зоны. Вдоль этой территории газ получен на месторождениях Саус-Тапти, Саус-Бейсин, из нового месторождения В-4, Дом и др.

Крупное нефтяное месторождение Бомбей-Хай было открыто в 1974 г. Это первое морское месторождение в Индии. Оно расположено в 150 км от г. Бомбея. Месторождение представлено антиклинальной структурой размерами 65 × 23 км. Продуктивны отложения миоцена на глубинах 960, 1400, 1700 и 1740 м. В скважине-открывательнице Н-111 получен приток нефти дебитом 70 т/сут., плотностью 0,811 г/см^3 и газа 42,5 тыс. м^3/ сут только из верхней зоны. Добыча нефти началась в середи-

не 1976 г. на начальном уровне 1 млн т/год. В 1983 г. на месторождении Бомбей-Хай было добыто 11,9 млн. т нефти. Запасы месторождения 90–105 млн.т.

Кач-Катиаварский бассейн расположен между Нижнеиндским бассейном на севере и Камбейским на юге. На западе и юго-западе бассейн открывается в Аравийское море. Площадь бассейна 123 тыс. км^2, из которых 50 тыс. км^2 занимает акватория залива Кач и Аравийского моря.

Бассейн сложен мезозойскими и кайнозойскими породами общей мощностью 3–4 км, однако сейсмикой установлено нарастание мощности надтрапповых отложений к Аравийскому морю. Разрез отложений представлен подтрапповыми юрскими карбонатными породами мощностью 570 м (подошва не вскрыта) и терригенными меловыми породами мощностью 700–1550 м. Выше несогласно залегают раннепалеогеновые деканские траппы мощностью 600 м. Еще выше также несогласно залегают подтрапповые кайнозойские отложения. Палеогеновые отложения представлены палеоценом и верхним эоценом – мергелями, известняками, глинами, иногда гипсовыми, с прослоями латеритов, бентонитовых глин и лигнитами в нижней части и известняками в верхней, мощностью до 200 м.

Неогеновые образования несогласно залегают на палеогеновых и представлены мергелями и карбонатными глинами нижнего миоцена с отдельными прослоями известняков внизу, песчаников и гравелитов вверху, мощностью 350–500 м. Разрез среднего, верхнего миоцена и плиоцена сложен песчаниками, гравелитами, прослоями глин и линзами известняков общей мощностью 365 м. Разрез венчается залегающими несогласно на неогеновых образованиях четвертичными породами – песчаниками известняками и карбонатными песчаниками с оолитами и микрооолитами общей мощностью 15–25 м.

Тектонически бассейн соответствует большей южной части Качского и Кативарского сводовых поднятий и разделяющему их Качскому прогибу, включая их западные подводные погружения. Эти тектонические элементы мало изучены. На поверхности бассейна в пределах суши четко выражены антиклинальные складки субширотного простирания, сложенные в своде мезозойскими отложениями.

В нефтегазоносном отношении бассейн очень слабо исследован. Акватории бассейна только в 1981 г. были сданы в аренду под поиски нефти и газа.

Нижнеиндский бассейн с севера и запада ограничен альпийскими эпигеосинклинальными Кирхтар-Сулеймановыми горно-складчатыми сооружениями, на юго-западе он открывается в Аравийское море. Площадь бассейна 250 тыс. км^2, из которых 23 тыс. км^2 занимает шельф Аравийского моря (до изобаты 500 м).

В целом Нижнеиндский бассейн выполнен толщей мезозойско-кайнозойских отложений мощностью более 12 км в наиболее прогнутых частях. Из них около 70% составляют морские терригенно-карбонатные породы палеогена и мезозоя. К востоку и юго-востоку по мере приближения к Индостанскому щиту сокращается мощность отложений, выпадает ряд подразделений разреза и карбонатные отложения замещаются терригенными. В бассейне выделяется ряд впадин и прогибов. Рассмотрим только

те, которые открываются в Аравийское море: Карачинский прогиб и Набисарский участок Тарского склона Индостанской платформы (см. рис. 44).

Карачинский прогиб занимает промежуточное положение между передовыми и периконтинентальными прогибами. Характерно широкое развитие молассового комплекса олигоцен-раннемиоценового возраста, мощностью в осевой части до 5,5 км.

Нижнеиндский бассейн отвечает Тарскому склону Индостанской платформы, поэтому описание Карачинского прогиба и Набисарского участка очень сходны. На этих территориях промышленная газоносность связана с тремя литолого-стратиграфическими комплексами: карбонатным среднеэоценовым, нижнеэоценовым–верхнепалеоценовым и терригенным верхнемеловым–нижнепалеоценовым.

В Нижнеиндском бассейне установлено значительное число локальных поднятий. Сложность их строения убывает по мере удаления от Кирхтар-Сулеймановых гор к Тарскому склону платформы. Последний осложнен тремя крупными валообразными поднятиями.

В пределах Карачинского прогиба и Набисарского участка на суше нефтегазоносность установлена давно, однако в акватории пока открыто только два газовых месторождения (см. рис. 44) и ряд скважин дали притоки нефти и газа. Пробурена морская скважина Карачи-Саут-1 у побережья Пакистана. Глубина моря в месте заложения скважины 21 м. В 1980 г. пробурены три поисковые скважины, одна скважина дала приток газа в районе известных газовых месторождений на суше. К концу 1982 г. 12 поисково-разведочных скважин пробурены в акватории Пакистана, самой глубокой из которых является скважина Даббо-Крик, законченная на глубине 4254 м.

Мекранский бассейн расположен на севере Аравийского моря и протягивается от Ирана до Пакистана. Он ограничен на востоке и на севере горными цепями Мирджава, Раскох, Мекран и Кирхтар, на юге открывается в Аравийское море. Площадь бассейна 280 тыс. км^2, из которых 10% приходится на шельф Аравийского моря до изобаты 500 м. Бассейн разделяется на три прогиба: Центрально-Мекранский на севере, Прибрежно-Мекранский на юге и Пуштинский на крайнем северо-востоке. Из всех прогибов только Прибрежно-Мекранский открывается в Аравийское море. Осадочный чехол последнего прогиба мощностью до 10–12 км представлен мезозойско-кайнозойскими породами. В этой части бассейн лишен четвертичного покрова. Здесь развиты плиоценовые, верхнемиоценовые, олигоцен-среднемиоценовые песчано-глинистые прибрежно-морские отложения мощностью до 8–9 км. Флишевая толща подстилается известняками эоцена и верхнего мела. Тектоника Прибрежно-Мекранского прогиба и прилегающего шельфа по сравнению с северной частью бассейна более спокойна. Вдоль берега протягивается субширотная флексура, отражающая разлом, который протягивается вдоль береговой линии Ирана и далее по территории Пакистана. Складки дофлишевого комплекса имеют менее сложное строение. На побережье пробурена скважина, которая на глубине 974 м вскрыла залежь газа в песчаниках миоцена. Другая скважина севернее г. Турбат, глубиной 3296 м, попала в зону нарушения и скоплений углеводородов не обнаружила. В Мекранском бассейне известны грязевые вулканы с газопроявлениями и пленками нефти, генетически связанными с

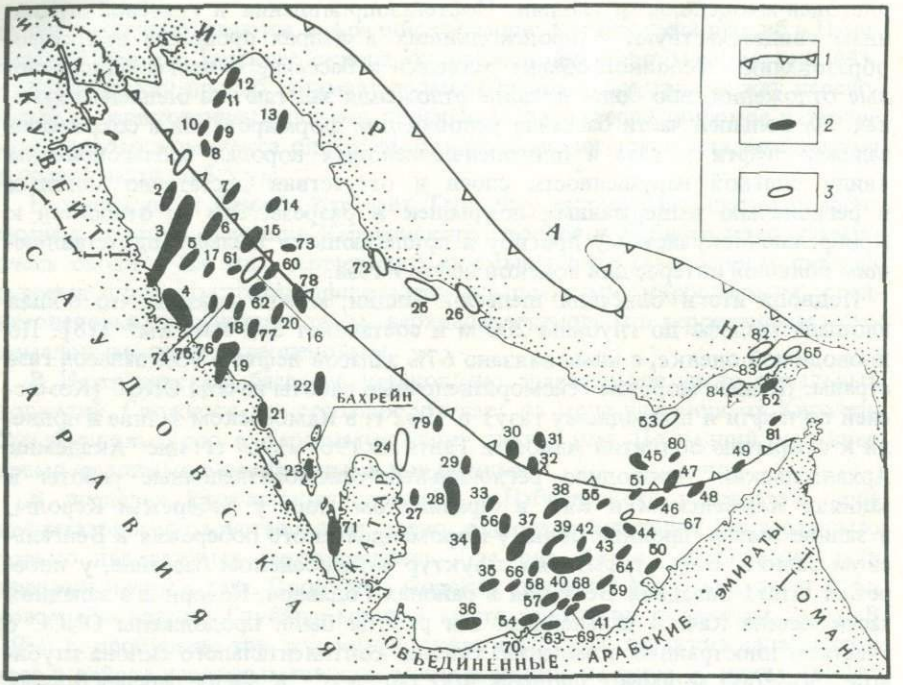
олигоцен-миоценовыми слоями. Нефтегазопроявления и грязевой вулканизм свидетельствуют о происходивших в недрах процессах нефтегазообразования. Основной объект разведки в бассейне – неоген-олигоценовые отложения, ибо более древние отложения залегают на больших глубинах. На большей части бассейна условия для формирования и сохранения залежей нефти и газа в олигоцен-неогеновых породах неблагоприятны ввиду сильной нарушенности слоев и отсутствия достаточно мощных и регионально выдержанных покрышек в разрезе. Это не относится к Прибрежно-Мекранскому прогибу и прилегающему шельфу, представляющим большой интерес для поисков нефти и газа.

Подводя итоги описания шельфов Индии, можно сказать, что общая площадь шельфа до глубины 200 м и составляет 380 тыс. км^2 [18]. По проводимой оценке, с ними связано 67% запасов нефти и 93% запасов газа страны. Первые морские сейсморазведочные работы начаты ONGC (Комиссией по нефти и природному газу) в 1962 г. в Камбейском заливе и привели к открытию поднятий Алибег и Тапти. В 1964–1967 гг. нис "Академик Архангельский" проводило региональные сейсморазведочные работы в заливах Камбейском и Кач, в Аравийском море у побережья Керолы, в заливе Манар, проливе Полк, у Коромандельского побережья в Бенгальском заливе. Был открыт ряд структур в Камбейском бассейне, у побережья штата Западная Бенгалия в районах Годавари, Ковери и в западной части залива Кач. В дальнейшем эти работы были продолжены ONGC с участием иностранных компаний. Районы континентального склона глубиной 200–2000 м имеют площадь 400 тыс. км^2. К числу перспективных относятся участки к западу от Бомбейского поднятия и шельфа Ратнажри, к востоку от шельфа Кришна-Годавари, у островов Лакшадвип, общая площадь которых 150 тыс. км^2. К началу 1983 г. на шельфах Индии открыто 22 месторождения нефти и газа, добыча морской нефти составила 12,7 млн. т. Общие извлекаемые запасы шельфов оцениваются в 250–280 млн. т нефти и 270–300 млрд. м^3 газа. К концу 1985 г. на шельфах планируется пробурить 95 поисковых и 158 разведочных скважин: в дельте Маханади, Бомбейском бассейне, на побережье Саураштра в заливе Кач, на шельфах Андаманских и Никобарских островов, в юго-восточных бассейнах Полкского пролива [16].

Одним из уникальных регионов нефтегазонакопления является осадочный бассейн Персидского залива, расположенный на стыке двух крупных тектонических элементов: Нубийско-Аравийского щита и горно-складчатого альпийского пояса. Северо-восточным и восточным ограничениями бассейна служат складчатые сооружения Тавра и Загроса, западная и юго-западная границы проходят по склонам Аравийской платформы (рис. 45).

Акватория Персидского залива, простирающаяся в длину на 926 км, а в ширину на 320 км, занимает площадь 299 тыс. км^2 и входит в состав одноименного осадочного бассейна. В пределах Персидского залива расположен внешний платформенный борт Месопотамского краевого прогиба, граница которого проходит по узкой северо-восточной части залива (см. рис. 45), а остальную часть занимает Аравийская плита. Различия в тектонической эволюции разных частей бассейна привели к их неоднородности как в геологическом, так и в тектоническом плане.

Месопотамский краевой прогиб имеет асимметричное строение. Внут-

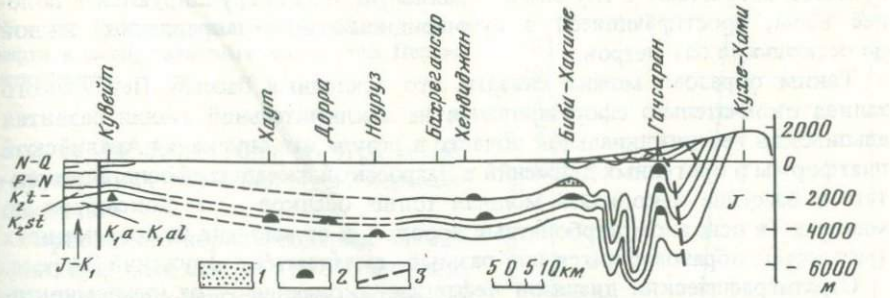


Р и с. 45. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в Персидском заливе

1 — границы Месопотамского краевого прогиба; *2, 3* — месторождения: *2* — нефти, *3* — газа.

1 — Дорра; 2 — Хаут; 3 — Хафьи-Сафания; 4 — Манифа; 5 — Зулуф; 6 — Лулу; 7 — Эсфандиар; 8 — Сирус; 9 —Ардешир; 10 — Новруз; 11 — Бахрегансар; 12 — Хендиджан; 13 — Дариус; 14 — ВВ-I; 15 — Ферейдун-Марджан; 16 Хурайри; 17 — Махара; 18 — Каран; 19 — Берри; 20 — Яна; 21 — Катиф; 22 — Абу-Сафах; 23 — Авали; 24 — Норт-Дом; 25 — Парс; 26 — Канган; 27 — Хаддат-Шибет; 28 — Идд-Эль-Шарги; 29 — Майдан-Мазан; 30 — Ростам; 31 — Ракш; 32 — Сассан; 33 — Бул-Ханине; 34 — Эль-Бундук; 35 — Бу-Тина; 36 — Далма; 37 — Умм-Шаиф; 38 — Абу-Аль-Бухус; 39 — Рас-Бут; 40 — Закум; 41 — Мубаррас; 42 — Массадж; 43 — Наср; 44 — Мандус; 45 — Сирри; 46 — Фатех; 47 — Рашид; 48 — Фаез; 49 — Мубаррек; 50 — Аддалх; 51 — Фатех юго-западный; 52 —Кешм; 53 — Структура W; 54 — Зуббайя; 55 — Тау; 56 — Арзанах; 57 — Гаша; 58 — Белбазем; 59 — Сатах; 60 — Хасба; 61 — Рибиан; 62 — Кебкеб; 63 — Джарнайн; 64 — Умм-Эль-Далх; 65 — Бандар-Аббас; 66 — Аппер-Уазум; 67 — Балбасим; 68—70 — без названия; 71 — Дукхан; 72 — Менд; 73 — Лавах; 74 — Сарар; 75 — Джелада; 76 — Курьян; 77 — Джана; 78 — Джурайад; 79 — Бахгат; 80 — Флах; 81 — Хеньян; 82—84 — без названия

ренний северо-восточный, более дислоцированный пригеосинклинальный борт прогиба граничит с Загросской складчатой системой, внешний, более пологий борт на юго-западе постепенно переходит в собственно Аравийскую платформу. В строении внешнего платформенного борта прогиба участвуют палеозойские, мезозойские, кайнозойские и четвертичные отложения общей мощностью 12—14 км. В настоящее время, кроме пермских отложений (формация Хуфф), другие палеозойские комплексы в пробуренных скважинах нигде не вскрыты, поэтому о наличии их можно судить по присутствию соляных куполов с выносом трилобитов, датируемых кембрием [1]. Полный литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла Месопотамского краевого прогиба приведен на рис. 46 (см. вкл.). Общая



Р и с. 47. **Схематический геологический профиль Месопотамского краевого прогиба по линии Кувейт – Кухе-Хами [1]**

1, 2 – залежи: *1* – газа; *2* – нефти; *3* – разрывные нарушения

мощность кайнозойских пород на внешнем борту прогиба довольно большая и равна 8–9 км. Мощность мезозойских отложений не превышает 1500 м, она увеличивается в северо-восточном направлении, в сторону центральной части прогиба. Здесь развиты пологие структуры платформенного типа, углы падения на крыльях которых не превышают 5–10°. Формирование складок происходило в неогеновое время в результате интенсивных складчатых движений, приведших к окончательному формированию современной структуры хребта Загрос. По мере удаления от складчатого сооружения структуры приобретают простое строение и их амплитуда уменьшается (рис. 47).

Аравийская плита разделяется на ряд поднятий и прогибов, соответствующих крупным блокам фундамента, испытавшим воздымание или погружение по разломам. В пределах Персидского залива выходит часть Центрально-Аравийского поднятия, называемая мегатеррасой Газа, северная часть которой находится под водами залива и распространяется в акваторию Саудовской Аравии, Кувейта, Катара, Бахрейна и Ирана. Восточнее и юго-восточнее мегатеррасы располагается обширная синеклиза Руб-Эль-Хали, открывающаяся в Персидский залив. Осадочный чехол этих структур представлен толщей фанерозоя мощностью 5–8 км. Отложения, слагающие эту толщу, представлены преимущественно морскими фациями.

Допермские образования на Аравийской платформе, так же как и в Месопотамском краевом прогибе, не вскрыты бурением, о них можно судить по выходам на поверхность, сложенным в основном песчаниками и аргиллитами. Предполагается присутствие соленосных кембрийских толщ. Пермские, мезозойские, кайнозойские и нижнемиоценовые образования представлены главным образом карбонатными породами с горизонтами эвапоритов, глин и песчаников. В восточной части синеклизы Руб-Эль-Хали как в наземной, так и в акваториальной областях отчетливо проявилась соленая тектоника. Месторождения структурно выражены округлыми или овальными в плане поднятиями с залежами в сводовых ловушках на глубине 2–3 км.

На мегатеррасе Газа почти все месторождения приурочены к возникшим за счет подвижек блоков фундамента различным по размерам, иногда очень крупным пологим брахиантиклиналям, у которых углы наклона

крыльев возрастают с глубиной. Брахиантиклинали группируются в пологие валы, простирающиеся в субмеридиональном направлении, длиной до нескольких сот метров.

Таким образом, можно сказать, что осадочный бассейн Персидского залива окончательно сформировался на заключительной стадии развития альпийской геосинклинальной области в результате опускания Аравийской платформы и орогенных движений в Загросской складчатой зоне. В результате в бассейне накопилась мощная толща осадков – от докембрия до миоцена (в основном карбонатные породы) и от миоцена до современных (молассы), образовавшихся при размыве складчатых сооружений Загроса.

Стратиграфический диапазон нефтегазонакопления – от нижнемиоцен-олигоценовой свиты Асмари на месторождении Бахрегансар до пермской свиты Хуфф на месторождении Парс. Глубина залегания залежей по всему заливу колеблется от 1400 м на месторождении Ростам до 3935 м на месторождении Мубаррек. Коллекторы представлены как известняками, так и песчаниками. В северной части залива регионально нефтегазоносны нижнемеловые оолитовые известняки Ратави и среднемеловые (альб–турон) песчаники Бурган. На северо-востоке, помимо свит Асмари и Бангестан (нижний миоцен–олигоцен – верхний мел), здесь известна промышленная нефтегазоносность нижнего мела–верхней юры, так называемая формация Ратави-Хами, и характерно субмеридиональное направление залежей. На северо-западе залива распространены коллекторы верхней (свита Араб) и средней (свита Фадили-Увайнат) юры. Для южной части залива характерна нефтегазоносность нижнемеловой формации Тамама, представленной четырьмя продуктивными горизонтами пористых известняков, а также широкое развитие солянокупольной тектоники, с которой связывают образование большинства структур региона.

Распределение запасов нефти и газа по стратиграфическим толщам разреза фанерозоя акватории Персидского залива приведено на рис. 48, а также ниже:

Неоген	Палеоген	Мел		Юра	Триас	Пермь
		верхний	нижний			
0,14 * / —		0,8 / —	8,5 / —	9,6 / 0,1	6,9* / —	— / 10,8

* Запасы, приуроченные к стратиграфически переходным комплексам отложений.

Примечание. Числитель – нефть, млрд. т, знаменатель – газ, трлн. м^3.

Из 26 млрд. т нефти и 11 трлн. м^3 газа, составляющих текущие извлекаемые запасы, на нижнемеловые и юрские отложения приходится 96% всех запасов нефти, на пермские – примерно 100% запасов газа.

При рассмотрении осадочного разреза обращает на себя внимание значительная роль карбонатных пород как в Месопотамском краевом прогибе, так и на Аравийской платформе. Суммарная мощность карбонатных пород в разрезе достигает 4,5–7 км. Если рассмотреть размещение этих запасов по литологически разнотипным коллекторам – терригенным (пески и песчаники) и карбонатным (трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты), то обнаруживается следующее соотношение: в песчаниках размещено 15%, а известняках 85% запасов нефти. Что же касается

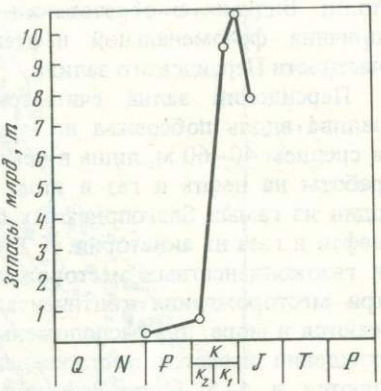


Рис. 48. Распределение извлекаемых запасов нефти в разновозрастных отложениях Персидского залива

газа, то он почти полностью размещен в известняках формации Хуфф пермского возраста.

Карбонатные породы содержат до 42% общих мировых запасов и до 50% морских запасов нефти, тогда как доля их среди общего объема осадочных пород седиментационного бассейна на более 16%. В течение долгого времени считалось, что карбонатные породы если и могут генерировать нефть, то играют в этом процессе подчиненную роль. Этой точке зрения противоречат данные по многим регионам, в том числе по Ближнему и Среднему Востоку, где практически нет материнских глинистых толщ [15]. В ряде случаев миграция углеводородов (УВ) в карбонаты из окружающих пород совершенно исключается по геологическим и геохимическим данным. Основные возражения по поводу возможности карбонатов выполнять роль нефтематеринских пород заключаются в следующем: низкое содержание органического вещества (ОВ), отсутствие глинистых минералов, играющих роль катализаторов в преобразовании ОВ и УВ, отсутствие эффективного механизма первичной миграции. Между тем, по данным ряда исследователей [14; и др.], содержание $C_{орг}$ в современных карбонатных осадках 0,98–5,23%, что значительно выше минимума 0,3%, начиная от которого породы этого типа считаются материнскими. Меньшее содержание ОВ в древних карбонатных породах по сравнению с древними терригенными (при обратной картине в молодых осадках) объясняется более высокой степенью превращения ОВ карбонатов в УВ. Это связано с тем, что в карбонатных осадках присутствует главным образом морское ОВ (преимущественно фитопланктон и водоросли), а в терригенных – ОВ наземного происхождения. Степень превращения ОВ в УВ зависит от содержания водорода, которое для морского ОВ примерно в 2 раза выше, чем в терригенных, где велико содержание лигнина и углерода. Геохимические условия в карбонатных осадках благоприятствуют сохранению ОВ (в современных карбонатных осадках Eh достигает – 200 мВ, тогда как в терригенных оно положительно [15]). Опыты по пиролизу ОВ подтверждают такую интерпретацию [2]. Кроме того, в древних карбонатах ОВ преимущественно автохтонно, в нем высоко содержание УВ, в терригенных породах велика доля переработанного ОВ, которое не может быть источником УВ. Роль катализаторов в карбонатах могут играть микроэлементы, содержащиеся в ОВ и осаждающиеся из морской воды, присутствие их прослеживается и в нефтях: давно известно о каталитических способностях карбонатных минералов [2]. Что же касается первичной миграции, то для карбонатов, в которых образование нефти происходит in situ, ее наличие не требуется. Отсутствие стадии первичной миграции, эффективность которой весьма низка (до 10%, максимум до 20%), является одной из причин повышенной нефтеносности карбонатных

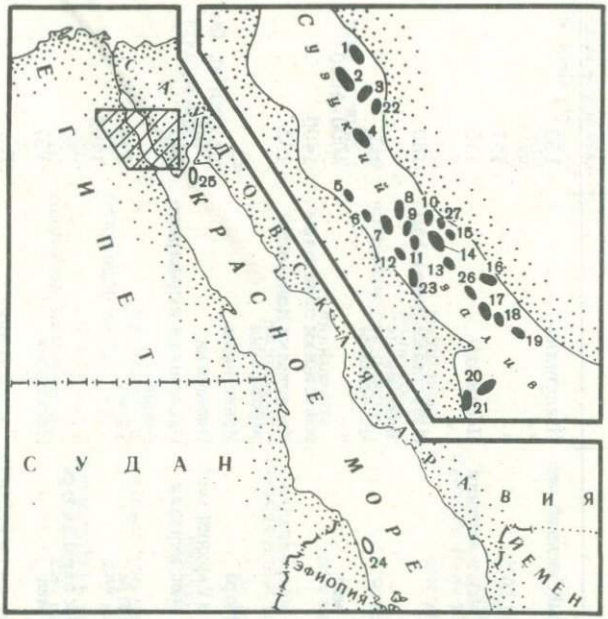
толщ. Видимо, в образовании нефти in situ в карбонатах заключается причина феноменальной нефтеносности региона Ближнего Востока, в частности Персидского залива.

Персидский залив считается неглубоководным бассейном, глубина залива вдоль побережья не превышает 9–15 м, а в центральной части – в среднем 40–60 м, лишь в некоторых местах достигает 100 м. Поисковые работы на нефть и газ в этом регионе ведутся с начала 50-х годов. Это один из самых благоприятных бассейнов по условиям поисков и добычи нефти и газа на акватории. К 1983 г. было открыто 83 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений (табл. 25; см. рис. 45). Среди них три месторождения континентально-морские, структуры с суши продолжаются в море, два расположены на островах. Среди перечисленных месторождений имеются месторождения-супергиганты, запасы которых исчисляются в 4–5 (Лулу-Эсфандиар) и 3,2 млрд. т нефти (Сафания), 5 (Кантан) и 2,8 трлн. $м^3$ газа (Парс) и др. Характерно, что на востоке и юго-востоке залива, вдоль иранского побережья, открыт ряд супергигантских и гигантских месторождений газа. Очевидно, в этой части бассейна находится крупная газоносная зона. Из 14 супергигантских месторождений мира 10 размещено в Персидком заливе. В сутки с морских месторождений залива добывается 700 – 750 тыс. т нефти, а за 1982 г. добыто 270 млн. т. Приведенные данные о запасах 26 млрд. т нефти и 11–14 трлн. $м^3$ газа далеко не исчерпывают возможности этого региона.

Красноморский бассейн приурочен к крупному грабену, простирающемуся с северо-запада на юго-восток на 2150 км при ширине 100–350 км. Этот грабен ограничен выходами на поверхность докембрийских метаморфических пород Нубийского щита на западе и Аравийского на востоке. Бассейн выполнен осадками палеозоя, мезозоя и кайнозоя общей мощностью 4–8,8 км. Разрез осадочного чехла представлен в нижней части однообразными песчаниками, песчанистыми глинами и алевролитами девона – нижнего турона. В средней части преобладают карбонатные породы верхнего турона – среднего миоцена с песчаниками и глинами. В верхней части разреза – от миоцена до плиоцена это ангидриты,соли с прослоями глин и песчаников.

Бассейн представляет собой асимметричный грабен с более пологим западным бортом в северной части и крутым восточным в южной части. Крупные разломы, параллельные простиранию бассейна, привели к образованию трех ступеней: восточной, центральной и западной. Осадочные породы образуют многочисленные пологие локальные поднятия, вытянутые в меридиональном направлении и разбитые сбросами. Поднятия обычно небольшого размера – 1–3 × 2–6 км. Складки расположены ближе к оси грабена.

Преимущественно нефтегазоносна северная часть бассейна – в районе Суэцкого залива. Длина залива 320 км, ширина 18–50 км, максимальная глубина в осевой части 50–80 м. Первая добыча морской нефти в заливе началась в 1960 г. и к началу 1983 г. насчитывается до 25 [20] месторождений нефти и газа (рис. 49, табл. 26). Практически нефтегазоносность установлена почти по всему осадочному разрезу. Известны залежи в нубийских (палеозой, мезозой) крупнозернистых кварцевых песках и песчаниках



Р и с. 49. Месторождения (цифры на схеме) нефти и газа в Красном море
Условные обозначения см. на рис. 5.
1 – Рас-Будран; 2 – Октобер; 3 – GS-206; 4 – Белаим-море; 5 – Рас-Фарар; 6 – SG-300; 7 – Джулай; 8 – Рамадан; 9 – LL-87–2; 10 – SB-305; 11 – LL-87-1; 12 – Шукхейр-Бей; 13 – GS-336 (Амаль); 14 – Эль-Морган; 15 – GS-315; 16 – GS-373; 17 – GS-382; 18 – GS-391; 19 – Шоаб-Али; 20 – Гейсум-Уэст; 21 – Зейт-Бей; 22 – Баба-море; 23 – Рас-Амер; 24 – Рас-Гарра; 25 – Баркан; 26 – С-1; 27 – Тара

мощностью 800–1000 м, небольшие залежи в меловых песчаниках и известняках, в эоценовых известняках и мергелях мощностью до 300 м и в миоценовых песчаниках и известняках, где сосредоточены основные запасы нефти и газа. 90% всей добываемой в Египте нефти дают месторождения Суэцкого залива. На вновь открытом месторождении Октобер максимальная добыча нефти составила 19,2 тыс. т/сут. В 1982 г. на акватории Египта добыто 32 млн. т. нефти. Извлекаемые запасы оценены в 500–800 млн. т.

На юго-востоке залива Акаба при глубине моря 30 м открыто газоконденсатное месторождение Баркан (см. рис. 49, табл. 26). Из интервала 1906–1946 м получен газ дебитом 32 тыс. $м^3$/сут и конденсата 89 т/сут.

На шельфе Эфиопии в 161 км к северу от г. Массауа, при глубине моря 70 м и удаленности от берега на 11,2 км была пробурена скв. С-1, которая с глубины 2910–3230 м дала выброс газа. Приток газа и конденсата получены также у берегов Судана и Йемена (ЙАР). На юге Йемена, в Аденском заливе, открыто нефтяное месторождение Шармах-IX. Из двух продуктивных горизонтов третичного возраста на глубине примерно 2100 м получен приток нефти дебитом 507 т/сут [11].

Континентальные окраины запада Индийского океана включают территории Сомали, Кении, Танзании, Мозамбика и Южно-Африканской Республики.

Таблица 25

Месторождения нефти в Персидском заливе

Месторождение	Год открытия	Год начала разработки	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Тип коллектора	Запасы нефти, млн. т
Бахрегансар	1960	1964	2150–3300	Третичный, нижний мел	Известняки	130
Хендиджан	1968	–	–	То же	”	61
Дариус	1961	1964	2700–3500	Нижний мел	”	152
Сирус	1962	1967	2250–2940	Нижний мел и верхняя юра	Песчаники	110
Сассан	1966	1968	2430	То же	Известняки доломитизированные	180
Новруз	1966	1969	2259–3000	”	Известняки	130
Лулу-Эсфандиар	1966	–	2743	Нижний мел	”	4000–5000
Ферейдун-Марджан	1967	–	2040–3000	То же	Известняки оолитовые	1400
Ростам	1966	1969	1190–2500	Нижний мел, верхняя юра	Известняки доломитизированные	132
Сирри	1969	–	1800–2236	Верхняя юра	Известняки	–
Сафания	1951	1957	1370–2000	Нижний и верхний мел	Песчаники	3190
Манифа	1957	1964	2400–2870	Нижний мел, верхняя юра	Известняки калькаренитовые	1490
Абу-Сафах	1963	1966	2030–2200	Верхняя юра	То же	870
Катиф (суша–море)	1945	1948	2100–2165	То же	”	1190
Берри (суша–море)	1964	1966	2000–2800	Средняя и верхняя юра	”	790
Зулуф	1966	–	1700–1740	Нижний мел	Песчаники	137
Марьям	1967	–	–	То же	–	–
Каран	1967	–	–	”	–	–
Джана	1967	–	–	–	–	–
Идд-Эль-Шарги	1960	1964	1500, 2400, 2700	Нижний мел, средняя и верхняя юра	Известняки доломитизированные	283
Майдан-Мазан	1963	1966	2100–2280	Верхняя юра	То же	344

Бул-Ханине	1970	–	1800–1880	Верхняя юра	Известняки	366
Умм-Шаиф	1958	1962	2200–2350, 2670	Нижний мел и верхняя юра	Известняки, доломиты	800
Закум	1964	1966	2700–3500	Нижний мел	То же	750
Эль-Бундук	1963	1968	–	Верхняя юра	”	–
Мубаррек	1969	–	2643–3935	Нижний мел и верхняя юра	Известняки	310
Фатех	1966	1969	2320–2590	Нижний мел	Известняки, доломиты	200
Хафьи	1960	1963	1300–2200	Нижний и верхний мел	Песчаники	968
Хаут (Хут)	1963	1969	2670–2900	Нижний мел	Известняки оолитовые	133
Дорра	1967	–	1700	Верхний мел, сеноман	Известняки	–
DL-1	1971	–	–	–	”	–
Канган	1973	–	2750–2920	Пермь (хуфф)	”	5 трлн. м³ газа
Парс	1974	–	2740–2990	”	”	2,8 трлн. м³ газа
Норт-Уэст-Фатех	1974	1975	–	Нижний мел	”	89
Ракш	1969	1970	1440	Нижний мел и верхняя юра	Песчаники	–
Курош	1968	–	2070	Верхняя юра	Известняки	–
Структура W	1068	–	2740	Пермь	”	1 трлн. м³ газа
Дукхан (суша–море)	1940	–	1800–1850	Верхняя юра	Известняки доломитизированные	642
Кешм (остров)	1962	–	3000	Верхний мел	Известняки	–
Авали (остров)	1932	1934	480–1290, 2700–3000	Нижний мел и верхняя юра, пермь	”	–
Мубаррас	1971	–	2745	Нижний мел	”	21
Фатех юго-западный	1970	–	2250–2700	То же	”	137
Норт-Дом	1975	–	3048–3440	Пермь	”	2,4–6,8 трлн. м³ газа и 254 млн. т конденсата
Махарах	1973	–	–	Нижний мел	”	1270

Примечание. Месторождение Ардешир открыто в 1968 г., Рашид, ВВ-I, Яна, Хаддам-Шибет и Абу-Аал-Бухус – в 1971 г. Мазалидж – в 1974 г.

Таблица 26

Месторождения нефти в Суэцком заливе и Красном море

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Тип коллектора	Извлекаемые запасы нефти, млн. т
Эль-Морган	1965	1536–1961	Миоцен	Песчаник	174–216
Рас-Амер	1965	2318	”	”	338
Джулай	1967	–	Миоцен, мел	”	67,5
Рамадан	1974	–	Миоцен, мел	”	–
”	1974	3202	Палеозой	”	–
Белаим-Марин	1961	1830–2898	Миоцен	Песчаник, известняк	19,3
Баркан	1969	1937–1978	”	Песчаник	102 млрд. $м^3$ газа
Рас-Гара	1964	2180–2244	”	”	0,2

На территории Сомали расположен Сомалийский осадочный бассейн, который протягивается на 1200 км при ширине до 1000 км, общая площадь бассейна 1,2 млн. $км^2$. Его западный и северный борта ограничены выходами на поверхность докембрийских пород. Часть бассейна на суше, а часть покрыта водами Индийского океана. В подводной части бассейна наиболее древними являются отложения мезозоя. Осадочный чехол представлен мезозойскими и кайнозойскими породами общей мощностью 7–8 км. Разрез отложений представлен песчаниками, карбонатными и глинисто-карбонатными породами с прослоями доломитов, ангидритов и гипсов. Разрез преимущественно хемогенный. Сейсморазведочными работами выявлен ряд поднятий, простирающихся параллельно береговой линии.

На территории Кении и Танзании находятся два бассейна, соответственно Джуба и Занзибар. Эти осадочные бассейны частично расположены на суше, а большей частью – в пределах акватории. Осадочный чехол представлен в основном мезозойско-кайнозойскими породами мощностью 5 км в бассейне Занзибар и 9 км в бассейне Джуба.

Южнее на территории Мозамбика расположен Мозамбикский осадочный бассейн. Третья часть Мозамбикского бассейна находится на суше, остальное на акватории, включая шельф, континентальный склон и глубоководные (до 3 км) участки. Западная граница бассейна проводится по выходам докембрийского фундамента, восточная и южная точно не установлены, так как они в Мозамбикском проливе. Бассейн сложен мезозойско-кайнозойскими породами мощностью 6–8 км. Наиболее древние породы в Мозамбикском бассейне – маломощные юрские образования. Однако нужно отметить, что по аналогии со строением осадочной толщи в бассейнах Сомалийском, Занзибарском и Джуба в Мозамбикском бассейне можно предположить наличие пород серии Карру (карбон–верхний триас), участвующих в разрезе осадочного чехла. Меловые образования достигают значительной мощности и представлены преимущественно песча-

никами. Роль трапповых формаций юры и мела возрастает с запада на восток по мере приближения к Мозамбикскому проливу. Мощность толщи чередующихся песчаников и карбонатных пород третичного возраста увеличивается к востоку.

В тектоническом отношении бассейн представляет собой моноклиналь, погружающуюся на восток под углом 10–20°

Сомали, Кенией, Танзанией и Мозамбиком начаты активные поисковые работы на нефть и газ у восточного побережья Африки. Сомали подписан контракт с тремя иностранными компаниями на поиски и бурение в пределах 50% шельфа. В Кении американские компании ведут работы в 24 км от берега в районе залива Нгвона. Бурится скважина Маридад В-1, которая должна достигнуть проектной глубины 4131 м и пройти олигоценовые отложения. Перспективы нефтегазоносности этого района оцениваются достаточно высоко. За 1981–1982 гг. на акваториях Танзании открыто три газовых месторождения: одно – континентально-морское Кимбижи и два на шельфе – Сонго-Сонго и Мнази. Месторождение Сонго-Сонго расположено примерно в 100 км к юго-западу от о-ва Мафия. Получены притоки нефти и мощный выброс газа из дельтовых песчаников альба, а также из известняков эоцена. Запасы газа оценены в 200–250 млрд. $м^3$ [13]. Месторождение Мнази расположено близ границы с Мозамбиком. На о-ве Мафия проведены сейсмические работы и начато поисковое бурение. На о-ве Занзибар получен приток нефти. Мозамбик располагает одним из крупных шельфов Африки шириной 160 км и протяженностью 2000 км. В свете новых данных четко показано, что большинство скважин, пробуренных ранее на шельфе, оказалось не в оптимальных условиях и вне пределов поднятий из-за низкого качества сейсморазведки прежних лет. В двух из 12 скважин, пробуренных на шельфе, получены небольшие притоки газа, а в разрезе семи скважин установлены глинистые толщи с признаками нефти [17]. Сейсморазведочные работы на шельфе Мозамбика начаты в 1982 г. компаниями Норвегии и США. Геофизическими методами отработано 13 тыс. км МОВ в комплексе с грави- и магниторазведкой, геохимической съемкой. Выявлен ряд перспективных площадей. Также зафиксировано продолжение в море структурных элементов, выявленных на суше.

На территории Южно-Африканской Республики расположен Южно-Капский осадочный бассейн, который только отдельными узкими полосами заходит на сушу, а вся остальная часть находится в пределах широкого (до 200 км) континентального шельфа. На севере он ограничен выходами на поверхность складчатых комплексов капской серии, на западе – подводным погребенным выступом фундамента Агульяс. Сейсмическими исследованиями в бассейне выявлены три впадины: Альгоа, Гамтус и Агульяс. Впадина Альгоа – почти полностью на континенте и изучена хорошо. Впадины Гамтус и Агульяс изучены слабее. Впадина Агульяс включает прибрежные участки южной оконечности Африки, шельфа и материковый склон. Мощность осадочных отложений в морской части 2 км, разрез пород представлен преимущественно морскими отложениями от меловых до современных [7]. По геофизическим исследованиям, мощность осадочного чехла в наиболее глубокой части впадины Гамтус достигает 6 км.

Нефтепоисковые работы на нефть и газ на шельфе начались в 1968 г.

В 1969 г. были заложены две первые скважины в заливах. Моссел-Бай и Плетенберг. Скважина в заливе Моссел-Бай расположена в 5,5 км от побережья, где глубина моря 60 м с проектной глубиной скважины 2100 м. Затем были пробурены еще две скважины в заливе Плетенберг в 65 км от берега и в 240 км к западу от г. Порт-Элизабет при глубине моря 135 м. Из двух продуктивных песчаных горизонтов юрско-мелового возраста с глубины 2286 м получен приток газа в 1 млн. $м^3$/сут и конденсата в 16 т/сут. Таким образом, было открыто газовое месторождение F-A. К 1983 г. близ этого месторождения скв. F-AR1 открыто газоконденсатное месторождение. Первая скважина дала 311 тыс. $м^3$ газа и 27 т/сут конденсата из трех зон, залегающих на глубинах 2590–2680 м. Рядом и несколько южнее скважинами E-Д2, E-Д1, F-P1 открыты залежи нефти. Активность поисково-разведочных работ на шельфе Южно-Африканской республики растет.

В пределах Мадагаскара выделяются две впадины – Мадзунга на северо-западе площадью 215 тыс. $км^2$ и Мурундава на юго-западе площадью 325 тыс. $км^2$. Эти впадины большей частью уходят под воды Мозамбикского пролива и разделены между собой докембрийским выступом. Их восточным ограничением являются выходы на поверхность докембрийского фундамента. Осадочный чехол впадин представлен отложениями от перми до неогена включительно общей мощностью 5 км во впадине Мадзунга и 6 км во впадине Мурундава. Бассейн выполнен преимущественно континентальными отложениями перми и триаса, развиты песчаные морские и континентальные образования юры и мела и карбонатные породы палеоген-неогена. Поисково-разведочные работы на шельфе страны особенно активизировались в 1982 г. Несмотря на наличие нефтегазопроявлений, промышленных месторождений пока не обнаружено.

Сейшельские острова представляют собой остатки континента. Мощный (5–7 км) осадочный чехол в пределах его шельфовой зоны дает основание достаточно высоко оценить перспективы этого района. На акватории островов в 1981 г. заложена поисковая скважина проектной глубиной 3658–3962 м. Глубина Индийского океана в месте заложения скважины 50 м. Ранее в этом же районе была пробурена поисковая скважина до глубины 4267 м, которая оказалась непродуктивной.

Таким образом, на основании выявленной нефтегазоносности в Индийском океане можно сказать, что в этом регионе стратиграфический диапазон потенциально нефтегазоносных толщ охватывает, по существу, почти весь фанерозой. Примечательно, что к наиболее древним палеозойским породам приурочены скопления газа, а к более молодым мезозойским и кайнозойским образованиям – скопления жидких углеводородов.

Литература

1. *Алиев М.М., Забанбарк А.* Геологическое строение и нефтегазоносность Ирана. Баку: Элм, 1974.
2. *Богомолов А.И.* Геохимия процессов преобразования липидных компонентов органического вещества в углеводороды и закономерности в составе нефтей: Автореф. дис. . . . д-ра геол.-минерал.наук. Л., 1969. 25 с.
3. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 463 с.

4. *Геодекян А.А., Забанбарк А.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности дна Бенгальского залива. Деп. № 56 МГ-Д-82. М., 1982, 32 с.
5. *Калинин Н.А., Кузнецов Ю.Я., Моделевский М.Ш.* и др. Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. Л.: Недра 1974.
6. *Кростелла А.* Северо-западный район, Бассейн Браус: Полезные ископаемые Австралии и Папуа – Новой Гвинеи. М., 1980, т. 2, с. 334–342.
7. *Милашин А.П., Терехов А.А., Шварц Л.Я., Родникова Р.Д.* Перспективные на нефть и газ седиментационные бассейны периферии Индийского океана. – Геология нефти и газа, 1977, № 5, с. 72–77.
8. *Пауэлл Д.* Суббассейн Дампир: Полезные ископаемые Австралии и и Папуа – Новой Гвинеи. М., 1980, т. 2, с. 319–333.
9. *Томас Б., Смит Д.* Бассейн Карнарвон: Полезные ископаемые Австралии и Папуа – Новой Гвинеи. М., 1980, т. 2, с. 275–318.
10. *Albers J.P., Carter M.D., Clark A.L.* et al. Summary petroleum and selected minerals statistics for 120 countries: Including offshore areas. – Geol. Surv. Prof. Pap., 1973, № 817, p. 165.
11. *Nicod M.A.* Oil and gas development in North Africa in 1982. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1983, vol. 67, № 10, p. 1795–1826.
12. *Crostella A., Barter T.* Triassic-Jurassic depositional history of the Dampier and Beagle sub-basins, northwest shelf of Australia. – APEA J., 1980, vol. 20, № 1, p. 25–30.
13. East Africa nations open offshore search. – Ocean Industry, 1981, vol. 16, № 9, p. 261–262.
14. *Exon N.E., Willcox J.B.* The Exmouth Plateau: Stratigraphy, structure and petroleum potential. – BMR Bull., 1980, vol. 1, № 199, p. 52.
15. *Ibe A.C., Ferguson J., Kinghorn R.R., Rahman M.* Organic matter content carbonate sediments in relation to petroleum occurrence. – J. Petrol. Geol., 1983, vol. 6, № 1, p. 55–70.
16. India. – World Oil, 1981, vol. 193, № 9, p. 304–306.
17. *Kihle R.* – Recent surveys outline new potential for offshore Mozambique. – Oil and Gas J., 1983, vol. 81, № 9, p. 128, 129, 130–134.
18. *Malhotra A.K.* Offshore hydrocarbons – challenge and opportunity. – Chem. Industr. News, 1980, vol. 25, № 8, p. 600–618.
19. *Matzkows A.L.* Resurgence in exploration development underwag. – Ocean Industry, 1983, vol. 18, № 4, p. 409–411.
20. Petrol. Econ., 1983, № 3, p. 96.
21. The nation's best oil chance offshore WA. – Offshore Eng., 1979, May, p. 107–108.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АРКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ СЕВЕРО-АМЕРИКАНСКОГО КОНТИНЕНТА

В последнее время проблема нефтегазоносности Арктики приобрела особый интерес в связи с открытием в 1968 г. супергигантского нефтегазового месторождения Прадхо-Бей на арктическом склоне Аляски. Геологические работы в арктических районах Северной Америки начались еще в 1901 г., однако они не были планомерными, а велись с перерывами без особой интенсификации вплоть до 1968 г. К этому времени был установлен только один район промышленной добычи нефти и газа – арктический склон Аляски, где было открыто около 10 мелких газовых и нефтяных месторождений.

В 70-е годы началось форсированное освоение арктических районов США и Канады. Это важная веха в современном развитии мировой энергетики. За 13-летний период установлена промышленная нефтегазоносность шельфов арктических островов Канады, моря Бофорта и дельты р. Маккензи. Потенциальные запасы нефти и газа в арктической части Северо-Американ-

ского континента оцениваются соответственно 16 млрд. т и 25 трлн. $м^3$. На арктическом склоне Аляски, по оценке, проведенной экспертами Министерства внутренних дел США [9, 27, 28, 38, 40] в июле 1980 г., запасы нефти составляют 865–2135 млн. т, а запасы газа 3112–7750 млрд. $м^3$, в море Босфорта и дельте р. Маккензи – соответственно 4,5–9,6 млрд. т и 7–9 трлн. $м^3$, в Арктическом архипелаге Канады – 2–4 млрд. т и 6–9 трлн. $м^3$. Однако арктические районы США и Канады пока остаются геологически малоизученными, несмотря на то, что в их пределах уже проведен большой комплекс геологических, геохимических, геофизических и буровых работ. Многие вопросы геологического строения и нефтегазоносности этой территории и прилегающей акватории Северного Ледовитого океана остаются нерешенными или спорными.

Основные черты геологического строения. На рассматриваемой территории можно выделить следующие основные геотектонические элементы (с севера на юг) [1, 2, 4]: 1) гиперборейская докембрийская платформа; 2) складчатый пояс Франклина; 3) северная часть докембрийской Канадской платформы; 4) мезозойский складчатый пояс Канады и Аляски.

Гиперборейская докембрийская платформа располагается в северной части Аляски, в пределах шельфа Северного Ледовитого океана и Чукотского моря. С севера и северо-востока перикратонное обрамление ограничено глубинными разломами, по которым, вероятно, произошло раскалывание Гиперборейской платформы на Канадскую котловину, занимающую центральную часть этой платформы. Южным ограничением является хребет Брукса и его продолжение под водами Чукотского моря по направлению к о-ву Врангеля и далее на север, восточным – складчатый пояс Франклина.

Идея о существовании Гиперборейской платформы была высказана Н.С. Шатским в 1930 г. [7]. Он представил эту платформу в виде щита, покрытого водами Северного Ледовитого океана. Формирование этой платформы Н.С. Шатский связывал с опусканием крупного участка земной коры по глубинным разломам фундамента. Однако нет однозначного решения вопроса о происхождении и образовании Гиперборейской платформы. Например, И. Оливер, М. Юинг и др. [8, 35] полагали, что дно Арктического бассейна имеет океаническую кору и, следовательно, не может рассматриваться как погруженная часть континента.

Не исключено, что кора континентального типа действительно присутствует только в окраинных частях Гиперборейской платформы, а в центральной части, в пределах глубоководной Канадской котловины, она имеет океанический облик в связи с погружением и базификацией материковой коры или раскалыванием участков платформы вследствие дрейфа континентов, как предполагают И. Тейлор [43] и др.

Гиперборейская платформа в домезозойский период существовала как единый крупный геотектонический элемент. Начиная с раннего мезозоя в результате дрейфа континентов эта древняя платформа раскалывается на отдельные блоки, к которым приурочены современные материковые и шельфово-акваториальные районы окраинных морей Северного Ледовитого океана в пределах Северо-Американского континента. Одни блоки платформы обнажены – Чукотское поднятие (массив Шатского), Гиперборейская глыба, массив Геральда, другие покрыты осадочной толщей –

Канадская котловина, впадина Свердруп, впадина моря Бофорта и прогиб арктического склона Аляски.

В пределах Канадской котловины земная кора океанического типа, однако предполагаемая мощность развитой здесь осадочной толщи около 8–10 км. Четкие протяженные гравитационные ступени, видимо, отражают глубинные разломы, по которым раскалывалась Гиперборейская платформа.

В пределах южных окраинных частей Гиперборейской платформы располагаются прогиб арктического склона Аляски, впадины моря Бофорта и Свердруп. Строение, особенности развития этих структурных элементов генетически связаны с развитием платформы.

Западное и юго-западное перикратонное обрамление Гиперборейской платформы располагается в пределах прогиба арктического склона Аляски, который с севера и северо-востока ограничен глубинными разломами, с юга и востока – хребтом Брукса. В пределах перикратонного опускания арктического склона Аляски можно выделить два относительно прогнутых участка – впадины Умиат на востоке и Чукотская на западе, разделенные поперечным поднятием Барроу-Мид. Вдоль северного склона антиклинория Брукса протягивается предгорный прогиб Колвилл.

Вся названная территория, расположенная к северу от прогиба Колвилл, покоится на докембрийском фундаменте, перекрытом породами осадочного чехла. Последний представлен в основном карбонатными палеозойскими и терригенными мезозойскими отложениями, мощность которых превышает 5 км в погруженных участках и изменяется от 1 до 3 км в приподнятых частях.

Поднятие Барроу-Мид возникло в результате меридионального воздымания участка земной коры, по-видимому, в сеноман-туронское время. Мощность карбонатных палеозойских и преимущественно терригенных мезозойских пород в его пределах не превышает 1 км. Скважинами, пробуренными на мысе Барроу, фиксируется наиболее высокое положение фундамента на глубине 740 м. На склонах поднятия мощность осадочных отложений увеличивается до 3–4 км. Северное продолжение поднятия Барроу-Мид находится под водами Северного Ледовитого океана.

Особенности строения впадин Умиат и Чукотской, время их заложения, история развития и состав выполняющих отложений достаточно близки. Глубина залегания фундамента в обеих впадинах превышает 5–8 км. Наиболее полно осадочный чехол вскрыт скважинами во впадине Умиат в связи с бурением в районе Прадхо-Бей. Однако наиболее глубокие скважины не вышли из каменноугольных отложений.

Предгорный прогиб Колвилл – юрского времени заложения. Осадконакопление в его пределах, по данным Д. Миллера и др. [3], продолжалось вплоть до позднего мела. За этот период отмечается накопление отложений преимущественно триасового и мелового возраста, общей мощностью более 7 км. Крупные орогенические движения на территории прогиба отмечены в поздне- и послепалеоценовое время. В течение почти всего палеоген-неогена прогиб представлял собой крупное поднятие, которое в результате эрозии превратилось в низкую равнину, а впоследствии, в четвертичную эпоху, вновь подвергся незначительному поднятию.

В пределах южной окраины Гиперборейской платформы располагается

впадина моря Бофорта, которая занимает северную часть дельты р. Маккензи и прибрежные области шельфа моря Бофорта. На юге она граничит с западным продолжением складчатого пояса Франклина, миогеосинклинальной зоной Банкс–Маккензи, на севере – с поднятием Бофорта, расположенным под водами Северного Ледовитого океана, на западе ее граница проходит по склонам хребта Брукса и поднятия Мартин.

Впадина расположена над глубокопогруженным блоком Гиперборейской платформы. Первая глубокая скважина вскрыла только палеоген-неогеновые, меловые и частично юрские отложения до глубины 3800 м. Было установлено, что скважина расположена почти в наиболее погруженной части впадины, где кайнозойские отложения имеют большую мощность. Скважина Скарри-Инавик F-34 вошла в толщи кембрия на глубине 1563 м, а скважина Эскимо J-07 – на глубине 906 м.

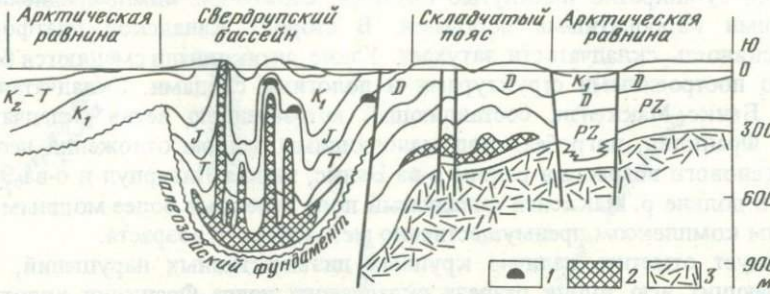
Вскрытый разрез осадочного чехла представлен терригенными отложениями юры, мела, палеогена–неогена. Мощность осадочного выполнения этой впадины увеличивается от п-ова Тактояктук на северо-восток под воды моря Бофорта, где, по данным геофизики, она превышает в наиболее погруженной части 10 км. Столь интенсивное прогибание впадины в этом районе происходило в кайнозое. В пределах впадины, по гравиметрическим и сейсмическим данным, было установлено более чем 100 диапировых куполовидных структур, видимо являющихся соляными куполами. Возраст соли, вероятно, древнее мела, но моложе палеозойских галогенных пород, встречающихся в куполах соседней впадины Свердруп.

Следующей к востоку от впадины Бофорта в перикратонном обрамлении Гиперборейской платформы расположена впадина Свердруп. На северо-востоке она ограничена раннепалеозойской – каледонской складчатостью Северного Элсмира, на востоке, юге и западе – позднепалеозойской складчатостью Франклинского складчатого пояса.

Впадина Свердруп имеет вид овала длиной около 600 км. Она выполнена песчано-глинистыми осадочными породами мезозоя и кайнозоя, а также глинистыми и эвапоритовыми образованиями пермо-пенсильванского возраста, общей мощностью 9–12 км, по некоторым данным, даже 14–18 км в восточной части, 7–9 км в западной, 3 км в центральной части, где расположено поднятие Эллеф-Рингнес. В осевой части впадины разрез полный, а в краевых ее частях наблюдаются перерывы, особенно в нижних частях разреза – в отложениях пермо-пенсильванского возраста. В вышележащих частях разреза значительных перерывов не наблюдается, за исключением предпалеогенового.

В формационном отношении мезозойско-палеогеновый разрез впадины Свердруп состоит из чередования морских терригенных и континентальных формаций. Первые сложены в основном темными глинами в центральной части впадины и обогащены песчаными прослоями на ее периферии и в основании разреза. Вторые по составу являются песчано-глинистыми и большей частью угленосными.

Для впадины Свердруп характерны диапировые купола и антиклинали с гипсо-ангидритовыми ядрами (рис. 50), возможно солью пермо-пенсильванского возраста. Эти структуры широко развиты в осевой части впадины, на о-ве Аксель-Хейберг. В Свердрупской впадине отмечено около 70 диапировых структур. Примечательно, что соляная тектоника могла проявиться



Р и с. 50. Региональный поперечный разрез Канадских арктических островов [42а]
1 – залежи нефти и газа; *2* – эвапориты; *3* – докембрий

лишь там, где в кровле соли залегают глинистые породы, а не массивные известняки. Интенсивное проявление диапиризма связывается с тектонической активизацией в кайнозое, приведшей к образованию складок, нередко осложненных взбросо-надвигами.

Складчатый пояс Франклин протягивается к северу от о-ва Пири, к югу от о-ва Элсмир, далее через острова Батерст Мелвилл, пересекает северо-западную часть о-ва Банкс и часть дельты р. Маккензи. Крайнюю северо-восточную часть складчатого пояса Франклина, в северной части о-ва Элсмир, ряд исследователей выделяют как раннепалеозойскую, возможно, каледонскую складчатость, продолжающую каледониды Гренландии и часто в геологической литературе носящую название складчатой области Северный Элсмир. Отложения, слагающие эту область, представлены породами от протерозойского до палеоген-неогенового возраста, с крупными перерывами в осадконакоплении между протерозоем и ордовиком, ордовиком и пермо-карбоном, пермо-карбоном и мелом, мелом и палеоген-неогеном. Разрез в основании представлен полимиктовыми песчаниками, глинистыми сланцами и известняками, прорванными интрузиями, выше по разрезу лежат конгломераты, граувакки, вулканические лавы и туфы, глинистые сланцы, песчаники. Метаморфизованность всего разреза отложений очень высокая.

Вся остальная часть пояса Франклин – это позднепалеозойская складчатость, которая в современном структурном плане представляет собой систему сложно построенных структур миогеосинклинальной области Пири, Элсмир, Парри, Банкс–Маккензи. Резкое изменение простирания складчатых структур от субмеридионального до субширотного говорит об обтекании ими жесткого погруженного блока фундамента, над которым в современном структурном плане расположена впадина Свердруп.

Отложения, слагающие эту систему складчатости, имеют разный возраст и разную мощность. Складчатые структуры областей Пири и Элсмир сложены породами от протерозоя до палеоген-неогенового возраста и представлены преимущественно карбонатными разностями с прослоями песчаников, глинистых сланцев и вулканических пород. Эти отложения смяты в протяженные меридиональные складки, часто осложненные взбросами и надвигами. В складчатой области Парри разрез представлен отложениями от кембрий-ордовикского до позднедевонского возраста, сложенными карбонатными, песчаными и глинистыми породами. В этой зоне широко

развиты субширотно вытянутые складки, сложенные нижне-среднепалеозойскими карбонатными породами. В сторону Канадской платформы интенсивность складчатости затухает. Узкие антиклинали сменяются более просто построенными структурами и пологими сводами. Складчатая область Банкс–Маккензи, составляющая юго-западную ветвь складчатого пояса Франклин, погребена под маломощным чехлом отложений неоген-палеогенового возраста в районе о-ва Банкс, залива Ливерпул и о-ва Эскимо, а в долине р. Маккензи складчатый пояс перекрыт более мощным осадочным комплексом преимущественно мезозойского возраста.

Следует отметить наличие крупных дизъюнктивных нарушений, пронизывающих всю толщу разреза складчатого пояса Франклин вплоть до палеоген-неогеновых отложений. Они широко развиты вдоль границы складчатого пояса и впадины Свердруп. Часто по ним фиксируется внедрение магматических пород. Их образование связывают с кайнозойскими движениями. Однако не исключено, что они отражают древние разломы, отграничивающие складчатость от впадины Свердруп.

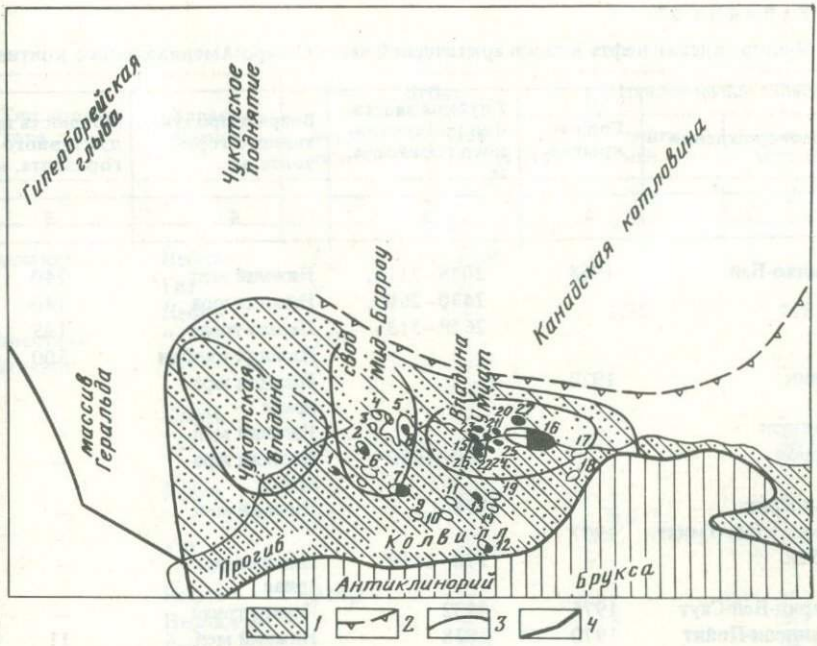
Северная часть докембрийской Канадской платформы на западе граничит с Канадскими Кордильерами, на севере – со складчатым палеозойским поясом Франклин, отделенным от платформы региональным глубинным швом, и на востоке омывается водами Атлантического океана. Часть плиты, лежащая севернее регионального шва и примыкающая к складчатому поясу Франклин, соответствует краевому прогибу.

Мезозойский складчатый пояс Аляски и Канады подразделяется на мио- и эвгеосинклинальные области. Миогеосинклинальная область представлена антиклинориями Маккензи и Брукса и продолжением последнего на запад – Новосибирско-Чукотской складчатостью. Она сложена карбонатными палеозойскими и терригенными мезозойскими породами, испытавшими интенсивные деформации в позднемеловое и палеогеновое время. Эти деформации привели к формированию линейно вытянутых складок и ограничивающих их разрывных нарушений.

Судя по профильным разрезам Л.Дж. Мартина [5], в миогеосинклинальной области выходят архейские породы фундамента, сменяемые в краевых частях кембрийскими и позднекембрийскими образованиями, породами ордовика и карбонатными отложениями силура – среднего девона, а также сланцами и песчаниками верхнего девона с рифовыми карбонатными линзами. Выше по разрезу залегают песчаники, сланцы и карбонатные породы от миссисипского до пермского возраста. Мощность силурийских, девонских и каменноугольных пород достигает 4500 м. В разрезе отсутствуют нижне- и среднетриасовые отложения, а пермские, верхнетриасовые, юрские отложения и самые нижние горизонты мела относительно маломощны и распространены незначительно. В самом верху разреза лежат маловые сланцы и песчаники.

На основании установленных перерывов в осадконакоплении и выявленных угловых несогласий на этой территории выделены четыре орогенические фазы: 1) древняя позднедокембрийская; 2) на границе среднего и позднего девона; 3) раннепенсильванская; 4) раннемеловая.

Нефтегазоносность. Изучение геологического строения, истории геологического развития и результатов большого объема поисково-разведочных работ в арктических районах Северо-Американского континента позволило



Р и с. 51. Нефтегазоносный бассейн арктического склона Аляски

1 — нефтегазоносные бассейны; *2* — гравитационная ступень; *3* — границы нефтегазоносных бассейнов; *4* — глубинные разломы. Остальные Условные обозначения см. на рис. 5.

Месторождения: 1 — Каолок; 2 — Топогорак; 3 — Саут-Барроу; 4 — Барроу; 5 — 4ВМФ США; 6 — Мид; 7 — Оумалик, 8 — Симпсон; 9 — Титалик; 10 — Вульф-Крик; 11 — Скважайер-Лейк; 12 — Грандстанд; 13 — Умиат; 14 — Губик; 15 — Фиш-Крик; 16 — Прадхо-Бей; 17 — Кевик; 18 — Кемик, 19 — Ист-Умиат; 20 — Пойнт-Сторкерсон; 21 — Вест-Сак-Ривер; 22 — Ист-Угну; 23 — Симпсон-Лагун; 24 — Угну; 25 — Кевирак; 26 — Милн-Пойнт; 27 — Сег-Дельта

дать оценку нефтегазонакопления в седиментационных бассейнах этого региона с выделением нефтегазоносных бассейнов.

В регионе выделяются три нефтегазоносных бассейна, приуроченные к крупным отрицательным структурам Гиперборейской платформы: арктического склона Аляски, впадин моря Бофорта и Свердруп.

Нефтегазоносный бассейн арктического склона Аляски располагается в пределах западной и юго-западной окраин Гиперборейской платформы [26, 30, 45–47]. В бассейне основными структурными элементами являются прогиб Колвилл и впадины Умиат и Чукотская, разделенные поднятием Барроу-Мид. Бассейн выполнен фанерозойскими образованиями мощностью 7–8 км. В настоящее время установлена нефтегазоносность следующих отложений: известняков Лисберн (миссисипского возраста), песчаников Седлерочит (пермо-триас), песчаников Сэг-Ривер (нижняя юра) и песчаников Купарук (нижний мел). В 40-х – 50-х годах в этом бассейне было открыто 12 небольших месторождений нефти и газа, к настоящему же моменту известно 27 месторождений (рис. 51). В основном это небольшие месторождения с извлекаемыми запасами нефти 1,7–17 млн. т, газа 0,5–700 млрд. $м^3$ (табл. 27).

Таблица 27

Месторождения нефти и газов арктической части Северо-Американского континента

Месторождение	Год открытия	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта, м	Мощность продуктивного горизонта, м
1	2	3	4	5
Прадхо-Бей	1968	2028–2118, 2430–2605, 2628–3135	Нижний мел Нижняя юра Пермо-триас Нижний карбон	240 140 195 500
Кевик	1970	–	Нижняя юра–триас	–
Симпсон	–	–	Нижний мел	–
Барроу	–	700–1080	Нижняя юра–триас	–
Фиш-Крик	–	914	Нижний мел	–
Умиат + Ист-Умиат	1967	–	”	–
Губик	–	270–1130	Нижняя юра–триас	–
Гуирид-Бей-Саут	1975	3732	Пермо-триас	–
Аткинсон-Пойнт	1970	1838	Нижний мел	11
Таглу	1971	2490	Эоцен	–
Адго	1975	684–1752	Третичный	–
Ниглинтгак	1975	795–2160	”	–
Дрейк-Пойнт	1969	1098–1159	Юра–триас	27,5
Хекла	1971	930–1500	”	15–20
Кинг-Кристиан	1970	2970	”	–
Яя	1973	1740–2730	Третичный	–
Парсонс	1973	3572	”	–
Бент-Хорн	1976	3009	Нижний палеозой–карбон	–
Уэст-Хекле	1975	1047–1050	Юра	–
Ист-Дрейк	1975	1020	”	–
Саут-Барроу	–	–	Нижняя юра–триас	–
Къюмак	1975	1200–3000	Мел	–
Иниджак	1975	–	–	–
Мейоджик	1974	–	–	–
Айвик	1974	–	–	–
Кучпик	1974	–	–	–
Улпук	1974	3650	–	–
Гарри	1976	1710–2880	–	–
Титалик	1973	3660	Третичный	–
Милн-Пойнт	1980	2921	–	–
Гвайдер-Бей	1981	–	–	–
Сег-Дельта	1977	3669–3749	Нижняя юра–пермо-триас	–
Копаноар	1979	1800–3390		76
Исунгнак	1980	3018	–	–
Скейт	1981		Верхний триас	480

Тип коллектора	Характер флюида	Дебит		Извлекаемые запасы	
		нефти, тыс. т/сут	газа, тыс. $м^3$/сут	нефти, млн. т	газа, млн. $м^3$
6	7	8	9	10	11
Песчаник	Нефть	530	1100		
"	Газ	–	–		
"	Нефть	–	–	1,35	728
Известняк	"	159	–		
Песчаник	Газ	–	–	–	–
"	Нефть	–	–	1,7	–
"	Газ	–	–	–	700
"	Нефть	1,4	–	–	–
"	"	55	–	9,6	–
"	Газ	–	–	–	8,5
"	Нефть	314,1	–	–	–
"	Нефть/газ	–	–	–	–
"	Газ	–	793	–	96,3
"	Нефть/газ	–	–	–	–
"	"	260	430	13	30
"	Газ	–	–	–	–
"	"	–	–	–	–
"	Газ/конденсат	–	–	–	300
"	Газ	–	312	–	–
"	"	–	–	–	–
"	Нефть	715–4050	–	27–40	–
"	Газ	–	238	–	–
"	"	–	–	–	–
"	Нефть/газ	–	–	–	–
"	"	–	–	–	–
"	Газ	–	–	–	–
"	Нефть/газ	–	–	–	–
"	Газ	–	–	–	–
"	"	–	–	–	–
"	"	–	–	–	–
"	Нефть/газ	1166	476–3872	–	–
"	Газ	–	–	–	–
–	Нефть	277	–	–	–
Песчаник	Нефть/газ	396	76	–	–
"	Нефть	594	–	–	–
"	Нефть/газ	811–1650	–	135–274	–
–	"	325	–	–	–
Песчаник	"	99,6–105	165–204	38,4	

Таблица 27 (окончание)

1	2	3	4	5
Сиско	1981	1646–1657	Триас	8
Мак-Лин	1981	–	Верхний триас	–
Коакоак	1980	–	–	–
Уайтфиш	1979	1667–1690 2077–2126	Нижняя юра–триас	33
Флеймент-Айленд	1980	–	–	–
Пойнт-Томпсон-Юнит	1980	–	–	–
Некторалик	1977	2259–2700	Верхний палеоген	–
Укалерк	1977	3000	Олигоцен	"
Нетсерк	–	3600	–	–
Нерлерк	1980	4350	–	–
Купарук	1976	–	–	–
Тарсьют	1980	1391	–	48
Тор	1970	–	Юра–триас	–
Кристофер-Бей	1970	–	"	–
Джексон-Бей	1970	–	"	–
Уоллис	1970	–	"	–

В 1968 г. в прибрежной части впадины Умиат было открыто одно из крупнейших месторождений мира – Прадхо-Бей с извлекаемыми запасами нефти 1,35–2,7 млрд. т, газа 728 млрд. м^3 [6]. Месторождение Прадхо-Бей приурочено к крупной антиклинальной складке, расположенной на северном платформенном крыле передового прогиба Колвилл. Породы фундамента в этом районе сильно дислоцированы, и вся толща осадочных пород залегает на них с резким несогласием. Осадочный чехол четко подразделяется на два комплекса, слагающих два самостоятельных структурных этажа, разделенных эрозионным и структурным несогласиями. Нижний комплекс сложен каменноугольными, пермо-триасовыми, юрскими и нижнемеловыми отложениями. В нем сосредоточены все нефтяные и газовые залежи этого месторождения. Верхний структурный этаж – от нижнемеловых и до третичных образований – представлен аргиллитами, песчаниками с резкими прослоями вулканических туфов в нижней части разреза. Мощность этажа 2050–2650 м.

Каменноугольные отложения (миссисипий и пенсильваний) объединены в группу Лисберн, сложенную преимущественно известняками и доломитами. Эта толща представляет собой нижний нефтеносный горизонт. Выше залегают два продуктивных пласта пермо-триасового возраста, объединенные в группу Прадхо-Бей. Нижний пласт – свита Садлерочит – обладает наиболее высокой промышленной нефтеносностью и сложен высокопористыми песчаниками мощностью до 180 м. Верхний пласт – свита Сэг-Ривер – газоносен и сложен тонкозернистыми глауконитовыми песчаниками и алевролитами мощностью 10 м. Оба пласта разделяются толщей глинистых известняков и сланцев мощностью 12–45 м.

6	7	8	9	10	11
"	Нефть/газ/ конденсат	513	271,6–738	135–137	–
"	Нефть	–	162,4	–	–
–	–	–	–	276–685	–
Песчаник	Газ/конден- сат	–	410–1200	–	115–145–300
–	Нефть/газ/ конденсат	–	–	–	–
–	"	–	–	–	–
Песчаник	"	–	–	–	–
"	Нефть/газ	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–
–	Нефть	10960	–	–	–
"	"	125	89,6	–	48
Песчаник	Газ	–	–	–	80
"	Газ/конден- сат	–	–	–	20
"	"	–	–	–	40
"	"	–	–	–	140

На пермо-триасовых отложениях залегают юрские глины и алевролиты мощностью около 540 м. Разрез нижнего структурного этажа завершается нижнемеловой свитой Купарук-Ривер. Это самые молодые продуктивные пласты месторождения Прадхо-Бей, которые представлены песчаниками, переслаивающимися с глинами. Мощность этой свиты до 240 м.

Все залежи, вскрытые на месторождении Прадхо-Бей, относятся к структурно-стратиграфическому типу. Они приурочены к ловушкам, образовавшимся в результате сочленения структурного носа с зонами срезания каменноугольных, триасовых и нижнемеловых продуктивных горизонтов нижнемеловой поверхностью несогласия, перекрытых отложениями верхнего осадочного комплекса.

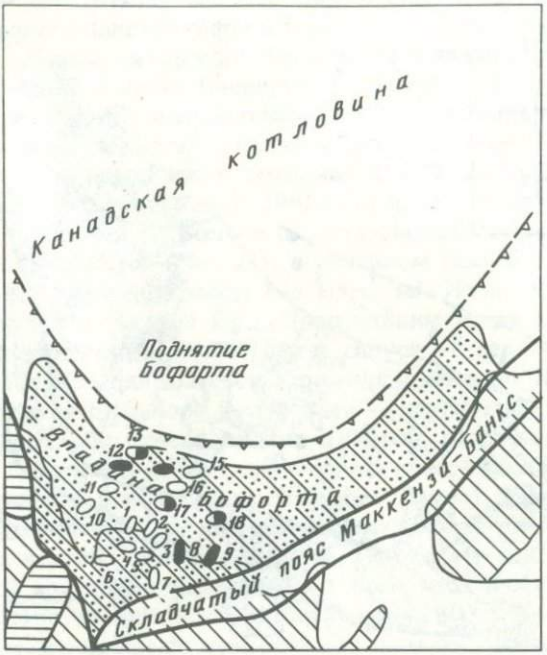
В 1982 г. на месторождении Прадхо-Бей было добыто нефти 75 млн. т. По извлекаемым запасам нефти это самое крупное месторождение Северной Америки, занимающее четвертое место в ряду супергигантских месторождений нефти мира. Характеристика каждой залежи в отдельности приведена в табл. 27.

Одной из перспективных на поиски нефти и газа слабоизученных территорий арктического склона Аляски является "Национальный нефтяной резерв Аляски". Он расположен на северном склоне Аляски, к западу от крупнейшего нефтегазового месторождения Прадхо-Бей. Площадь его территории 95,8 тыс. км^2. С 1923 г. за ним установлен федеральный правительственный контроль. Здесь был открыт целый ряд нефтяных и газовых месторождений, но промышленной добычи не проводилось. Долгое время это был нефтяной резерв, так называемый 4 ВМФ. Потенциальные ресурсы этой территории, по последним подсчетам, проведен-

ным экспертами Министерства внутренних дел США в июле 1980 г., оценены от 75 (при 95% вероятности их обнаружения) до 2135 млн. т нефти (при 5% вероятности их открытия). Аналогичные оценки геологических ресурсов газа изменяются от 72 до 7750 млрд. $м^3$. Нефтегеологическое районирование территории Национального нефтяного резерва Аляски показало, что его юго-восточная часть, в районе месторождения Умиат, более перспективна, чем западная часть, граничащая с Чукотским морем. Несмотря на разную степень точности оценки запасов углеводородов, все же извлекаемые запасы нефтегазоносного бассейна арктического склона Аляски, по данным Геологической службы США, не учитывая месторождения Прадхо-Бей, составляют 320 млн. т нефти и 112 млрд. $м^3$ газа. Степень изученности территории – одна скважина на 4000 $км^2$. В последние годы выявлен ряд высокоперспективных площадей в непосредственной близости от месторождения Прадхо-Бей на суше и в акваториях. Это площадь Даг-Айленд – Сег-Дельта, расположенная восточнее месторождения, Флаксмен-Айленд-Пойнт-Томсон, Милн-Пойнт, Купарук-Ривер и др. На этих площадях установлено наличие значительных скоплений углеводородов промышленного значения, связанных с песчаниками Саддлерочит, Купарук и Лисберн. В декабре 1981 г. вошло в разработку месторождение Купарук. В 1982 г. добыча нефти на нем была на уровне 10 960 т/сут, около 4 млн. т за год. В 1983 г. на арктическом склоне Аляски планируется бурение скважин на искусственном гравийном острове при глубине моря 12 м. Основными объектами поисково-разведочных работ для нефтяных компаний в рассматриваемом районе являются мелководные песчаники Седлерочит, Купарук и Лисберн. Прирост запасов нефти и газа ожидается также за счет открытий более глубоко залегающих залежей и сложных ловушек в зоне поддвигов.

Нефтегазоносный бассейн Бофорта, как и предыдущий, располагается в пределах южной окраины Гиперборейской платформы. В течение двух осадочных циклов регрессивного типа в меловом и третичном времени сформировался осадочный чехол бассейна мезозойско-кайнозойского возраста, мощностью от 8–10 км. Поисково-разведочные работы в этом регионе начались примерно с конца 60-х годов [10–18, 23, 24, 29, 31, 33, 36, 42]. За последнее десятилетие в пределах шельфа моря Бофорта и дельты р. Маккензи было открыто 18 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений (рис. 52). Размеры месторождений от средних до крупных, с запасами до 274 млн. т. нефти (Копаноар) и 100 млрд. $м^3$ газа (Таглу) (см. табл. 27). Залежи третичного и мезозойского возраста представлены терригенными коллекторами.

Наиболее благоприятные ловушки в бассейне могут быть связаны с глубоко погруженными поднятиями. Диапировые купола, закартированные в прибрежной части моря, указывают на перспективность структур, рост которых совпадает по вермени с процессами генерации и миграции углеводородов. В этом бассейне выявлены в основном газовые месторождения. Нефтегазоносный бассейн Бофорта по содержанию жидких и газообразных углеводородов можно разделить на три района. Районы западной части береговой низменности представляют собой часто газоносную область, встречены даже залежи сухого газа. В третичных отложениях северной части района дельты р. Маккензи и прилегающей акватории



Р и с. 52. Нефтегазоносный район Бофорта

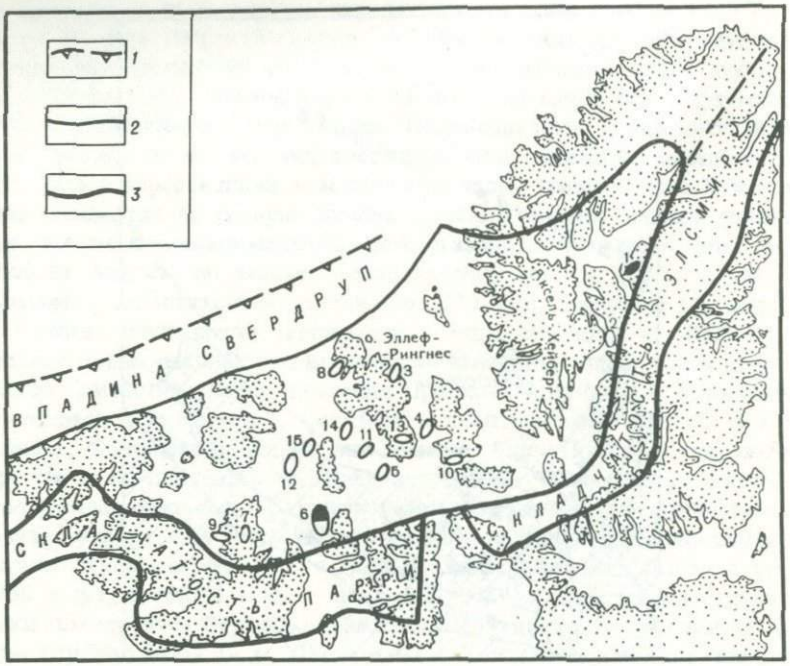
Условные обозначения см. на рис. 5 и 51. Прямой и косой штриховкой показаны краевые впадины.

Месторождения: 1 — Айвик; 2 — Малик; 3 — Атертак; 4 — Таглу; 5 — Яя; 6 — Ниглинтгак; 7 — Парсонс; 8 — Мейоджик; 9 — Аткинсон-Пойнт; 10 — Адго; 11 — Нетсерк; 12 — Тарсьют; 13 — Некторалик; 14 — Копаноар; 15 — Нерлерк; 16 — Коакоак; 17 — Исунгнак; 18 — Укалерк

выявлены газовые и газоконденсатные месторождения, а также отдельные скопления нефти. В районе п-ова Тактояктук и в соседних с ним районах обнаружены в основном нефтяные месторождения. Отмечается развитие богатых сапропелевых битуминозных зон в меловых отложениях полуострова.

Море Бофорта характеризуется небольшими глубинами (до 10 м) и длительными периодами развития льда. Первый песчано-гравийный о-в Иммерк был сооружен в дельте р. Маккензи в 1972 г. при глубине 3 м. Затем были пробурены четыре скважины с искусственных островов на структуре Адго, где было открыто нефтегазовое месторождение. Последний искусственный о-в Иссунгнак был создан при глубине моря 19,2 м, где открыто одноименное нефтегазовое месторождение в 1980 г.

В акваториях моря Бофорта и дельты р. Маккензи к 1982 г. пробурено 165 скважин. Стоимость одной скважины в море Бофорта оценена в 15—30 млн. долл. Предполагается, что здесь могут быть открыты крупные структуры, аналогичные Прадхо-Бей. Открыто 90 перспективных структур, в том числе 45 высокоперспективных. Ожидается, что к 1990 г. половина объема потребления нефти Канады будет обеспечиваться за счет месторождений, находящихся в море Бофорта. Потенциальные ре-



Р и с. 53. **Нефтегазоносный бассейн Свердруп**

Условные обозначения см. на рис. 5 и 51.

Месторождения: 1 — Ромулос; 2 — без названия; 3 — Панарктик-Галф; 4 — Кристофер-Бей; 5 — Кинг-Кристиан; 6 — Бент-Хорн; 7 — Дрейк-Пойнт; 8 — без названия (1976 г.); 9 — Хекла; 10 — Тор; 11 — Уоллис; 12 — Уайтфиш; 13 — Джексон-Бей; 14 — Скейт; 15 — Сиско

сурсы нефти только в структурных ловушках районов дельты Маккензи и моря Бофорта оценены в 4,5–9,6 млрд. т. Прогнозируется, что в 1985 г. добыча нефти на месторождениях моря Бофорта достигнет 102,5 тыс. т/сут [14]. Для достижения этой цели потребуется выявление и введение в разработку крупных месторождений при глубинах вод более 27 м.

Нефтегазоносный бассейн Свердруп *располагается в пределах* крупной краевой экзогональной впадины в юго-восточной части Гиперборейской платформы. Его площадь 1,7 млн. км^2. Разрез отложений, слагающих бассейн, пока изучен недостаточно, но в настоящее время известно, что в составе осадочного выполнения бассейна участвуют песчано-глинистые породы мезозойского и кайнозойского возраста, а также глинистые и эвапоритовые образования пермо-пенсильванского возраста. Общая мощность этих толщ 9–12 км, а по некоторых данным даже 14–18 км. Основным объектом разведки в настоящее время считаются мезозойские толщи, мощность которых достигает 10 км. Кайнозойские отложения, как правило, *выходят на дневную поверхность и, несмотря на то,* что их мощность в некоторых местах достигает 3 км, промышленное значение невелико. В результате третичного тектогенеза в этом бассейне были образованы целые серии антиклинальных и синклинальных структур, а также многочисленные диапировые структуры. Мощный комплекс осад-

ков в сочетании со структурным строением бассейна благоприятно сказывается при оценке и поисках нефти и газа.

Акватория и острова Канадского Арктического архипелага, составляющие нефтегазоносный бассейн Свердруп (площадью 1,7 млн. км^2), являются одной из наиболее перспективных, но слабо разведанных областей Канады. Поисково-разведочные работы ведутся в этом районе давно, однако относительно невысокими темпами [19–22, 25, 32–34, 39, 41]. Первая скважина была пробурена в 1961 г., а в 1969 г. открыто газовое месторождение Дрейк-Пойнт. Всего в нефтегазоносном бассейне Свердруп открыто 15 месторождений (рис. 53), в основном газовых, общие извлекаемые запасы которых составляют 876 млрд. м^3. Из них 90% в песчаниках верхнего триаса – нижней юры. Продуктивны также нижнемеловые отложения. В карбонатных коллекторах силура – девона обнаружена нефть на островах Мелвилл, Батерст, Корнуоллис, Элсмир, Камерон. Нефтяное месторождение Бент-Хорн (коллектор – карбонатная толща свиты Блу-Фьорд, девон) обнаружено на о-ве Камерон, отдельные продуктивные скважины дают нефть до 675 т/сут. Нефть обнаружена также и в терригенных битуминозных песчаниках Мэри-Бей (триас), песчаниках Кейп-Грасси (мел) и пермо-пенсильванских песчаниках п-ова Сабин [13].

Канада стала первой страной, начавшей бурение на шельфе за полярным кругом. В архипелаге устойчивый покров льда держится круглый год. Глубины моря велики, зачастую превышают 300 и даже 900 м. Бурение ведется с искусственно утолщенных плавучих льдин и ледовых платформ, опирающихся на дно моря. Применяются также искусственные острова из гравийной или алевритовой фракции и специальные буровые суда. С 1961 г. здесь пробурено 150 скважин. Общие потенциальные ресурсы газа в районе Арктического архипелага Канады оцениваются не менее чем в 9 трлн. м^3. Наиболее перспективны западные акватории. На основных газовых месторождениях Хекла и Дрейк-Пойнт в глубокозалегающих коллекторах содержится и нефть. Геолого-геофизические данные показывают, что в глубоководных частях бассейна могут быть открыты крупные месторождения.

Литература

1. *Атласов И.П., Вакар В.А., Дибнер В.Д.* и др. Новая тектоническая карта Арктики. – Докл. АН СССР, 1964, т. 156, № 6, с. 526–531.
2. *Егиазаров Б.Х.* Геологическое строение Аляски и Алеутских островов. М.: Недра, 1969. 152 с.
3. *Миллер Д., Пейн Т., Грик Д.* Геология нефтегазоносных провинций Аляски. М.: Гостоптехиздат, 1961. 220 с.
4. *Моделевский М.Ш., Толстой Н.С.* Геология и нефтегазоносность арктических и субарктических районов мира. М.: ВНИИОЭНГ, 1970. 85 с.
5. *Мартин Л.Дж.* Тектоника Северной Кордильеры. – В кн.: Кордильеры Америки. М.: Мир, 1967. 378 с.
6. *Рябухин Г.Е., Быков В.Ф.* Прудо-Бей – новый нефтяной гигант. – Геология нефти и газа, 1971, № 10, с. 48–52.
7. *Шатский Н.С.* О тектонике Арктики. – В кн.: Геология и полезные ископаемые севера СССР. – В кн.: Тр. I Геологоразведочной конференции Л.: Главсевморпуть, 1936, т. 1, с. 5–17.
8. *Юинг М., Хейзен Б.К.* Срединно-океанический хребет и его продолжение через Арктический бассейн. – В кн.: Геология Арктики. М.: Мир, 1964, с. 63–78.

9. Arctic Island gas reserves climbing but long way to pilot production. – Offshore Eng., 1980, Febr., p. 50–51.
10. *Boisard J.P.* La mer de Beaufort. – Petrole informs, 1981, № 1542, p. 33–37.
11. Canada's Beaufort, Arctic Islands, Atlantic frontiers look steadly better. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, № 8, p. 63–69.
12. Canadian exploration emphasizes frontiers. – Oil and GaJ., 1982, vol. 80, №28, p. 94, 96, 99–100.
13. Canada: Nature's riches from manmade islands. – Offshore Serv. and Technol., 1981, vol. 14, № 6, p. 199.
14. Canada pushing for 1985 production. – Offshore, 1980, vol. 40, № 5, p. 149, 151–154, 159.
15. *Dixon J., Snowdon L.R.* Geology and organic geochemistry of the Dome Hunt Nektoralik K-59 well, Beaufort Sea. – Pap. Geol. Surv. Canada, 1979, № 79-1 c, p. 85–90.
16. Dome chief: Beaufort to supply half Canada's oil. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, №48, p. 92.
17. Dome tells its story to the N t B. – Oilweek, 1981, vol. 32, № 1, p. 18.
18. Esso scores oil discovery in Canadian Beaufort Sea. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, N 27, p. 50.
19. First oilrecovered from wildcat in Arcti Islands. – Oil and Gas. J., 1980, vol. 78, № 18, p. 121.
20. Frontier exploration alive, drilling heads for count down. – Oilweek, 1981, vol. 32, №45, p. 28, 30, 32, 34.
21. *Gallagher J.P.* Arctic offshore development. – Ocean Industry, 1980, vol. 15, №4, p. 373–376, 461.
22. Gas strike completed in Arctic Islands. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, № 26, p. 44.
23. Geologists discuss Beaufort–Mackenzie basin. – Oil and Gas J., 1978, vol. 76, № 37, p. 104.
24. *Hetherington C.R., Franklin L.J.* Offshore drilling and production in deep ice covered waters. – In: Proc. 10th World petrol. congr., Bucharest, 1979. L. etc., 1980, vol. 3, p. 33–40.
25. High Arctic action beating up as exploration regains momentum. – Oilweek, 1979, vol. 30, № 21, p. 22–23.
26. Interior cuts oil, gas estimates in Alaskan NPR. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, № 30, p. 158.
27. *Jones P.B., Brache J., Lentin J.K.* The geology of the 1977 offshore hydrocarbon discoveries in the Beaufor–Mackenzie basin, N. W. T. – Bull. Canad. Petrol. Geol., 1980, vol. 28, № 1, p. 81–102.
28. *King R.E.* US reserves bolstered, Canada suffers a decline. – World Oil, 1982, vol. 194, № 6, p. 137–141, 143, 146, 150.
29. *Lane F.H., Jackson K.S.* Controls on occurrence of oil gas in the Beaufort–Mackenzie basin. – In: Facts and princ. World petrol. occurrence, conf., Calgary, June 26–28, 1978. Calgary, 1980, p. 489–507.
30. *Lantz R.J.* Brrow gas fields – North Slope, Alaska. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, № 13, p. 197–200.
31. *Moore W.D.* Technology for Beaufort Sea drilling advances on schedule. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, № 6, p. 78–80, 85, 86.
32. More Arctic discoveries. – Petrol. Econ., 1981, vol. 48, N5, p. 214–215.
33. More Beaufort incentives urged. – Oilweek, 1979, vol. 30, № 32, p. 37.
34. *Niering F.E., jun.* Oil and gas potential of Arctic. – Petrol. Econ., 1980, vol. 47, №8, p. 339–341.
35. *Oliver I., Ewing M., Press F.* Crustal structure of the Arctic regions from Lg phase. – Bull. Geol. Soc. Amer., 1955, №66, p. 125–127.
36. Open waters of Beaufort host major oil strike. – Oil and Gas J., 1979, vol. 77, № 38, p. 42.
37. Panarctic hails gas strike in Arctic Islands. – Oil and Gas J., 1979, vol. 77, №22, p. 58.
38. Panarctic may have major Arctic Islands oil find. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, №19, p. 205.
39. Panarctic scores third strike in high Arctic. – Oilweek, 1981, vol. 32, №13, p. 8.
40. *Rayer F.G.* Arctic Islands potential should justify high costs. – World Oil, 1979, vol. 188, № 5, p. 153–158.
41. *Rayer F.G.* Exploration prospects and future petroleum potential of the Canadian Arctic Islands. – J. Petrol. Geol., 1981, vol. 3, № 4, p. 367–412.
42. *Rhiness J.* Beaufort – ready for a market now? – Canad. Petrol., 1981, vol. 22, № 9, p. 62–64.
42a. *Rudkin R.A.* Petroleum potential of Arctic Canada. – J. Petrol. Technol., 1974, № 26, p. 143–149.
43. *Taillor I.* Rifting speculation of the

geology. – Oil and Gas J., 1967, vol. 65, № 39, p. 61–62.
44. Tarsuit A-25 biggest "maybe" of 1980. – Oilweek, 1980, vol. 31, N 26, p. 15.
45. *Wilson H.M.* Industry eyes big new search area in Alaska. – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, № 12, p. 43–46.
46. *Wilson H.M.* Alaska: Will it ever live up to its potential? – Oil and Gas J., 1980, vol. 78, № 49, p. 35–39.
47. *Wilson H.M.* Strikes confirmed on Alaska's North Slope. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, № 17, p. 120.

НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ОСНОВНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕДРАХ МИРОВОГО ОКЕАНА

Изученность осадочного чехла под дном Мирового океана еще недостаточна. Однако благодаря бурному развитию морских поисково-разведочных работ и глубоководному бурению появилась возможность целенаправленного изучения размещения ресурсов углеводородов на континентальных окраинах.

Окраины континентов в настоящее время остаются регионами на нашей планете, с которыми могут быть связаны надежды на открытия крупных скоплений нефтегазовых ресурсов. Исследования последних лет подтверждают обоснованность этих надежд. Открытие наиболее важных месторождений нефти и газа происходит на окраинах континентов, а уровень добычи нефти в этих регионах приближается к 1/3 от общемирового.

Имеющиеся по шельфам данные об извлекаемых запасах углеводородов разрозненны. Зачастую в публикациях по одному и тому же региону приводятся разные значения, поскольку постоянно идет уточнение оценок запасов в связи с открытиями новых месторождений. В течение многих лет эти разрозненные данные по нефтегазоносности акваторий, заимствованные из многочисленных зарубежных и отечественных источников [1, 5, 18, 19], соответствующе обрабатывались и обобщались.

Текущее состояние фактического материала позволяет рассмотреть особенности распределения извлекаемых запасов нефти и газа в разрезе фанерозоя, в литологически разнотипных осадках, а также охарактеризовать в сравнительном плане распределение в разрезе осадочного чехла континентальных окраин нефтегазовых ресурсов и концентраций рассеянного органического вещества.

РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В РАЗРЕЗЕ ФАНЕРОЗОЯ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Углеводородные ресурсы по окраинам материков распределены крайне неравномерно. Это касается как географического распределения, так и приуроченности к различным по возрасту комплексам отложений.

Хотя извлекаемые запасы нефти в недрах акваторий оцениваются примерно в 80 млрд.т, газа 30–40 трлн.м^3, однако объем имеющихся сейчас достоверных данных о стратиграфической приуроченности извлекаемых запасов углеводородов на континентальных окраинах составляет по нефти

Таблица 28

Извлекаемые запасы нефти и газа на шельфах океанов

Шельфы океанов	Нефть, млрд т	Газ, трлн. м^3
Атлантического	17,9	8,4
Индийского	27,6	12,7
Тихого	5,7	2,8
Северного Ледовитого (Северо-Американский континент)	3,8	3,1
Всего:	55	27

55 млрд.т[1], по газу 27 трлн.м^3 (табл. 28–31). На основе систематизации упомянутых данных составлены графики на рис. 54, 55. Из анализа графиков видно, что четкий максимум запасов нефти приходится на комплекс отложений нижнего мела. Ясно выделяются два минимума, один из них тяготеет к верхней границе палеогена, другой – отвечает триасовым образованиям.

В разрезе фанерозоя континентальных окраин максимальные величины запасов газа выявились в пермских отложениях, а весьма низкие – в верхнемеловых. Запасы углеводородов в разновозрастных горизонтах, выраженные в процентах от общего объема имеющейся информации, показаны в табл. 30.

Размещение запасов нефти и газа в недрах разных акваторий, как видно из табл. 31, существенно неравномерное. Из общего количества доказанных ресурсов углеводородов по всем акваториям мира на долю Атлантического и Индийского океанов приходится 7/8 и лишь 1/8 – на долю наиболее обширной площади осадочных бассейнов периферии Тихого океана. Нельзя считать, что данное обстоятельство отражает относительно слабую изученность Тихого океана. Вероятной причиной такой неравномерности является геологическая специфика сочленения океанов с континентами и обусловленные этим особенности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

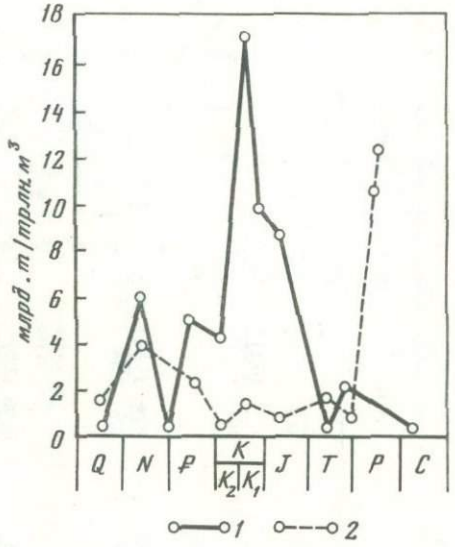
В системе структур I порядка периферии океанов при всем их многообразии принято выделять два основных типа – пассивные и активные континентальные окраины.

Пассивные окраины, рассмотренные почти повсеместно по периферии Атлантического и Индийского океанов, отличаются развитием зон продольных, субпараллельных очертаниям материков разломов, обусловивших ступенчато-блоковое строение фундамента и возникновение заполненных осадочными толщами горстов и грабенов. Для материковых окраин пассивного типа характерен резкий контакт между океаническим и континентальным блоками земной коры, формирование структур при преобладании условий геодинамического растяжения, отсутствие активного современного вулканизма и сейсмичности. Основными районами в их пределах являются

[1] Здесь учитываются извлекаемые запасы нефти и газа северо-американского сектора Северного Ледовитого океана. Поскольку данный регион недостаточно изучен, то далее в тексте и в табл. 30, 31 эти данные отдельно не приводятся.

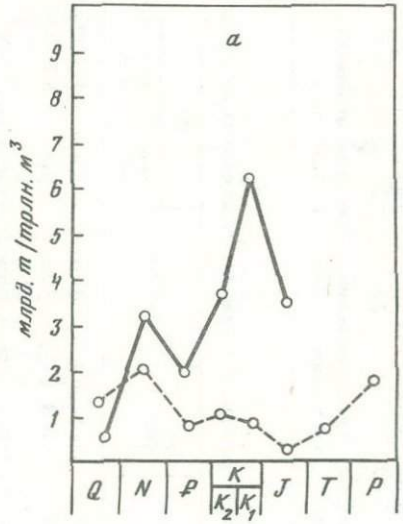
Р и с. 54. Распределение запасов нефти и газа в разновозрастных отложениях Мирового океана

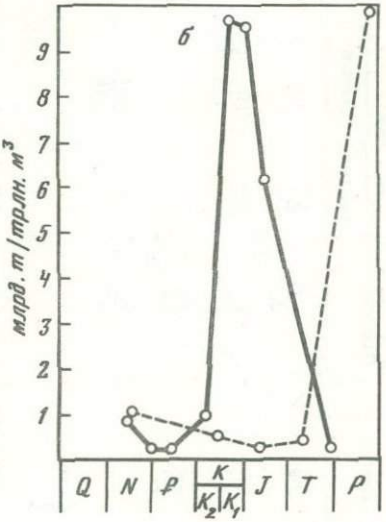
1 – нефть; *2* – газ



Р и с. 55. Распределение запасов нефти и газа в осадочном чехле Атлантического (*а*), Индийского (*б*) и Тихого (*в*) океанов

Условные обозначения см. на рис. 54





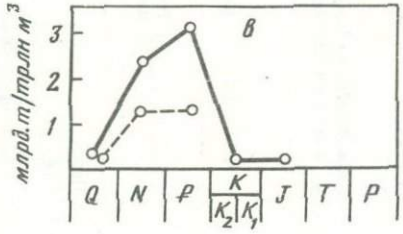


Таблица 29. **Извлекаемые запасы нефти и газа в разрезе фанерозоя Мирового океана**

Шельф океана	Плейстоцен	Неоген	Палеоген	Мел		Юра	Триас	Пермь	Карбон
				верхний	нижний				
Атлантического	0,3 / 1,2	3,2 / 2	1,8 / 0,7	3,7 / 1	5,8 / 0,7	3,1 / 0,3	– / 0,6	– / 1,9	–
Индийского	–	0,9 / 0,9 (0,14) * / –	0,1 / –	0,9 / –	10 / 0,45 (9,8) * / 0,1	5,7 / –	– / 0,4 (0,1) * / –	– / 10,82	
Тихого	0,1 / 0,1	2,5 / 1,3	3,1 / 1,4	–	–	0,01 / –	–	–	–
Северного Ледовитого (*Северо-Американский континент*)	–	–	0,56 / 0,7	–	1,11 / 0,46	0,05 / 0,6	0,06 / 0,6 (1,9) * / 0,74	–	0,14 / –
Всего:	0,4 / 1,3	6,6 / 4,2 (0,14) * / –	5,6 / 2,8	4,6 / 0,3	16,9 / 1,6 (9,8) * / 0,1	8,8 / 0,9	0, 06 / 1,6 (2,0)* / 0,74	– / 12,7	0,14 / –

* Запасы, приуроченные к стратиграфически переходным комплексам отложений.

Примечание. Числитель – нефть, млрд. т, знаменатель – газ, трлн. м³.

Таблица 30. **Запасы углеводородов в разновозрастных отложениях Мирового океана, %**

Углеводороды	Плейстоцен	*Неоген*	*Палеоген*	Мел		Юра	Триас	Пермь	Карбон
				верхний	нижний				
Нефть	0,8	12,2 0,2*	10,5	8,4	30,5 17,4*	17,3	0,01 3,5*	–	0,2
Газ	4,9	16,2	10,3	1,3	6,2 0,4*	3,4	6,2 2,9*	48,2	–

* Запасы, приуроченные к стратиграфически переходным комплексам отложений.

Таблица 31

Размещение извлекаемых запасов нефти и газа в разновозрастных отложениях океанов

Шельф	Плейстоцен	Неоген	Палеоген	Мел		Юра	Триас	Пермь
				верхний	нижний			
Атлантический океан								
Восточной Канады	–	–	0,03 0,01	–	0,7 0,6	–	–	–
Мексиканского залива	0,3 1,2	1,2 0,9	0,3 –	0,5 0,1	3,2 –	0,2 –	–	–
Карибского моря	–	1,3 0,6	1,5 0,2	1,5 –	–	–	–	–
Бразилии	–	0,1 –	0,04 0,02	0,3 –	1,2 0,1	–	–	–
Северного моря	–	–	0,3 0,5	0,8 0,6	–	2,9 0,3	– 0,6	– 1,9
Гвинейского залива	–	0,4 0,2	–	0,1 0,3	0,4 –	–	–	–
Юго-Западной Африки	–	0,1 0,3	–	0,5 –	0,3 –	–	–	–
Всего	17,9 8,4							
Индийский океан								
Красного моря	–	0,6 0,12	0,1 –	0,1 –	–	–	–	0,1* –
Персидского залива	–	– –	(0,14)* –	0,8 –	9,5 –	(9,8)* 0,1	5,7 –	– 10,8
Аравийского моря	–	0,3 0,5	–	–	–	–	–	–
Западного побережья Австралии	–	– 0,3	–	–	0,5 0,45	0,02 –	– 0,4	– 0,02
Всего:	27,6 12,7							
Тихий океан								
Залива Кука	–	– 0,2	0,2 0,01	–	–	0,01 –	–	–
Прибрежной части Калифорнии	0,1 0,1	0,7 0,3	0,6 –	–	–	–	–	–
Гуаякильского залива	–	–	1,1 0,4	–	–	–	–	–
Тасманова моря и Басова пролива	–	–	0,6 0,5	–	–	–	–	–

Таблица 31 (окончание)

Шельф	Плейстоцен	Неоген	Палеоген	Мел		Юра	Триас	Пермь
				верхний	нижний			
Залива Папуа	–	0,12 / 0,3	–	–	–	–	–	–
Морей Яванского, Сулавеси и Макасарского пролива	–	0,7 / 0,1	0,5 / 0,3	–	–	–	–	–
Южно-Китайского моря	–	0,9 / 0,3	0,1 / 0,2	–	–	–	–	–
Японского моря	–	0,04 / 0,1	–	–	–	–	–	–
Всего	5,7 / 2,8							

* Запасы, приуроченные к стратиграфически переходным комплексам отложений.
Примечание. Числитель – нефть, млрд. т, знаменатель – газ, трлн. м^3.

в Атлантическом океане Мексиканский, Гвинейский заливы, западноафриканские окраины, Бразилия, Северное море, атлантическая окраина Канады, в Индийском океане – Персидский залив, Аравийское море, район Красного моря и западная окраина Австралии. В то же время на огромных по протяженности участках пассивных окраин не открыты до настоящего времени сколько-нибудь крупные скопления нефти и газа. К таковым относятся окраины Северной Африки, Восточной Африки, Южной Австралии, Аргентины, Северной Бразилии и Суринама, атлантической окраины США и Антарктиды (см. рис. 1).

Активный, или тихоокеанский, тип окраины характеризуется сложным тектоническим строением, предопределенным структурами геодинамического сжатия, активным современным вулканизмом и сейсмичностью.

Существенные различия в геолого-геофизических и геохимических условиях недр периферии Атлантического и Индийского океанов, с одной стороны, и Тихого океана – с другой, – главная причина выявляющегося значительного несоответствия объемов ресурсов нефти и газа и их распределения в разрезах материковых окраин разных типов (см. рис. 54). Как видно на рисунке, запасы нефти и газа в недрах пассивных окраин обнаружены в отложениях широкого стратиграфического диапазона – от неогена до перми включительно. На активных материковых окраинах запасы в основном сосредоточены в толще кайнозоя. Отсюда очевидна и значительная роль пассивных континентальных окраин. На графиках (см. рис. 55), построенных для пассивных континентальных окраин Атлантического и Индийского океанов, максимум запасов нефти отмечается в отложениях мелового (преимущественно раннемелового) возраста. Такое положение максимума просле-

живается и по отдельным нефтегазоносным регионам (см. табл. 31). Относительно высокими значениями запасов отличаются также неогеновые отложения, незначительные величины приходятся на палеогеновые отложения. Что же касается запасов газа, то его максимум, как указано выше, приурочен к пермским образованиям, а минимум – к палеогеновым.

На активных континентальных окраинах (см. рис. 55) относительный максимум запасов нефти и газа отмечается в палеогеновых отложениях. Весьма низкие их величины характеризуют юрские отложения.

Таким образом, анализ характера размещения извлекаемых запасов углеводородов по стратиграфическим подразделениям осадочной толщи Мирового океана приводит к следующим выводам: 1) основные запасы нефти и газа залегают на пассивных континентальных окраинах [2]; 2) максимальные ресурсы нефти (около 40%) выявлены в нижнемеловых и юрских отложениях, газа – в пермских образованиях; 3) эти толщи, по-видимому, следует в первую очередь рассматривать как наиболее перспективные для обнаружения нефтяных и газовых месторождений.

РАЗМЕЩЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В ЛИТОЛОГИЧЕСКИ РАЗНОТИПНЫХ ОСАДКАХ

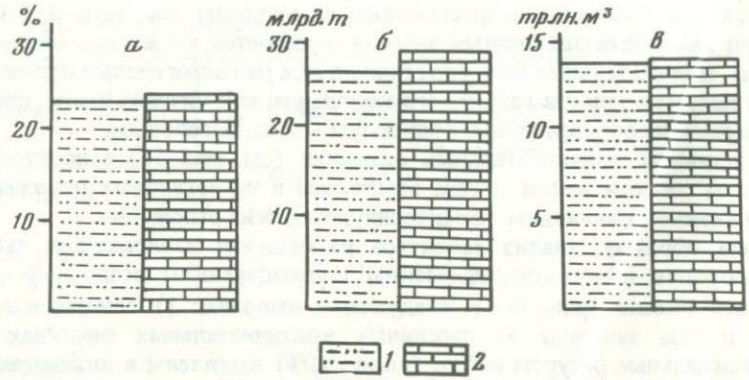
Весь имеющийся объем извлекаемых запасов нефтегазовых ресурсов в недрах Мирового океана, приуроченных к определенным стратиграфическим комплексам пород, как упоминалось выше, составляет по нефти 55 млрд.т., по газу 27 трлн. м^3. Этот объем углеводородов, залегающий на материковых окраинах, размещен в основном в двух литологических раз-

Таблица 32

Запасы нефти и газа в литологически разнотипных коллекторах материковых окраин океанов

Океан	Типы коллекторов		
	терригенные	карбонатные	терригенно-кремнисто-вулканогенные
Атлантический	11 / 6,4	6,9 / 2	–
Индийский	7,4 / 1,9	20,2 / 10,8	–
Тихий	4 / 1,7	1,5 / 0,8	0,2 / 0,2
Северный Ледовитый	3,7 / 3,1	0,14 / –	–
Всего:	26,1 / 13,2	28,7 / 13,6	0,2 / 0,2

Примечание. Числитель – нефть, млрд. т, знаменатель – газ, трлн. м^3.



Р и с. 56. **Распределение запасов углеводородов в общем объеме осадочной оболочки Земли**

а – содержание терригенных (*1*) и карбонатных (*2*) пород в общем объеме осадочной оболочки (по: [8]); *б, в* – соответственно нефтяные и газовые ресурсы в литологически разнотипных осадках шельфов Мирового океана

ностях: терригенных и карбонатных (табл. 32). Как видно из таблицы, запасы углеводородов в этих породах широко распространены на всех исследуемых шельфах Мирового океана. Что же касается запасов нефти и газа в терригенно-вулканогенных отложениях, то они встречены в очень небольшом объеме только в северной части Тихого океана.

Как известно, тихоокеанские шельфы отнесены к активным окраинам, для которых характерны современный вулканизм и сейсмичность. Отсюда наличие туфов и туфо-песчаников в коллекторах этого региона.

Из таблицы также видно, что количественное распределение ресурсов углеводородов как в терригенных, так и в карбонатных типах коллекторов примерно одинаково. Следовательно, весь объем существующих запасов нефти и газа на континентальных окраинах Мирового океана размещен примерно одинаково в этих двух основных литологических разностях [3].

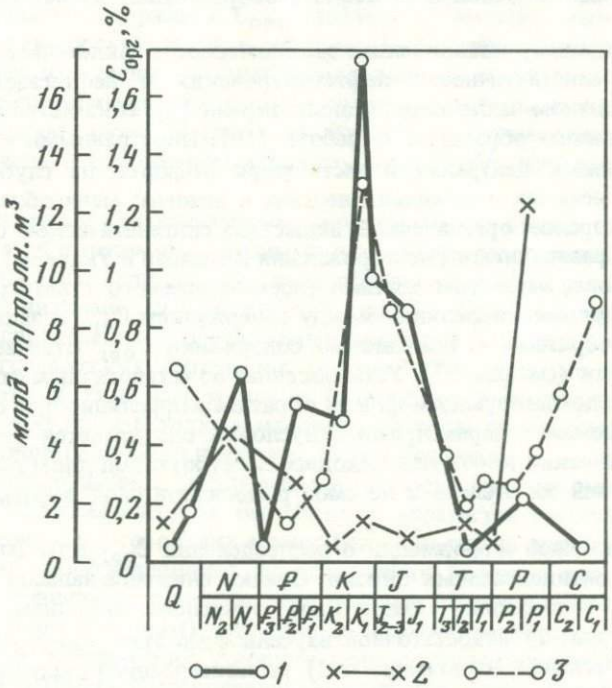
Согласно А.Б. Ронову [9], в осадочной оболочке Земли среди доминирующих глинистых толщ (50%), обладающих нефтематеринскими свойствами, присутствуют примерно в разных соотношениях породы-коллекторы двух типов: гранулярные (пески и песчаники) и карбонатные (трещиноватые и кавернозные известняки). Их процентное содержание в общем объеме осадочной оболочки выражается как 23,6 и 24,3% соответственно. Распределение общемировых запасов нефти акваторий обнаруживает сходную картину: в песчаниках сосредоточено около 26,1 млрд. т нефти и 13,2 трлн.м^3 газа, в известняках – около 28,7 млрд. т нефти и 13,6 трлн. м^3 газа (рис. 56).

Таким образом, количественное размещение углеводородов в терригенных – карбонатных типах коллекторов примерно одинаково.

ВОЗМОЖНЫЕ НЕФТЕПРОИЗВОДЯЩИЕ ТОЛЩИ В НЕДРАХ МИРОВОГО ОКЕАНА

При поисково-разведочных работах на нефть и газ в пределах материковых окраин акваторий, для которых количество данных о геологическом строении, геохимических и термобарических режимах недр недостаточно, необходимо руководствоваться основополагающими геологическими предпосылками сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности. Выявление региональных закономерностей в размещении нефти и газа позволит нам более рационально направить геологические изыскания в сложных условиях акваторий. С этой целью рассмотрим в сравнительном плане распределение в разрезе осадочного чехла материковых окраин нефтегазовых ресурсов и концентраций рассеянного органического вещества.

Характер размещения ресурсов нефти и газа в разрезе фанерозоя на шельфах Мирового океана освещен в работе [2]. Информация о распределении концентраций $C_{орг}$ в мезозойско-кайнозойских толщах материковых окраин взята из работы [4], в которой основная часть подвергнутых обработке данных является результатом измерений $C_{орг}$ и геохимического



Р и с. 57. Распределение запасов нефти, газа и концентрация $C_{орг}$ в разрезе фанерозоя периферии океанов

1 – нефть; *2* – газ; *3* – концентрация $C_{орг}$

изучения кернов скважин, пробуренных с б/с "Гломар Челленджер", а около 20–25% общего объема составляют данные по ряду прибрежных регионов. По палеозойским отложениям использованы результаты исследований А.Б. Ронова [9].

Анализ указанных материалов позволил выявить соотношения между запасами нефти и газа, а также концентрацией $C_{орг}$ и выразить эти величины в виде графиков (рис. 57). При их рассмотрении прежде всего обращает на себя внимание четко выраженная прямая корреляционная зависимость между величинами запасов нефти и концентрацией $C_{орг}$ для подавляющей части возрастных подразделений фанерозоя. Построенные в линейном масштабе графики изменения этих параметров следуют субпараллельно в стратиграфическом интервале от олигоцена до перми. Максимумы значений этих параметров для нижнемеловых и верхнеюрских отложений и пониженные значения рассматриваемых величин для смежных стратиграфических комплексов отображают генетическую связь между запасами нефти и толщами, наиболее обогащенными рассеянным органическим веществом. Толщи этого возраста в разрезе фанерозоя отличаются не только максимальными концентрациями органического вещества, но и наиболее благоприятным в отношении нефтегазообразования качественным составом.

Таким образом, установленная закономерность свидетельствует о доминирующей сингенетичности нефтематеринских и нефтегазосодержащих толщ в осадочном чехле материковых окраин [6]. В качестве подтверждения изложенного обратимся к работе [19]. Иностранными компаниями, исследовавшими центральную часть моря Бофорта, на глубине 1800 и 3000 м в песчаных отложениях неогена и нижнего мела обнаружено геохимически зрелое органическое вещество, сингенетическое с нефтегазоносными образованиями (месторождения Копаноар и Укалерк).

По наиболее молодым толщам рассматриваемого стратиграфического диапазона прямая корреляция между содержанием $C_{орг}$ и запасами нефти сменяется обратной – повышению содержания $C_{орг}$ отвечает снижение запасов нефти (см. рис. 57). Установленная по четвертичным отложениям в сравнении с доминирующим фоном обратная корреляционная связь между рассматриваемыми параметрами безусловно определяется тем, что этот стратиграфический комплекс, находясь неглубоко под дном океана, не испытал условий катагенеза и не смог реализовать свой нефтематеринский потенциал.

Нет достаточной информации о распределении $C_{орг}$ в палеозойских отложениях континентальных окраин. Однако снижение запасов нефти в палеозойских отложениях может быть объяснено влиянием следующих двух факторов: 1) недостаточной изученностью этих, как правило, более глубоко залегающих отложений и 2) расконсервацией некоторых скоплений нефти, формирование которых шло в относительно более раннее геологическое время.

Из описанной выше последовательности изменения по разрезу фанерозоя содержания $C_{орг}$ и запасов нефти вытекает важный генетический

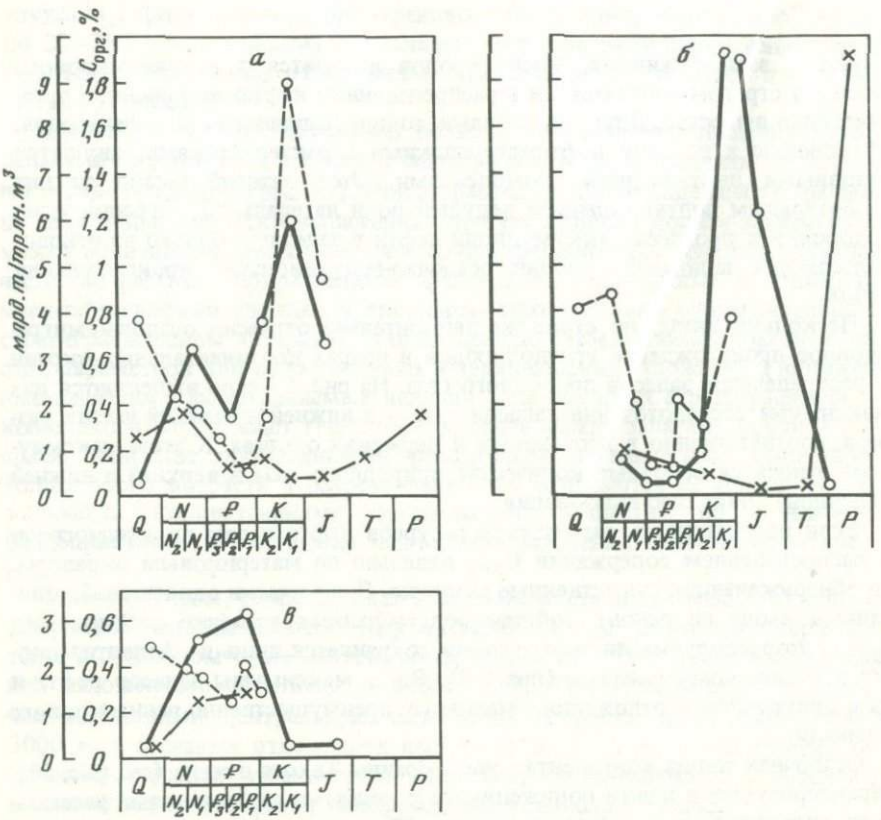
вывод – запасы жидких углеводородов находятся в недрах Мирового океана в строгом соответствии с распределением нефтематеринского органического вещества. Другими словами, толщи осадочного чехла фанерозоя, обладающие хорошими нефтематеринскими характеристиками, являются основными нефтеносными комплексами. Этот важный вывод служит убедительным подтверждением ведущей роли латеральной миграции углеводородов в процессах аккумуляции нефти в залежи – одного из основополагающих положений теории осадочно-миграционного происхождения нефти.

Несколько иначе, но столь же выразительно отражает осадочно-миграционное происхождение углеводородов в недрах континентальных окраин и распределение запасов природного газа. На рис. 57 ясно выделяются два максимума сосредоточения запасов газа – в нижней и верхней частях разреза, соответственно в неогеновых и пермских осадках. К этим максимумам относятся основные количества природного газа в верхней и нижней (главной) зонах газообразования.

Если рассматривать размещение ресурсов нефти и газа во взаимосвязи с распределением содержания $C_{орг}$ отдельно по материковым окраинам, то обнаруживаются существенные различия. Практически однотипный, описанный выше на основе общемировых данных характер соотношения между коррелируемыми параметрами сохраняется лишь по Атлантическому и Индийскому океанам (рис. 58). Здесь максимумы запасов нефти и газа приурочены к отложениям мелового, преимущественно раннемелового возраста.

Осадочная толща континентальной окраины Тихого океана (см. рис. 58) характеризуется в целом пониженными исходными содержаниями рассеянного органического вещества для нефтеобразования [4] и соответственно относительно низкими запасами нефти и газа [2]. При этом наблюдается и иной вид распределения коррелируемых величин в довольно узком диапазоне стратиграфических интервалов разреза: относительные максимумы запасов нефти и газа отмечаются в палеогеновых отложениях, весьма низкие – в юрских, а в толщах мелового возраста промышленные их залежи к настоящему времени практически не выявлены.

И снова обнаруженное расхождение в распределении рассматриваемых параметров по океаническим бассейнам и стратиграфическому разрезу недр периферии Тихого океана может быть объяснено только с позиции теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа. При этом необходимо принять во внимание значительные различия в геологическом (структурно-формационном) строении и истории развития, в геотемпературных и литофизических условиях недр континентальных окраин Атлантического и Индийского океанов, с одной стороны, а Тихого океана – с другой. Именно поэтому в настоящее время, как известно, общепринято выделять материковые окраины двух типов: пассивные, к которым относятся периферии Атлантического и Индийского океанов, и активные – Тихого океана. Для недр последнего характерен напряженный геотермичес-



Р и с. 58. Распределение запасов нефти, газа и концентраций $C_{орг}$ в стратиграфических горизонтах периферии Атлантического (*а*), Индийского (*б*) и Тихого (*в*) океанов

Условные обозначения см. на рис. 57

кий режим при относительно слабой литофизической "зрелости" кайнозойских толщ. Это обусловило существенное сближение в вертикальном разрезе главных зон генерации нефти и газа, наличие соответствующих для неуплотненных осадков обстановок, в которых значительно реже, чем на пассивных окраинах, формируются флюидогазоупоры. Обоснования этих специфических обстановок на базе количественных расчетов приведены в работе [4]. Главные нефтепроизводящие толщи – нижнемеловые и верхнеюрские – в одних регионах слагают складчатый цоколь осадочного чехла шельфов, в других – участвуют в строении поднадвигового структурного этажа, однако в обоих случаях отсутствует надежная консервация скоплений углеводородов.

В районе арктического склона Аляски [17] и моря Бофорта [19] нефтематеринскими считаются нижнемеловые и неогеновые толщи, в результате чего здесь выделены два генетических типа нефтей. Тщательно обработанные результаты исследований по различным регионам континентальных окраин Мирового океана привели разных авторов [10, 11, 17] к одним и

тем же выводам – нефтепроизводящими в каждом отдельном случае являются нижнемеловые, верхнеюрские и неогеновые осадки.

В результате выполненного корреляционного анализа можно сделать следующие выводы: 1) в осадочном чехле материковых окраин наблюдается доминирующая сингенетичность нефтепроизводящих и нефтесодержащих толщ; 2) распределение углеводородов в осадочно-породных бассейнах акваторий подчинено закономерностям, отражающим их осадочно-миграционное происхождение; 3) проявления осадочно-миграционного происхождения скоплений углеводородов на шельфах пассивных и активных материковых окраин различны.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ СКЛОНОВ

Одной из актуальных задач нефтегазовой геологии является прежде всего изучение геологического строения и геохимических предпосылок, позволяющих выявить в разрезе континентальных склонов толщи с возможным нефтегазонакоплением, а также создание технических средств, позволяющих разведывать и осваивать месторождения на больших глубинах моря в пределах континентального склона и подножия.

Согласно W.C. Krueger [15], около 95% запасов углеводородов на акваториях, вероятно, будет найдено в шельфовых зонах и на континентальных склонах на глубинах воды до 3000 м (в том числе 65% до 300 м), около 4% – в пределах континентального подножия и около 1% – в глубоководных океанических областях. Извлекаемые запасы углеводородов, расположенные между изобатами 200 и 300 м, оцениваются в 76 млрд. т [12].

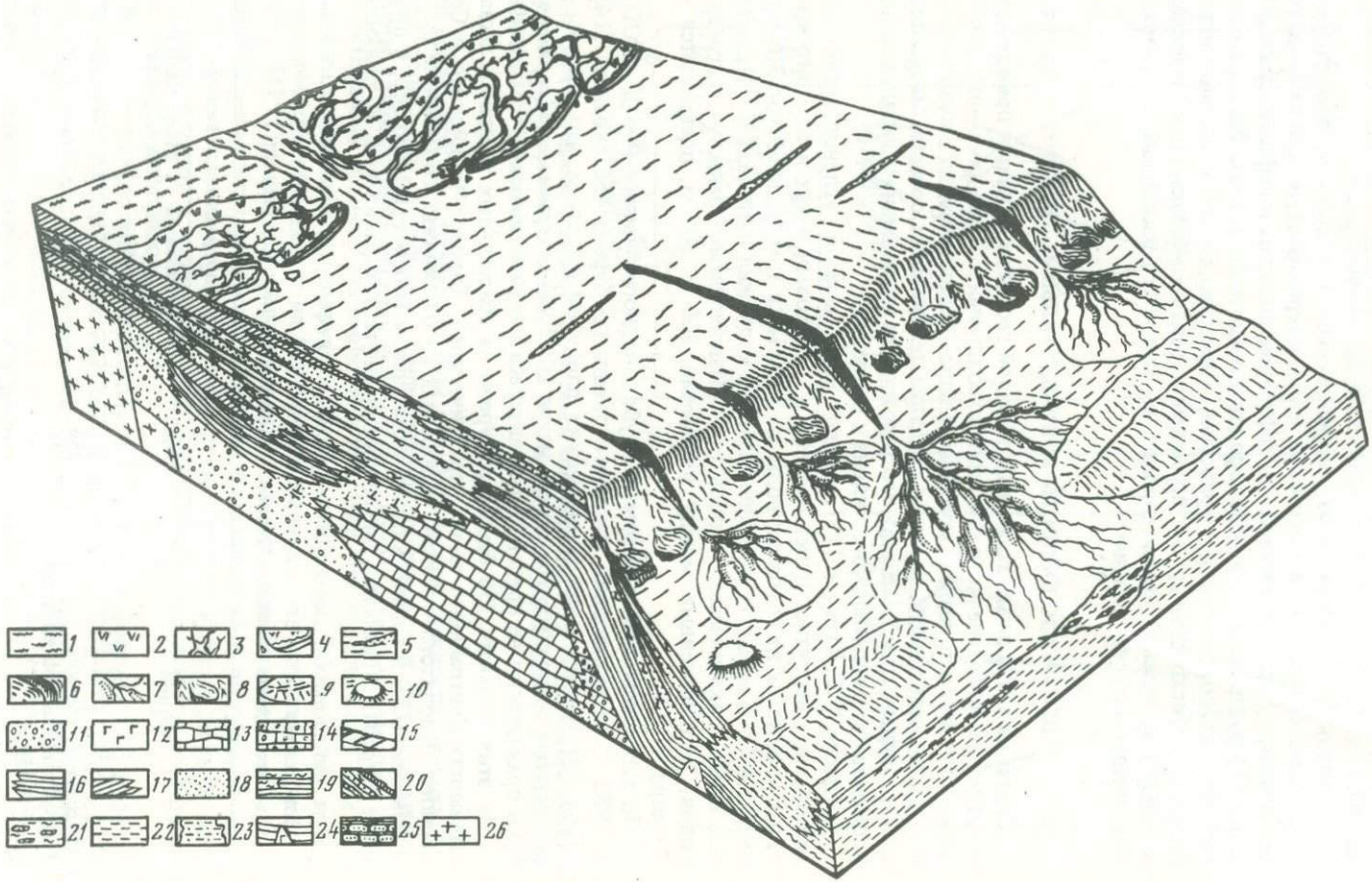
По международной программе глубоководного бурения (DSDP–IPOD) к 1982 г. на акваториях Мирового океана пробурено 466 скважин [14] (табл. 33). При изучении океанических площадей считалось, что разрезы с мощностью осадочных отложений менее 1000 м и содержанием $C_{орг}$ менее 0,5% практически не представляют интереса в нефтегазоносном отношении.

Из этих скважин 256 было пробурено на абиссальных равнинах, охватывающих центральные части Атлантического, Тихого, Индийского и Северного Ледовитого океанов. В образцах из 63 скважин содержание $C_{орг}$ превысило 0,5% и только в одной скважине, у побережья Марокко, в процессе бурения отмечались интенсивные нефтегазопроявления. В глубоко-

Таблица 33

Глубоководные скважины Мирового океана

Регион	Количество пробуренных скважин		
	общее	с содержанием в осадках $C_{орг} > 0{,}5\%$	с нефтегазопроявлениями
Абиссальная равнина	256	63	1
Глубоководные континентальные окраины	210	110	70


1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26

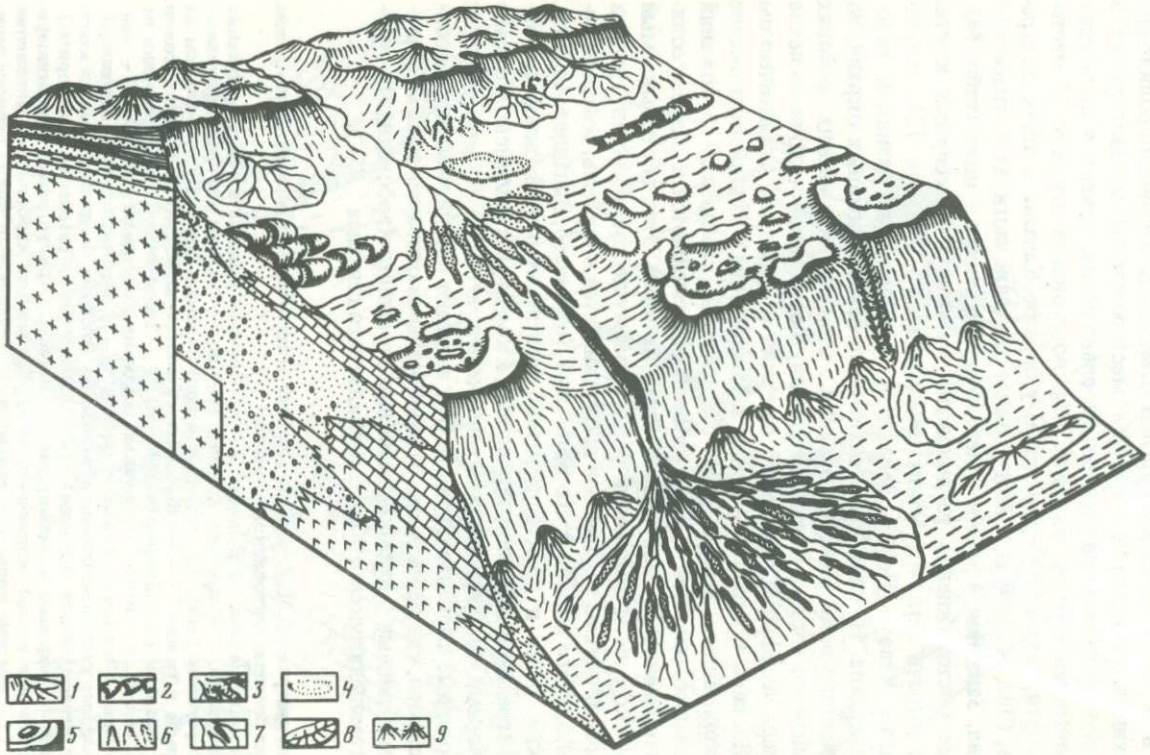
водных участках континентальных окраин, представляющих в основном континентальные склоны, подножия и внешние глубоководные участки шельфа, пробурено 210 скважин, из которых в 110 содержание $C_{орг}$ превысило 0,5% в и 70 в процессе бурения отмечались нефтегазопроявления.

Хотя техника разведки и освоения месторождений углеводородов в глубоководных регионах еще далеко не совершенна, однако в настоящее время на континентальных склонах Мирового океана открыто 15 месторождений нефти, газа и газоконденсата: у берегов Канады – одно, Австралии – семь, США – одно, Испании – одно, северной части Атлантического океана – два, Западной Африки – два, Новой Зеландии – одно (табл. 34).

Почти все месторождения расположены на склонах пассивных континентальных окраин Атлантического и Индийского океанов [2], только месторождение Кавау (Новая Зеландия) находится на активной тихоокеанской окраине. Нижняя часть осадочного чехла пассивных окраин, по данным поисково-разведочного бурения, сложена во многих районах толщами близкого состава и происхождения. В основании осадочного чехла окраин Западной Африки, Северной Америки и Европы в Атлантическом океане, Индостана, Восточной Африки и Антарктиды в Индийском океане залегают терригенные красно- или сероцветные комплексы отложений континентального генезиса. В ряде районов они сменяются в разрезе соляными или терригенными дельтовыми образованиями. Этот так называемый рифтогенный комплекс отложений развит преимущественно во внутренних районах окраин, однако местами он прослеживается в пределы современного континентального склона и его подножия (например, Западная Африка, Мексиканский залив и др.). Собственно континентальный склон на окраинах в Центральной и Южной Атлантике, а кое-где и в Индийском океане сложен мощными карбонатными комплексами, в состав которых входят зачастую барьерные коралловые рифы. Они залегают под нижней частью современного склона, где перекрыты разнообразными отложениями: мергелями, "черными глинами", кремнистыми или кремнисто-карбонатными образованиями гемипелагического либо турбидитного генезиса.

Р и с. 59. **Блок-диаграмма. Материковая окраина атлантического типа на современном этапе (окраина пенепленизированного кратона) [8]**

1–10 – основные элементы рельефа: *1* – прибрежная равнина и реликты древних баровых комплексов, *2* – высокие соляные марши, *3* – низкие марши и приливные русла, *4* – береговые бары, *5* – эстуарии с приустьевыми барами, *6* – каньоны на внешнем шельфе и склоне, *7* – глубоководные конусы выноса (отложения потоков несвязанных частиц и суспензионных течений), *8* – сорванные блоки и оползни на материковом склоне, *9* – валы, сложенные осадками контурных течений, *10* – поднятия, образованные осадками с газогидратами; *11–26* – основные типы отложений: *11* – молассоидные континентальные образования (отложения пролювиальных конусов выноса и пересыхающих потоков), *12* – соленосные образования (эвапориты), *13* – карбонатные, рифовые и биоморфно-детритусовые (ракушечные, фораминиферовые, водорослевые и т.д.) отложения, *14* – обломочные карбонатные отложения палеосклона, *15* – древние коры выветривания, *16* – глинистые толщи периода перикратонных опусканий (в том числе магнезиальные глины), *17* – отложения дельт и приливно-отливных комплексов, *18* – песчаные эоловые и прибрежно-морские отложения, *19* – терригенные отложения внешнего шельфа и срединной шельфовой равнины, *20* – сорванные блоки, оползневые и нормально осадочные образования материкового склона, *21* – отложения подводных конусов выноса, *22* – глубоководные пелагические осадки, *23* – осадки контурных течений, *24* – соляные диапиры, *25* – образования древнего, дорифтового, осадочного чехла, *26* – породы фундамента (континентальная кора)



Р и с. 60. **Блок-диаграмма. Материковая окраина атлантического типа на этапе разрушения эпирифтового орогена [8]**

1 – отложения пролювиальных конусов выноса; *2* – поля дюн; *3* – дельта небольшой реки и приустьевые бары; *4* – болота прибрежной равнины; *5* – барьерные рифы; *6* – делювиальные отложения на склонах орогенных сооружений; *7* – отложения подводного конуса выноса; *8* – отложения придонных течений; *9* – оползневые отложения материкового склона. Остальные условные обозначения см. на рис. 61.

Бурение на карбонатные отложения склона на атлантической окраине США и в Западной Африке не дало до настоящего времени положительных результатов. Как видно из табл. 34, коллекторами для залежей нефти и газа в открытых к настоящему времени месторождениях почти повсеместно являются песчаники. Интересно, что возраст большинства залежей этой части подводной окраины чаще всего меловой (раннемеловой), что совпадает со временем широкого распространения дельтовых образований в периферических частях "молодых" океанов.

Действительно, на некоторых участках пассивных подводных окраин геофизическими исследованиями, а затем и бурением были обнаружены мощные терригенные толщи, представляющие неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин, которые приурочены к древним периконтинентальным впадинам или трогам и развиты на локальных участках. Мощности их от нескольких сот до первых тысяч метров. Анализ пород в районах, где подобные образования вскрыты бурением, показал, что они имеют дельтовое и авандельтовое происхождение (Петрел, Трубадур, Скотт-Риф, Жаквийэ и др.) и формировались в относительно узких зонах, приуроченных к выходу в океан поперечных линейных структур – континентальных рифтов или авлакогенов (рис. 59, 60).

На окраинах Северной и Центральной Атлантики отложения этого типа, описываемые как вельдская фация, распространились в раннемеловую эпоху, точнее в неокоме [7]. Дельты надстраивали континентальный склон в трех районах, где он особенно интенсивно прогибался (скорости накопления осадков 90–160 м/млн.лет), сформировав здесь крупные линзы терригенных пород. Развитие этих дельт прекратилось в эпохи крупнейших позднемеловых и раннекайнозойских трансгрессий. Оно снова возобновилось в районах, охваченных позднекайнозойской тектонической активизацией (Африка, Индостан и др.). Именно поэтому в ряде районов месторождения нефти и газа, открытые на склоне и во внешней части шельфа, расположены непосредственно перед фронтом современных дельт. Таковы, например, месторождения на площади Бей-Сити в дельте р. Миссисипи, Экс-Саут-Тано, Жаквийэ перед дельтами рек Комоэ и Бандама в Западной Африке и др.

Анализ известных в настоящее время месторождений показывает, что древние дельтовые комплексы континентальных окраин регионально нефтегазоносны не только благодаря тому, что с ними связаны хорошие коллекторские горизонты, но главным образом вследствие оптимального соотношения природных резервуаров, материнских пород и горизонтов-экранов (покрышек). Дело в том, что отсутствие надежных флюидоупоров – регионально развитых горизонтов и пачек глин – нередко является фактором, лимитирующим возможности формирования крупных скоплений нефти и газа на некоторых участках современных окраин, например на атлантической периферии США (см. рис. 60).

Дельтовые и авандельтовые отложения выполняют относительно узкие прогибы на участках выхода к океану поперечных континентальных рифтов. Современные дельты нередко развиваются в районах унаследованного прогибания, т.е. там, где в периоды оживления тектонических движений в мезозое или раннем кайнозое формировались древние дельтовые комплексы. Именно поэтому участки, расположенные против современных

Таблица 34

Некоторые месторождения нефти, газа и конденсата на континентальных склонах океанов

Район, месторождение	Год открытия	Глубина моря, м	Глубина залегания продуктивного горизонта, м	Возраст продуктивного горизонта	Тип коллектора	Характер флюида	Запасы, млн. т нефти, млрд. м³ газа
Атлантический океан							
Море Лабрадор, Э-33-Хоупдейл	1978	550	–	Мел	Песчаник	Газ/конденсат	–
Северная Атлантика (бассейн Поркьюпайн)							
35/1	1978	430	3874	Нижний мел	”	Нефть/газ	–
26/28-1	1979	373	3315	”	”	”	–
Мексиканский залив							
Площадь Бей-Сити	1976	270	–	–	”	”	–
Коньяк	1974	357	–	–	”	”	–
Гвинейский залив							
Экс-Саут-Тано	1978	250	3660	Мел	Песчаник	Нефть/газ	–
Жаквийэ	1980	366	2009–2153	”	”	”	–
Средиземное море, Монтанаса	1978	690	2421–2888	Мезозой	Известняк	Нефть	–
Индийский океан							
Побережье Австралии							
Трубадур	1974	380	–	Средняя юра	Песчаник	Газ/конденсат	4,3 млн. т нефти;
Санрайз	1975	420	–	Верхняя и средняя юра	”	Нефть/газ	130,3 млн.т конденсата;
Скотт-Риф	1971	402	–	Верхний триас	”	Газ/конденсат	465 млрд.м³ газа
Брекнок	–	544	3843–3934	Мезозой	”	Газ	–
Скарборо	–	912	2360	Нижний мел	”	”	–
Ист-Мермед	1974	310	–	Мезозой	”	”	–
Тихий океан							
Новая Зеландия, Кавау	–	457	2861	Верхний мел	”	Нефть/газ	–

дельт Нигера, Огове, Кванзы, Конго и других рек, оказались крупными зонами нефтегазонакопления.

В частности, регионально нефтегазоносны дельтовые отложения, входящие наряду с аллювиальными, эоловыми и другими образованиями в состав самого нижнего рифтогенного комплекса. На разных участках их возраст колеблется от позднепермского и позднетриасового (бассейны Западной Австралии) до юрского (море Бофорта) и мелового (море Лабрадор).

Таким образом, намечаются два этапа формирования регионально нефтегазоносных терригенных толщ, генетически связанных с выносом рек: 1) периоды рифтогенеза и зарождения континентальных окраин и 2) периоды меловой или раннекайнозойской тектонической активизации в пределах уже сформированной окраины, когда резко усиливалось прогибание на участках выхода к океану древних поперечных рифтов и авлакогенов.

Литература

1. *Геодекян А.А., Забанбарк А.* Запасы и добыча нефти и газа в Мировом океане. – В кн.: Генетические предпосылки нефтегазоносности Мирового океана. М.: ИОАН СССР, 1978, с. 120–162.
2. *Геодекян А.А., Забанбарк А.* Распределение запасов нефти и газа в фанерозое континентальных окраин – Сов. геология, 1983, № 3, с. 15–19.
3. *Геодекян А.А., Забанбарк А.* Размещение ресурсов углеводородов в разнотипных геоформациях шельфов Мирового океана. – Докл. АН СССР, 1983, т. 271, № 5, с. 1189–1191.
4. *Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Берлин Ю.М., Пиляк В.Л.* Генетические закономерности нефтегазоносности акваторий. М.: Недра, 1980. 270 с.
5. Геология и полезные ископаемые Мирового океана / Е.А. Величко, Ю.Я. Кузнецов, Л.Э. Левин и др. М.: Недра, 1979. 206 с.
6. *Забанбарк А.* Возможные нефтепроизводящие толщи в недрах Мирового океана. – Сов. геология, 1984, № 3, с. 21–25.
7. *Конюхов А.И.* Геологическая история пассивных окраин материков в Атлантическом океане. – Изв. АН СССР. Сер. геол., 1982, № 6, с. 109–121.
8. *Конюхов А.И.* Обстановки накопления осадков и их отражение в геоформациях материковых окраин. – В кн.: Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов. М.: Наука, 1980, с. 64–96.
9. *Ронов А.Б.* Осадочная оболочка Земли. М.: Наука, 1980. 78 с.
10. *Bushkell H.* Unconformities-key to North Slope oil. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, № 2, p. 114–116.
11. *Claret J., Jardiné S., Robert P.* La diversité des rochesmères pétrolières: Aspects géologiques et implications économiques à partir de quatre exemples. – Bull. Cent. rech., explor., prod. Elf-Aquitaines, 1981, vol. 5, № 2, p. 383–417.
12. *Długosz A., Kolenda Z.* Energice i swiat. – Polityka, 1980, № 5, s. 3.
13. Good oil – hunting grounds seen beyond shelf edges. – Oil and Gas J., 1977, vol. 75, № 49, p. 92–93.
14. Initial reports of the Deep sea drilling project. Wash. (D.C.), 1969–1981. Vol. 1–62.
15. *Krueger W.C.* Sediment thicknesses and percentage estimate of offshore petroleum reserves. – Oil and Gas J., 1978, vol. 76, № 3, p. 88–90.
16. *Magoon L.B., Claypool G.E.* Two oil types on North Slope of Alaska implications for exploration. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1981, vol. 65, № 4, p. 644–652.
17. *Moody J. Esser R.* An estimate of the world's recoverable crude oil resource.– Petrol. intern. (Ital.), 1978, vol. 25, № 7, p. 22–30.
18. More Beaufort incentives urged. – Oilweek, 1979, vol. 30, № 32, p. 37.
19. *Whitehead H.* An a–z offshore oil and gas. L.: Kogan Page, 1976. 339 p.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в недрах Мирового океана открыто более 1700 месторождений нефти, газа и газоконденсата, которые вместе с неоткрытыми запасами нефти и газа континентальных окраин содержат почти половину всех ресурсов углеводородов Земли. Ежегодный прирост добычи морской нефти и газа в общемировом балансе говорит о больших потенциальных возможностях континентальных окраин. Окраины континентов рассматриваются как области, наиболее перспективные для поисков новых скоплений нефти и газа. Анализ распространения уже открытых месторождений показывает, что к оценке перспектив нефтегазоносности пассивных и активных окраин континентов необходимо подходить дифференцированно. Наиболее перспективны в первую очередь пассивные континентальные окраины Атлантического и большей части Индийского океанов. Запасы нефти и газа здесь обнаружены в отложениях широкого стратиграфического диапазона – от плейстоцена до перми включительно. Однако максимум запасов нефти отмечается в нижнемеловых и юрских отложениях, газа – в пермских; эти толщи, по-видимому, следует считать наиболее перспективными для обнаружения нефтяных и газовых месторождений.

Для пассивных окраин Атлантического и Индийского океанов характерны поперечные континентальные рифты, развивавшиеся в режиме длительного и устойчивого прогибания. В современную и древние геологические эпохи к этим зонам нередко были приурочены долины крупных рек. Именно поэтому основной поток терригенного материала с континента в океан приходился на окраины континентальных рифтов, где за длительную историю их существования сформировались мощнейшие линзы осадочных, главным образом терригенных пород общей мощностью 10–15 км. С осадочными бассейнами на этих участках пассивных окраин – Нижненигерийским, Кванза-Камерунским, Новошотландским, Баия, Камбейским, Североморским и другими связаны многие крупные месторождения нефти и газа.

Для пассивных окраин, обрамляющих области эпиплатформенного орогенеза (Северо- и Юго-Западная Африка, Индостан, бразильский сектор Южной Америки и др.), характерен другой тектонический режим: периоды относительно быстрого прогибания здесь сменялись движениями положительного знака, сопровождавшимися размывом уже отложенных осадков шельфовых зон. На континентальном склоне и подножии этих областей тектоническая активизация вызывала крупные нарушения и соляной диапиризм. К небольшим периокеаническим бассейнам окраин описываемого типа приурочены, как правило, некрупные и разрозненные месторождения.

Меньше всего скоплений нефти и газа к настоящему времени открыто на зрелых, пенепленизированных окраинах древних кратонов (атлантические окраины Северной Америки, Пампо-Патагонская плита, Гвианский щит), отличающихся огромной шириной шельфа и прибрежной равнины – 350–500 км. Эти переходные зоны характеризуются исключительно спокойным тектоническим режимом и низкими скоростями накопления осадков шельфа и склона. Многократное переотложение вынесенного с суши терригенного материала проявилось в аккумуляции терригенных пластических осадков высокой степени зрелости: кварцевых и субаркозовых песков, сменяющихся в низких широтах карбонатными и песчаными осадками. Глинистая взвесь не оседала в шельфовых обстановках и поступала в пелагиаль. Это выразилось в дефиците региональных флюидоупоров. Поэтому продуктивными на этих окраинах оказываются древние толщи, сохранившиеся от эпох активного рифтогенеза и расхождения фрагментов древних суперконтинентов – Пангеи и Гондваны, а именно отложения триасового, юрского и раннемелового возраста.

Наиболее благоприятные сочетания коллекторов, флюидоупоров и нефтегенерирующих отложений наблюдаются на окраинах рифтов или авлакогенов. Это связано с той большой ролью, которую играют на окраинах дельтовые отложения и образования подводных конусов выноса.

На активных окраинах, где эпохи относительно спокойного накопления осадков сменялись эпохами активного тектогенеза, древние осадочные толщи, как правило, сильно деформированы и метаморфизованы. Поэтому нефтеносными здесь являются молодые кайнозойские образования: эоценовые, миоценовые и плиоценовые, формировавшиеся в областях интенсивного прогибания, т.е. во внутришельфовых депрессиях и впадинах бордерлендов (бассейны Гуаякильский, Кук-Инлет, Калифорнийского бордерленда). В первом случае продуктивные отложения представлены дельтовыми прибрежно-морскими фациями, во-втором – терригенными отложениями глубоководных конусов выноса.

Срединно-океанические хребты и абиссальные равнины, составляющие около 75% общей площади океанов, с маломощным, практически лишенным коллекторов осадочным чехлом не могут считаться перспективными, несмотря на наличие отдельных нефтегазопроявлений (в акватории Марокко).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 3

Общая характеристика нефтегазоносности Мирового океана 4

Нефтегазоносность Атлантического океана 12
- Северо-Американский и Гренландский шельфы 13
- Мексикано-Карибский регион 18
- Шельфы атлантической континентальной окраины Южной Америки 30
- Северное море 36
- Континентальные окраины северной и северо-восточной частей Атлантического океана 52
- Континентальные окраины восточной части Центральной и Южной Атлантики 58

Континентальные окраины Средиземного моря 71

Нефтегазоносность Тихого океана 83
- Восточные континентальные окраины 83
- Западные континентальные окраины 96

Континентальные окраины Индийского океана 124

Нефтегазоносность арктической части Северо-Американского континента . . . 151

Некоторые закономерности размещения основных запасов углеводородов в недрах Мирового океана 167
- Размещение запасов нефти и газа в разрезе фанерозоя континентальных окраин 167
- Размещение нефтегазовых ресурсов в литологически разнотипных осадках 173
- Возможные нефтепроизводящие толщи в недрах Мирового океана 175
- Нефтегазоносность континентальных склонов 179

Заключение 186

Артем Арамович Геодекян
Алие Забанбарк

ГЕОЛОГИЯ И РАЗМЕЩЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В МИРОВОМ ОКЕАНЕ

Утверждено к печати
Институтом океанологии им. П.П. Ширшова
АН СССР

Редактор издательства *Н.М. Митяшова*
Художник *Е.Н. Волков*
Художественный редактор *Л.В. Кабатова*
Технические редакторы
Н.А. Торгашова, Л.Н. Богданова
Корректор *Т.И. Шеповалова*

Набор выполнен в издательстве
на наборно-печатающих автоматах

ИБ № 28923

Подписано к печати 10.11.85. Т—17256
Формат 60 X 90 1/16. Бумага для глуб. печ.
Гарнитура Пресс-Роман. Печать офсетная
Усл.печ.л. 12,0 + 0,5 вкл. Усл.кр.-отт. 12,7
Уч.-изд.л. 15,1. Тираж 850 экз.
Тип.зак. 845. Цена 1 р. 80 к.

Ордена Трудового Красного Знамени
издательство "Наука"
117864 ГСП-7,
Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90

Ордена Трудового Красного Знамени
1-я типография издательства "Наука"
199034, Ленинград В-34, 9-я линия, 12

В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ "НАУКА"

готовятся к печати книги

Пограничные отложения карбона и перми Урала, Приуралья и Средней Азии (биостратиграфия и корреляция). 1986, I кв., 16 л., 2 р. 40 к.

В монографии описана вновь выделенная зона, которую следует относить к карбону до принятия соответствующих решений Межведомственного стратиграфического комитета. Описаны также пограничные отложения карбона и перми Урала и Средней Азии, предложены стратотипические разрезы всех фузулинидовых зон среди пограничных отложений карбона и перми.

Для широкого круга стратиграфов и палеонтологов, интересующихся проблемами стратиграфии карбона и перми.

Акцессорные минералы докембрия. 1986, I кв., 20 л., 3 р.

В книге собран материал, воссоздающий историю формирования древнейших блоков земной коры, показаны характер и масштабы проявления магматизма и процессов осадконакопления, соотношения между эндогенным и экзогенным рудообразованием на основании анализа особенностей мине-

рального состава метаморфических пород. Большое внимание уделено своеобразию видового состава и содержанию акцессорных минералов в различных типах метаморфических пород.

Для геологов, интересующихся вопросами генезиса, рудоносности и минерального состава метаморфических пород.

Прогнозирование геологического разреза и поиски сложно-экранированных ловушек. 1986, I кв., 15 л., 2 р. 30 к.

В книге рассмотрены теоретические и практические вопросы разработки рациональной методики поисков скоплений углеводородов в ловушках сложного экранирования на основе проведенных опытно-методических комплексных геолого-геофизических научно-производственных работ на опорных полигонах Волго-Урала, Прикаспия, Западной Сибири, Предкавказья, Восточной Ферганы. Большое внимание уделено прогнозированию геологического разреза и сейсмостратиграфическому анализу.

Для геологов, геофизиков, и сотрудников научно-исследовательских институтов нефтяной и газовой промышленности.

ЗАКАЗЫ ПРОСИМ НАПРАВЛЯТЬ ПО ОДНОМУ ИЗ ПЕРЕЧИСЛЕННЫХ АДРЕСОВ МАГАЗИНОВ "КНИГА–ПОЧТОЙ" "АКАДЕМКНИГА"

480091 Алма–ата, ул. Фурманова, 91/97; 370005 Баку, ул. Джапаридзе, 13; 734001 Душанбе, проспект Ленина, 95; 252030 Киев, ул. Ленина, 42; 443002 Куйбышев, проспект Ленина, 2; 197110 Ленинград, П-110, Петрозаводская ул., 7; 117192 Москва, Мичуринский проспект, 12; 630090 Новосибирск, Академгородок, Морской проспект, 22; 620151 Свердловск, ул. Мамина–Сибиряка, 137; 700029 Ташкент, ул. Ленина, 73; 450059 Уфа, ул. Р. Зорге, 10; 720001 Фрунзе, бульвар Дзержинского, 42; 310003 Харьков, ул. Чернышевского, 37.

1 р. 80 к.

4545