

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ  
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Н. П. Запивалов

# НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АКВАТОРИЙ МИРА

Учебное пособие

Новосибирск  
2009

УДК 553. 982 (100)

ББК 26. 343.1

3 32

**Запивалов Н. П.** Нефтегазоносность акваторий мира: Учебное пособие / Новосибир. гос. ун-т. Новосибирск, 2009. 260 с.

ISBN 978-5-94356-805-3

В последней четверти XX столетия отмечалось бурное развитие морской нефтедобычи. Эта тенденция сохраняется и в XXI веке. Морская нефть в общем объеме добываемой нефти в мире составляет уже более 40 %.

Акваториальные нефтегазовые проблемы выдвигаются на первый план науки, образования и практики.

Эта книга предназначена для студентов, магистров, аспирантов и преподавателей нефтегазовых дисциплин в соответствующих университетах и институтах.

Рецензенты

чл.-корр. РАН В. А. Каширцев,

канд. геол.-минерал. наук Б. Б. Квеско

Rapid development of oil extracting was registered in the last quarter of XX century. The tendency is still actual for XXI century too. Sea oil in the over – all volume of world extracting oil comes to more then 40 %.

Water arial oil and gas problems put in the forefront in such spheres as science, education and practice.

The book intended for students, undergraduate students, post-graduate students and teachers of oil and gas disiplins in the corresponding universities and institutes.

Reviewed by

Corresponding member RAS V. A. Kashirtsev,

Ph. D. Kvesko B. B.

Издание подготовлено в рамках выполнения инновационно-образовательной программы *«Инновационные образовательные программы и технологии, реализуемые на принципах партнерства классического университета, науки, бизнеса и государства»* национального проекта «Образование»

© Новосибирский государственный университет, 2009

© Запивалов Н. П., 2009

ISBN 978-5-94356-805-3

## Оглавление

Предисловие .....	5
Глава 1. МОРСКАЯ НЕФТЬ – НОВАЯ ВЕХА ЧЕЛОВЕЧЕСТВА .....	6
1.1. История и тенденции изучения перспективных морских акваторий .....	6
1.2. География освоения нефтегазоносных шельфов .....	8
1.3. Некоторые закономерности распространения нефтеносных бассейнов и размещения месторождений .....	9
1.4. Газогидраты – нетрадиционные скопления углеводородов в акваториях мира. Новейшая история изучения газогидратов .....	31
1.5. Средства, методы и технологии освоения шельфовых и глубоководных территорий .....	52
Глава 2. КРУПНЕЙШИЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИЕ ЦЕНТРЫ В АКВАТОРИЯХ МИРА .....	67
2.1. Мексиканский залив .....	67
2.2. Северное море .....	91
2.3. Бразильский шельф .....	123
2.4. Вьетнамский шельф .....	132
2.5. Индийский шельф .....	146
2.6. Суэцкий залив .....	155
2.7. Каспийские акватории .....	161
2.8. Персидский залив .....	169
Глава 3. РОССИЙСКИЕ ШЕЛЬФЫ .....	179
3.1. Общий обзор .....	179
3.2. Арктический шельф .....	193
3.3. Восточная Арктика и дальневосточные моря .....	220
3.4. Борьба за перспективную нефть в Арктике .....	238
Глава 4. ПРОГНОЗЫ ОСВОЕНИЯ РОССИЙСКИХ АКВАТОРИЙ .....	243
4.1. «Методика экономической оценки освоения морских месторождений как инвестиционного проекта» .....	243
4.2. «Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации на период до 2020 г.» .....	246
4.3. «Программа лицензирования северных и дальневосточных морей России» .....	248
Заключение .....	253
Список использованной литературы .....	255

*Посвящается 100-летию со дня рождения Георгия Евгеньевича Рябухина – моего первого учителя, выдающегося исследователя нефтегазовых богатств мира, включая моря и океаны.*

## Предисловие

В ближайшем будущем нефть в мире будет оставаться важнейшим видом топлива и сырья. Этот источник энергии питает мировую экономику на протяжении почти двух столетий. В 2001 г. на нефть приходилось 38 % всей выработанной энергии (в нефтяном эквиваленте). Второе место занял природный газ (29 %), затем – уголь (22 %). На долю атомных и гидроэлектростанций пришлось всего по 6 %.

В последней четверти XX столетия отмечалось бурное развитие морской нефтедобычи. Оказалось, что шельфы, а также глубоководная часть многих морей и океанов, являются высокоперспективными территориями. Морская нефть в общем объеме добываемой нефти в мире составляет уже более 40 %. Продуктивность скважин на месторождениях шельфа значительно выше, чем на суше.

Открыт ряд нетрадиционных нефтегазоносных бассейнов. Так, в пределах Зондского шельфа (Вьетнам) были выявлены крупные залежи нефти в гранитах. Есть и другие неординарные, неклассические открытия. Это заставляет серьезно пересмотреть теоретические, методические и технологические основы прогноза, поисков, разведки и разработки нефтегазовых месторождений, особенно в части детальной проработки петрофизики нефтегазовых резервуаров и теории фильтрации.

По различным вопросам морской нефтегазодобычи появилось огромное количество информации, которая требует обобщения и осмысления. Автор учебника читает спецкурс на геолого-геофизическом факультете Новосибирского государственного университета.

Некоторые входные данные и замечания:

- 1) 1 т нефти равна 7 баррелям,  $1 \text{ м}^3$  равен 35,3 кубическим футам;
- 2) проницаемость по системе СИ измеряется в  $\text{м}^2$  ( $\text{мкм}^2$ ). Иногда употребляется «старое» измерение – дарси (Д). Соотношение такое:  $1 \text{ мкм}^2 = 1 \text{ Д} = 1000 \text{ млД}$ .

# Глава 1. МОРСКАЯ НЕФТЬ – НОВАЯ ВЕХА ЧЕЛОВЕЧЕСТВА

## 1.1. История и тенденции изучения перспективных морских акваторий

Месторождения, разрабатываемые в море, стали в наши дни важнейшей частью нефтегазового комплекса мира. Добыча нефти и газа ведется в акваториях 35 стран, с акваторией Мирового океана связаны основные перспективы дальнейшего развития добычи.

По прогнозу Международного энергетического агентства, к 2030 г. ожидается увеличение мирового потребления нефти по сравнению с 2000 г. в 2-2,2 раза, а газа – в 3-3,2 раза.

Предполагается, что основные открытия и приросты запасов и добычи углеводородов в мире будут происходить в шельфовых и глубоководных зонах акваторий. Именно на акваториях в последние десятилетия отмечается наибольший прирост запасов и открываются крупные и уникальные месторождения (шельфы Бразилии, Анголы, Нигерии, Вьетнама и других стран, в России – шельфы морей Баренцева, Карского, о-в Сахалин). При этом важнейшей мировой тенденцией последних лет является смещение поисковых работ и добычи нефти в глубоководные области морей и океанов на континентальный склон (Бразилия, Мексиканский залив, страны Западной Африки). В Бразилии около 70 % общей добычи нефти обеспечивается глубоководными (400 – 2 000 м) морскими месторождениями Марлин, Ронкадор и другими с суммарными запасами более 1 млрд т. Объектами поисковых работ становятся районы с глубинами моря до 3 000 м. За счет высоких дебитов и качества нефти себестоимость добычи на глубоководных месторождениях в отдельных районах составляет 6–8 долл / баррель.

Согласно целому ряду исследований, общие потенциальные ресурсы нефти и газа дна Мирового океана оцениваются в 1,8–2,1 трлн т условного топлива, что намного превышает разведанные запасы углеводородного сырья на суше.

К настоящему времени в мире известно более 1 000 достаточно крупных морских месторождений нефти и газа.

Известно, что впервые добыча морской нефти началась в России 200 лет назад, когда в 20–30 м от берега в Бакинской бухте для её добычи использовались специально вырытые колодцы. В 20-х гг. XX в. также впервые в мире промышленная морская добыча нефти в России велась в Биби-Эйбатской бухте Каспийского моря с использованием намывных оснований.

По оценкам ученых и специалистов, площадь распространения нефтеперспективных отложений составляет свыше 15 млн км<sup>2</sup>. При этом наиболее перспективной является мелководная часть акватории Мирового океана – континентальный шельф, наиболее доступный для освоения углеводородных ресурсов. С началом систематических исследований и освоением нефти на континентальном шельфе представления о величине углеводородных ресурсов морского дна существенно расширились. Если раньше нефтегазоносность континентального шельфа рассматривалась в пределах изобаты моря 200 м, то в настоящее время нефть фактически добывается из отложений континентального склона и его подножия при глубине 1 000 м.

Рекордной глубиной эксплуатируемого нефтяного месторождения стала глубина моря 1 853 м (месторождение *Roncador*, Бразилия). Правда, здесь произошла авария (взрыв и пожар), в результате которой эксплуатационная платформа Petrobras P-36 20 марта 2001 г. затонула на глубине 1 372 м. Однако исследования и инженерные работы по-прежнему интенсивно ведутся в разных странах на глубинах более 2 000 м. Освоение глубоководных месторождений сопровождается быстрыми изменениями в технике, технологии бурения и нефтепромысловых работ. Если при использовании стационарных оснований эксплуатационных платформ глубины моря варьируют в пределах 365–457 м, для оснований с натяжным донным креплением – в пределах 914–1 524 м, то современные плавающие эксплуатационные системы, управляющие донным промысловым оборудованием, могут эксплуатироваться при глубине воды 2 500 м и более.

В мире пробурено уже более 5 000 глубоководных разведочных и добывающих скважин. Первое место по числу пробуренных глубоководных скважин занимают США, на долю которых приходится 40 % общего числа пробуренных в мире скважин (все они расположены в Мексиканском заливе), за ними следуют Европа – 18 %, Африка – 12 %, Латинская Америка – 10 %, Дальний Восток – 9 %, Австралия – 5 %, приграничная Канада – 2 %. На Ближний Восток и Россию приходится менее 1 %.

В среднем коэффициент успешности пробуренных глубоководных разведочных скважин в мире составляет 28 %, причем наибольший коэффициент (39 %) достигнут в Африке за счет работ на шельфе в дельте Нила (с 1999 г. он достиг 80 %).

В настоящее время Западная Европа по добыче нефти занимает седьмое место в мире. Доминирующее положение здесь занимают Норвегия и Великобритания, на долю которых приходится почти 80 % всех начальных извлекаемых запасов. Только около 20 % приходится на долю остальных стран (Дания, Италия и Ирландия).

В результате проведения масштабных работ по разведке и разработке в течение 25 лет на морских месторождениях в Северном море достигнут значительный объем добычи нефти, основная доля которой приходится на Великобританию и Норвегию. В настоящее время в Западной Европе в разработке или в стадии подготовки находится около 500 месторождений, на 45 разработка уже прекращена.

## 1.2. География освоения нефтегазоносных шельфов

Общий рост потребности в углеводородном сырье и все возрастающая степень освоения его запасов на континентах обусловили резкую активизацию поисково-разведочных работ в акваториях Мирового океана.

Хорошо известно, что основная часть мировых морских запасов углеводородов сосредоточена на Ближнем и Среднем Востоке в гигантских месторождениях Персидского залива (66 % нефти и 64,7 % газа). На втором месте – Латинская Америка, где запасы содержатся в акваториальных месторождениях Бразилии, Мексики и Венесуэлы. Далее следуют Африка (преимущественно Гвинейский залив), Южная и Юго-Восточная Азия и Западная Европа (Северное и Норвежское моря).

География морской добычи несколько иная. По нефти на первое место вышел западноевропейский регион (26 %), на второе – Латинская Америка (21 %), на третье – Ближний и Средний Восток (19 %). Значительно выросла доля Африки – за счет стран Гвинейского залива (13 %), а также Южной и Юго-Восточной Азии (9 %). Северная Америка (США) дает лишь 7,5 % мировой добычи морской нефти. В 2001 г. в зарубежных странах находились в эксплуатации 1 203 морских месторождений нефти. Среди них имеется значительное количество крупнейших и гигантских.

К началу 2002 г. на акваториях всего добыто 27,5 млрд т нефти и 13,6 трлн м<sup>3</sup> газа, что соответственно составило 25 и 20,4 % их мировой до-

бычи. Россия только начинает освоение своего шельфа, хотя основные направления этой столь важной для экономики работы были сформулированы еще в 1980-х гг.

По запасам газа после Ближне-Средневосточного региона, благодаря открытиям крупных газовых месторождений в Южно-Китайском море, следует Южная и Юго-Восточная Азия. В находящейся на третьем месте Западной Европе основные запасы газа связаны с месторождениями Северного моря. В Африке они приурочены к Гвинейскому заливу и Средиземному морю. В результате открытия газовых месторождений к северу и северо-западу от побережья Австралии резко возросли запасы газа этого региона.

По некоторым оценкам, начальные запасы нефти и газа на акваториях составляют 72,9 млрд т и 61,6 трлн м<sup>3</sup> (без России). Вдобавок в последнее двадцатилетие XX в. на повестку дня вышли поиски и разработка месторождений за пределами шельфа на глубинах моря более 200 м.

### **1.3. Некоторые закономерности распространения нефтеносных бассейнов и размещения месторождений**

Площадь морских осадочных бассейнов Мирового океана составляет 26 млн км<sup>2</sup>. Почти четвертью этой площади располагает Россия. Считается, что 75 % площади шельфа перспективно для поисков месторождений нефти и газа. Создание сырьевой базы на шельфе планируется в основном за счет Арктического бассейна, прилегающего к таким крупным регионам нефтегазодобычи, как Тимано-Печорский и Западно-Сибирский, Север Аляски и Северное море.

В бывшем СССР морская добыча нефти и газа велась в южных морях (Каспийском, Черном и Азовском). В настоящее время Россия вынуждена переориентировать свою политику по освоению месторождений в сложных природно-климатических условиях арктических и дальневосточных морей.

Традиционно геологи-нефтяники пытались понять закономерности пространственного распределения и формирования месторождений углеводородов на основе изучения залежей нефти и газа континентов. Однако в последнее десятилетие в поле зрения специалистов попали и морские месторождения, что позволило иначе представить себе генезис углеводородов. По сути дела, только сейчас появилась возможность действительно в

глобальном масштабе осмыслить природные закономерности, управляющие процессами преобразования органики в нефть. Под дном Мирового океана (в основном, подводных окраин континентов) сосредоточено  $\frac{1}{2}$  мировых запасов нефти и  $\frac{2}{3}$  запасов газа. Морские месторождения характеризуются лучшей насыщенностью продуктом, чем месторождения континентов: средние запасы нефти в морских месторождениях в два раза превышают средние запасы месторождений континентов. Морские месторождения высокодебитные (в среднем 500 т / сут), что делает их разработку рентабельной даже при существующих высоких затратах на освоение. На одну морскую скважину прирост запасов выше, чем на суше, по нефти в 25 раз, по газу – в 17 раз. Все это заставляет детально проанализировать закономерности размещения морских месторождений углеводородов в целях выявления новых подходов к проблеме образования нефти и газа и прогнозирования нефтегазоносности недр.

Исследования А. А. Геодекяна, Л. Э. Левина, В. А. Левченко, А. Забанбарк, В. Я. Троцюка, В. Е. Хаина и других ученых позволяют наметить три основные особенности в размещении морских залежей нефти и газа как в пространстве, так и по разрезу: 1) связь залежей с **рифтами**; 2) приуроченность большинства запасов углеводородов к **пассивным окраинам** континентов; 3) **концентрация** основных ресурсов нефти в отложениях верхней юры и нижнего мела, а газа – в породах пермского возраста.

### **Приуроченность морских залежей к рифтовым системам**

Связь месторождений нефти и газа с рифтами неоднократно отмечалась многими исследователями (Б. А. Соколов, В. А. Левченко, Р. Г. Гарецкий, Е. В. Кучерук, С. А. Ушаков и др.). В пределах Мирового океана системы рифтов имеют различный характер. Рифтовая долина срединно-океанических хребтов и сопряженные с ней трансформные разломы являются молодыми, современными швами нашей планеты. Рифтовые системы шельфовых зон континентальных окраин заполнены мощной толщей осадков и характеризуются хорошей прогремостью недр. Они отличаются, как правило, высокой концентрацией запасов углеводородов. К ним, прежде всего, относятся рифты Северного моря. Аналогичная ситуация сложилась в рифтах Западной Сибири, и хотя в настоящее время это суша, но в период формирования залежей нефти и газа (конец мезозоя – начало кайнозоя) она была подводной окраиной материка.

Наконец, сами пассивные окраины континентов представляют собой остатки некогда мощных рифтовых систем, развитие которых привело к раскрытию океанов. Современные пассивные окраины континентов, особенно

Атлантического океана, – это система полуграбенов, обращенных к океану с одной стороны, и аналогичная система полуграбенов с другой стороны океана.

Таким образом, для правильного понимания и объяснения связи морских месторождений нефти и газа с рифтами необходимо выявить те благоприятные условия, которые создаются в пределах рифтов и определяют процессы образования и накопления углеводородов.

В настоящее время под рифтом (по Е. Е. Милановскому) понимают линейно вытянутую полосовидную область высокого термического режима земных недр, в которой происходят подъем нагретого мантийного материала, его растекание в стороны в подошве литосферы и частичное проникновение в кору. В развитии рифта предусматривается формирование сводового поднятия, в пределах которого растягивающие усилия приводят к разрыву коры и обрушению центральной части свода с образованием грабена-провала. Процессу возникновения рифта предшествует разогрев, «возбуждение» верхней мантии. Это находит отражение и в современной структуре рифтов: утонение континентальной коры до 30 км (под рифтовыми долинами океанов до 5 км); подъем астеносферы; резкое возрастание над рифтом теплового потока; молодой вулканизм; источники термальных вод; сейсмичность. Все это характеризует рифты как чрезвычайно активные структуры литосферы. В сравнительно небольшом объеме осадочных образований (до 6 % всего осадочного слоя коры) в рифтах концентрируется до 15 % выявленных запасов углеводородов. Рифты характеризуются самой высокой концентрацией запасов на единицу объема осадочного чехла.

Основные причины повышенной нефтегазоносности рифтовых систем следующие: благоприятные условия седиментации, обеспечивающие поступление большого объема осадков, в том числе дельтовых с рассеянной органикой, в сравнительно небольшие по размерам структуры земной коры и самое главное – высокая степень прогретости недр. М. К. Калинко показал, что процесс преобразования органики контролируется «...не только и не столько температурой, сколько тепловым режимом – количеством тепла, поступающего в единицу времени. В условиях недр это и есть плотность теплового потока, которая, следовательно, и должна контролировать процессы преобразования ОВ». По данным этого ученого, трансформация органики в углеводороды становится еще более энергоемкой, если она протекает не в рыхлом осадке на дне водоема, а в уплотненной литифицированной породе. В последнем случае при недостаточности теплового воздействия материнская порода будет характеризоваться лишь «точечной би-

туминозностью». По мнению М.К. Калинко, наиболее благоприятная ситуация для нефтегазообразования возникает, когда уже на ранних стадиях диагенеза осадки с рассеянным органическим веществом попадают в зону температур, достаточных для развития явлений его деструкции. В такой ситуации процессы нефтегазообразования развиваются быстро и сравнительно полно. При этом за относительно короткий промежуток геологического времени (несколько миллионов лет) могут сформироваться крупные залежи нефти и газа, как это имеет место в рифтовых структурах земной коры.

На примере Красного моря, являющегося типичным современным рифтом, можно проследить степень созревания органики в зависимости от величины геотермического градиента. Учеными Института океанологии им. П. П. Ширшова проведены исследования содержания углеводородных газов в придонном слое воды в трех впадинах морского дна: Атлантис-2, Дискавери и Сагар, которые отличаются своими геотермическими режимами. Во впадине Атлантис-2, где температура придонной воды составляла  $62^{\circ}\text{C}$ , в придонном рассоле обнаружены углеводородные газы на уровне, максимальном для морской воды (в  $10^{-4}$  мл / л):  $\text{C}_2\text{H}_6 - 40,8$ ;  $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,91$ .

Во впадине Дискавери температура придонных вод меньше  $45^{\circ}\text{C}$ , здесь также были выявлены углеводородные газы, но в значительно меньшем количестве:  $\text{CH}_4 - 219$ ;  $\text{C}_2\text{H}_6 - 2,11$ ;  $\text{C}_3\text{H}_8 - 0$ . Впадина Сагар характеризуется температурой придонных вод  $22^{\circ}\text{C}$ , соответственно уменьшаются и концентрации газов:  $\text{CH}_4 - 28,6$ ;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – слабые признаки;  $\text{C}_3\text{H}_8 - 0$ . Приведенные факты свидетельствуют о тесной зависимости степени созревания органики и миграции из нее углеводородных соединений от изменения температурного режима земных недр.

Имеющийся опыт нефтегазопоисковых работ свидетельствует, что для формирования зон максимальных концентраций запасов нефти или газа, при прочих равных условиях, наиболее благоприятны те области земной коры, которые в течение рассматриваемого геологического интервала времени характеризовались сравнительно более высокими параметрами палеогеотермического градиента и повышенным тепловым потоком Земли.

### **Приуроченность морских залежей к пассивным окраинам**

Приуроченность большинства запасов углеводородов к пассивным окраинам континентов – закономерность, которая также неоднократно отмечалась геологами (А. А. Геодекян, А. Забанбарк, А. И. Конюхов, Л. Э. Левин, В. Я. Троцюк, В. Е. Хаин и др.). По их данным, с пассивными окраинами континентов связано 7/8 всех выявленных запасов нефти и газа;

только 1/8 этих запасов приходится на долю активных континентальных окраин.

Необходимо пояснить, почему пассивные окраины континентов благоприятны в отношении генезиса углеводородов и деформирования залежей и почему активные окраины континентов малоперспективны в нефтегазовом отношении, каков механизм образования и накопления в залежи нефти и газа в том и в другом случаях. При этом следует помнить, что речь идет о современных активных и пассивных окраинах.

Нефтегазообразование в пределах современных пассивных окраин континентов протекало и протекает в условиях рифтогенного режима недр. Сами пассивные окраины формировались в результате деструкции континентальной коры под влиянием восходящих мантийных потоков. Вначале происходил раскол коры с образованием системы внутриконтинентальных рифтов, в дальнейшем они перерождались в морские межматериковые рифты, которые в процессе образования океана расширились за счет раздвижения литосферных плит. В результате с одной и с другой стороны формирующегося океана возникли пассивные окраины, представляющие собой фрагменты изначальных рифтовых осадочно-породных бассейнов. Последующая эволюция пассивных окраин сопровождается опусканием их фундамента и дополнительным осадконакоплением. Из этого следует, что пассивные окраины имеют тот же механизм нефтеобразования, что и рифты, а именно лавинное осадконакопление, в котором активно участвуют речные системы, а также высокий прогрев.

В качестве примера можно привести последовательность формирования пассивных окраин Южной Атлантики в мезозойскую эру. В юре суперконтинент Гондвана уже был подвержен рифтогенезу в своей начальной стадии: произошло заложение системы внутриконтинентальных разломов, которые расчленили его на фрагменты, ставшие впоследствии континентами южного полушария. В мелу суперконтинент вступает в океанскую стадию развития. В конце нижнего мела система внутриконтинентальных рифтов трансформируется в систему межконтинентальных рифтовых морей, которая отделяла Южную Америку от Африки, лишь в районе современного Гвинейского залива существовала структурная перемычка, соединявшая эти материки.

О ходе геологических событий дают возможность судить накопленные осадочные породы. Если рассмотреть разрезы осадочного чехла, выполненного в меловое время узкие межконтинентальные моря между Южной Америкой и Африкой, а в современном плане слагающего пассивные ок-

раины этих материков, то увидим, что в основании чехла залегают красноцветные породы неокома, иногда с прослоями каменного угля. Характер осадков указывает на их континентальное происхождение, они заполняли внутриконтинентальные рифты. Далее вверх по разрезу фиксируются соленосные отложения апта, маркирующие начало образования межконтинентальных морских рифтов, так как формирование каменной соли связывают обычно с выходом из недр термальных рассолов, напоминающих горячие ключи на дне современного Красного моря. На соленосном комплексе располагаются темные глины и известняки альбского возраста с содержанием органики до 10 %. Считается, что в то время эмбрион Атлантического океана имел эстуариевую циркуляцию. Придонная геохимическая обстановка носила восстановительный характер, не исключено и сероводородное заражение донных осадков. При таких обстоятельствах, считают Е. Зейболд и В. Бергер, сохранение органического вещества должно быть идеальным.

Накопление органики протекало в условиях высокой прогретости недр, что, несомненно, играло решающую роль в процессах образования нефти и газа. В настоящее время отложения неокома, апта и альба регионально нефтегазоносны как на атлантическом шельфе Африки, так и на шельфе Южной Америки. Аналогичный механизм формирования присущ и другим современным пассивным окраинам океанов. Под влиянием этого рифтогенного механизма протекали процессы и нефтегазообразования, и нефтегазоаккумуляции. Следует отметить, что период формирования современных пассивных окраин Атлантического и Индийского океанов захватывает по времени последние 160 млн лет, начиная с юрского периода и до наших дней.

### **Приуроченность морских залежей к активным окраинам**

Иная ситуация на активных окраинах Тихого океана. Здесь происходит поддвижение литосферных плит под континенты (Южная и Северная Америка) или под островные дуги (Азиатское побережье). Следовательно, осадки с рассеянным органическим веществом попадают в условия субдукционных зон, где они либо проскальзывают в зазор между литосферными плитами и попадают в мантию либо формируют аккреционные призмы. В любом случае возникает принципиально иная геодинамическая ситуация, чем на пассивных подводных окраинах континентов. Одними из первых обратили внимание на возможность нефтегазообразования в зонах субдукции О. Г. Сорохтин, С. А. Ушаков, а также У. Дикинсон и Х. Хедберг. Образование углеводородов в зонах субдукции объясняется возгон-

кой и термолизом биогенных веществ, попавших в эти зоны. Конвейер литосферных плит поставляет к зонам субдукции пелагические осадки, в которых содержание  $C_{орг}$  сравнительно низкое (в среднем 0,19 %). Невелик и объем осадков на океанском ложе. Это дало основание Л. Э. Левину утверждать, что низкий объем пелагических осадков, попавших в зону субдукции, «... не может иметь существенного значения для нефтегазообразования».

Однако при этом не учитываются два обстоятельства. Во-первых, по мере продвижения к глубоководным желобам пелагические осадки обогащаются органикой, и в самом желобе среднее содержание  $C_{орг}$  достигает 0,78 %. Во-вторых, действительно, объем пелагических осадков, попавших в зону субдукции, невелик (в среднем 0,5–1 км). Этот процесс протекает десятки и даже сотни миллионов лет и за этот период в зоны поглощения поставляется огромное количество осадков, которые либо перерабатываются в мантии, либо накапливаются перед фронтом субдукции в виде аккреционных призм. Ориентировочный подсчет объема только одной аккреционной призмы Малых Антильских о-вов показывает, что он не меньше 3 тыс. км<sup>3</sup>. Отсюда следует, что с учетом времени функционирования зон поглощения через них проходит довольно большой объем пелагических осадков. Прежде чем попасть в зону субдукции, эти осадки еще в условиях первичного залегания, на дне, проходят стадию диагенеза в течение 100–150 млн лет. Одновременно происходит и некоторое преобразование органики в сторону ее «созревания» в микронефть. В зоне субдукции осадки с органическим веществом попадают в условия повышенного температурного режима. По расчетам О. Г. Сорохтина, трение между литосферными плитами приводит к выделению  $(2-3) \times 10^3$  Дж на каждый грамм породы. За счет рассеивания получаемого при этом тепла океаническая кора в зоне субдукции может разогреваться примерно до 1 000 °С. Однако во внешней части, непосредственно перед литосферным выступом, разогрев коры еще сравнительно невелик. Поэтому должен существовать участок, где создается весьма благоприятный температурный режим для термолиза и возгонки биогенных веществ, рассеянных в осадках пододвигаемой плиты. В зоне такого режима (с температурами 100–400 °С) осадки могут находиться около 1–2 млн лет. Создаются природные условия, сопоставимые с лабораторными, когда за короткий отрезок времени, но при сильном температурном воздействии, из растительных и животных остатков получается нефть. Другими словами, в зонах субдукции возникают своеобразные природные очаги, где в течение сравнительно короткого геологического времени за

счет градиентного температурного режима происходит преобразование рассеянного органического вещества в нефть.

Океанические осадки, попадающие в зону субдукции, всегда содержат термальные флюиды с температурой до 400 °С и давлением более  $2 \times 10^7$  Па. Флюиды будут стремиться уйти из-под зоны субдукции в область меньшего давления. На своем пути они неизбежно начнут выжимать, растворять и выносить капельножидкую нефть. Поднимающиеся по трещинам термальные воды с углеводородами (в свободном или растворенном состоянии) будут разгружаться в пределах литосферного выступа и в тылу островодужной системы с образованием залежей нефти.

В рассмотренном механизме формирования месторождений нефти и газа мобилизация и миграция рассеянных углеводородов происходят за счет активной «промывки» осадочных слоев термальными водами. Они вовлекают образовавшиеся углеводороды в общий глубинный водонефтяной поток, направленный в сторону уменьшения давления, т. е. в сторону от зоны субдукции. Избыточное давление термальных вод поддерживается за счет постоянной мобилизации и прогрева поровых вод океанических осадков, а также вод, освобождающихся при дегидратации коры в зоне субдукции. По расчетам О. Г. Сорохтина, за геологическую историю Земли через зоны субдукции профильтровалось 16 млрд км<sup>3</sup> воды, что в 7 раз больше ее содержания в гидро- и литосфере вместе взятых.

По мере удаления от зон субдукции температура и давление термальных вод уменьшаются, в результате замедляется и скорость их фильтрации. Возникают условия, благоприятные для аккумуляции углеводородов.

Если механизм формирования зон нефтегазоаккумуляции на участках субдукции литосферных плит такой мощный, как это представляется некоторым ученым, то чем же объяснить сравнительно малые запасы углеводородов в пределах современных активных окраин Тихого океана? Во-первых, здесь процессы нефте- и газообразования еще не закончились, поэтому судить о конечном нефтегазовом потенциале активных окраин в настоящее время преждевременно. Во-вторых, в силу незавершенности субдукционных процессов по тихоокеанским окраинам здесь не возникли благоприятные условия для накопления и консервации углеводородов в залежи; процесс этот находится в стадии формирования и переформирования. В этом отношении показательна высокая насыщенность подземных вод углеводородными газами в осадочных пластах островных дуг, в частности Японской. Даже небольшое снижение пластовых давлений приводит к

выделению из вод углеводородных газов, которые можно улавливать и использовать в практических целях.

Но если геологическая история Тихого океана еще не завершена и ее заключительные фазы не поддаются научному предвидению, то мы имеем возможность рассмотреть результаты нефтегазообразования тех океанских бассейнов, которые уже завершили свою эволюцию. Для примера рассмотрим палеозойский Уральский океан и мезозойский Тетис.

В конце палеозоя на востоке Восточно-Европейского палеоконтинента существовала пассивная подводная окраина, обрамленная системами островных дуг. Закрытие Уральского океана сопровождалось процессами нефтегазообразования по изложенной выше схеме. В результате восточная периферия палеоконтинента оказалась регионально нефтегазоносной, причем основные запасы нефти и газа содержатся в тех отложениях, которые уже существовали к моменту закрытия океана, в нашем случае это палеозойские (прежде всего, верхнепалеозойские) толщи.

Закрытие мезозойского океана Тетис приходится на кайнозойскую эру, причем в ряде мест процессы субдукции продолжаются до настоящего времени с различной степенью выраженности. Периферия палеоокеана Тетис регионально нефтегазоносна. Именно в ее пределах находится зона Персидского залива, которую В. А. Левченко ошибочно классифицировал как внутриматериковую область опускания. На самом деле северо-восточная окраина Африкано-Аравийского континента в кайнозойское время испытала столкновение с Иранской плитой. Благодаря субдукционному геодинамическому режиму создались условия для ускоренной переработки рассеянной органики, содержащейся в мощных осадочных толщах пассивной окраины, приведшие к новому циклу формирования богатых нефтью и газом месторождений современного Персидского залива. Интенсивное прогибание этого участка земной коры – результат надвигания на край платформы островодужных систем юго-западной периферии океана Тетис. Наибольшие запасы углеводородов также концентрируются в тех толщах, которые существовали на окраинах материков в период закрытия океанов, прежде всего, это юрские и меловые отложения, а также палеозойские (пермские).

Аналогичная ситуация возникала и вдоль других зон поглощения, которые к настоящему времени завершили свое активное развитие. Так, вдоль западной периферии Северной Америки в мезозойское время функционировала зона субдукции, под влиянием которой сформировались месторождения нефти и газа Предкордильерского передового прогиба и западного

склона Северо-Американской платформы, в том числе уникальные по запасам залежи тяжелой нефти и битумов Атабаски (Западная Канада). Вдоль северной и западной окраин Южной Америки в мезо-кайнозойское время также существовали зоны субдукции, обусловившие региональную нефтегазоносность Предандийского передового прогиба. Именно в условиях субдукционного геодинамического режима возникли уникальные месторождения тяжелой нефти и битумов знаменитого пояса Оффисина-Трембладор вдоль нижнего течения р. Ориноко (запасы около 200 млрд т), а также одно из крупнейших нефтяных месторождений мира Боливар в заливе Маракайбо.

В современной структуре земной коры нефтегазоносными регионами рифтогенного типа, оставшимися внутри континента, являются Западная Сибирь и Северное море. Недаром эти регионы называют «несостоявшимися океанами». Энергии недр здесь хватило только на образование системы рифтов (на севере Западной Сибири с начальными явлениями спрединга), которые в дальнейшем переродились в крупные надрифтовые платформенные депрессии – синеклизы. Однако и этого оказалось достаточно для образования в данных регионах значительных по запасам и обширных по площади нефтегазоносных провинций.

Таким образом, рифтогенные нефтегазоносные регионы могут быть двух типов: внутренне-рифтогенные, расположенные внутри континентов и окраинно-рифтогенные, расположенные по континентальным окраинам. Последние в своем развитии, пройдя стадию внутриконтинентальных рифтов, пошли дальше, имея в своих недрах большие запасы энергии. Но и у тех и у других геодинамическая обстановка недр определялась рифтогенными процессами.

Изложенное выше позволяет сделать некоторые выводы.

1. Заключение об ограниченных нефтегазовых ресурсах субдукционных зон справедливо лишь для современных зон субдукций, в силу того, что здесь процессы нефтегазообразования еще далеки от своего завершения и в настоящее время не сложились благоприятные условия для формирования крупных залежей углеводородов.

2. Палеозоны субдукций являются регионально нефтегазоносными. В современной структуре земной коры они выражены передовыми прогибами. В пределах последних и на сопредельных склонах платформ основные запасы углеводородов концентрируются в тех отложениях, которые существовали в момент закрытия океана.

Следует различать два основных механизма поддвига, приводящих к генерации углеводородов. Первый выражен поддвигом океанической плиты под островные дуги или под континенты (субдукция), второй – надвигом островной дуги или края континента на пассивную окраину другого континента (обдукция). Второй механизм более нефтеобильный, чем первый. Известно, что пассивная окраина континента всегда имеет в своем основании мощную линзу осадочных пород (до 10–15 км), расположенную у подножия континентального склона. Если учесть, что континентальные склоны и материковые подножия характеризуются максимальным содержанием  $C_{орг}$ , то становится понятным источник углеводородов в процессе обдукции. Под тяжестью литосферного выступа наползающей плиты углеводороды будут активно выжиматься из осадочной линзы и мигрировать в сторону окраины поддвигаемых континентальных платформ. Этим эффектом «горячего утюга» и объясняется формирование зон нефтегазонакопления Персидского залива, лагуны Маракайбо и других регионов земного шара.

#### **Особенности размещения морских залежей в разрезе**

Концентрация основных ресурсов нефти в определенных стратиграфических интервалах – еще одна важная закономерность в размещении морских месторождений нефти и газа. Проведенный А. А. Геодекином, А. Забанбарк и А. И. Конюховым анализ показал, что основные ресурсы углеводородов сосредоточены в относительно узких стратиграфических интервалах. Максимальная концентрация запасов приурочена к верхнеюрским (преимущественно оксфорд-киммеридж) и нижнемеловым (апт-альб) отложениям. В первых заключено почти 20, а во вторых – более 25 % всех нефтяных ресурсов, открытых в океанских и морских бассейнах. В основном они связаны с пассивными окраинами континентов. Ресурсы углеводородного газа распределены несколько иначе: почти половина запасов связана с пермскими отложениями, значительные скопления отмечены в нижнеюрских, апт-альбских, олигоцен-нижнемиоценовых и миоценовых породах. Таким образом, максимумы по нефти и газу совпадают только в отношении апта-альба.

На современных активных окраинах материков большая часть запасов углеводородов приурочена к молодым неоген-палеогеновым отложениям, тогда как в мезозойских породах открыто сравнительно мало месторождений.

По-видимому, избирательная концентрация запасов морских углеводородов в определенных стратиграфических горизонтах является следствием

глобального процесса распада суперконтинентов в мезо-кайнозойскую эпоху дрейфа материков. Образование пассивных окраин современных континентов происходило начиная с позднеюрского времени и наиболее активно протекало в раннем мелу.

Активные окраины тихоокеанского типа свое развитие получают наиболее явно в кайнозойскую эру, что также нашло отражение в распределении запасов углеводородов в их пределах. Таким образом, устанавливается интересная закономерность: формирование основных залежей углеводородов совпадает во времени с развитием рифтогенных процессов на пассивных окраинах материков или с развитием субдукционных процессов на активных окраинах. Этим еще раз подчеркивается генетическая связь образования углеводородов с заложением и эволюцией океанских бассейнов.

Таким образом, отметим следующее:

1. Большинство (87–95 %) выявленных запасов углеводородов, по современной статистике, приурочено к пассивным окраинам континентов. На долю активных окраин приходится от 5 до 13 % запасов УВ (по разным оценкам). При этом, несомненно, устанавливается тесная связь морских залежей углеводородов с рифтовыми системами.

2. Установлены закономерности в распределении морских залежей углеводородов по разрезу. Основные ресурсы нефти приурочены к отложениям верхней юры и нижнего мела, в то время как наибольшие концентрации газа связаны с породами пермского возраста.

### **Некоторые флюидодинамические особенности нефтегазообразования и нефтегазонакопления в акваториях**

При существующей сравнительно слабой изученности нефтегазоносности акваторий для правильной оценки их потенциальных возможностей необходима дополнительно чисто «морская» информация.

Как известно, обязательным условием образования нефтегазоносных бассейнов является развитие нисходящих тектонических движений, по скорости превышающих погружение смежных частей суши. Кроме того, в пластах горных пород, расположенных под дном водоемов, величины геостатического давления и температур отличаются от таковых в пластах, находящихся на суше. Наконец, геохимическая обстановка в проницаемых пластах, расположенных под дном акваторий, может быть иной, нежели в аналогичных пластах суши.

Скорость развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления при прочих равных условиях находится в прямой зависимости от скорости нисходящих тектонических движений. Следовательно, в одном и

том же комплексе осадков, погруженном под дно моря, должно накопиться больше углеводородов, чем в недрах смежной суши. При этом разница должна быть тем больше, чем больше разница в амплитудах погружения пород в пределах акватории и смежной суши. По мере погружения изолирующие свойства пластичных покрышек улучшаются и по этой причине рассеивание углеводородов из более погруженных залежей будет меньше по сравнению с залежами, находящимися на меньших глубинах, т. е. при всех прочих равных условиях залежи нефти и газа, расположенные под дном водных бассейнов, будут иметь большую сохранность, чем аналогичные залежи в недрах смежной суши.

Поскольку по мере погружения впадин миграция седиментационных вод и вместе с ними углеводородов происходит от центра впадин к периферии, более погруженные структурные ловушки заполняются углеводородами в первую очередь и, как правило, бывают заполненными полностью, ибо только после их заполнения углеводороды будут мигрировать в другие ловушки, расположенные вверх по восстанию пластов (Максимов, 1964; Бурштар, Машков, 1963).

Как известно, удерживающие свойства покрышек пропорциональны разности геостатического ( $P_{гст}$ ) и гидростатического  $P_d$  давлений. Для покрышки, расположенной над залежью, находящейся в недрах суши на отметке  $h_{абс}$ , величина геостатического давления

$$P_{гст} = 2,3 (0,1 h_{абс} + 0,1 h_{пов}) = 0,23 (h_{абс} + h_{пов}),$$

где  $h_{пов}$  – абсолютная отметка поверхности земли.

Нормальное пластовое давление  $P_d = 0,1 (h_{абс} + h_{пов})$ . Следовательно, сжимающие усилия на покрышку

$$P_{гст} - P_d = (0,23 h_{абс} + 0,23 h_{пов}) - 0,85 (0,1 h_{абс} + 0,1 h_{пов}) = 0,145 (h_{абс} + h_{пов}).$$

Для покрышки, расположенной на той же отметке под дном акватории, имеющей глубину  $a$  метров (рис. 1.1), геостатическое давление

$$P_{гст} = 0,23 (h_{абс} - a) + 0,1a = 0,23 h_{абс} - 0,13a,$$

$$P_{сж} = 0,23 h_{абс} - 0,13a - 0,085 h_{абс} = 0,145 h_{абс} - 0,13a.$$

Следовательно, разность сжимающих усилий для покрышек, расположенных на одной и той же абсолютной отметке на суше и в акватории, будет

$$P_{гст} - P_{сж} = 0,145 (h_{абс} + h_{пов}) - 0,145 h_{абс} + 0,13a = 0,145 h_{пов} + 0,13a.$$

Таким образом, покрывка, расположенная в недрах суши, будет подвергаться сжимающему усилию больше по сравнению с покрывкой, находящейся на той же абсолютной отметке под дном акватории. При этом разница в давлении будет пропорциональна глубине акватории и абсолютной отметке поверхности суши.

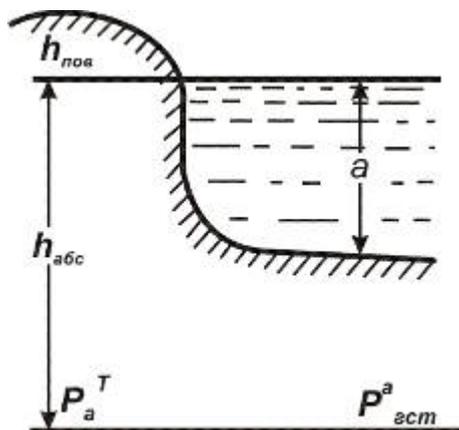


Рис. 1.1. Сравнение геостатического давления в пластах, залегающих под дном акваторий, с пластами, расположенными в пределах суши; горизонты находятся на одинаковых абсолютных отметках

Покрывки, находящиеся на некоторой глубине от дна водного бассейна, будут подвергаться большему сжимающему давлению, чем покрывки, расположенные на той же глубине от поверхности земли в пределах суши.

Если учесть, что амплитуда погружения слоев под дном водных бассейнов больше глубины последних вследствие некоторой компенсации нисходящих движений накоплением осадков, то синхронные стратиграфические горизонты будут находиться на больших глубинах от дна акватории, чем от поверхности смежной суши.

Поскольку изолирующие свойства покрывок зависят от величины сжимающих усилий, залежи нефти и газа, находящиеся под дном акваторий, должны сохраняться лучше по сравнению с залежами, приуроченными к тем же стратиграфическим горизонтам смежной суши. Повышение внутрипорового давления является одним из основных факторов, обуславливающих первичную миграцию углеводородов. Н. Б. Вассоевич (1967), Н. А. Еременко с соавторами (1968) и другие исследователи считают, что первичная миграция углеводородов в отложениях суши начинается при их погружении на глубину 1 500 м. Если считать, что основным условием первичной миграции углеводородов в глинистых осадках является сжимающее давление, то надо полагать, что этот процесс начинает развиваться при определенном сжимающем давлении.

Можно предполагать, что чем дальше от берега, тем процесс нефтегазо-накопления начнется раньше по сравнению со смежной сушей, и при лучшей сохранности залежей при всех прочих равных условиях может накопиться больше углеводородов.

Общеизвестно влияние геохимической обстановки на сохранность газовых и нефтяных залежей и свойства находящихся в них нефтей (Карцев, 1963; Радченко, 1965). В нефтяных месторождениях суши до глубины 1 500 м возможно влияние процессов окисления нефтей и потери легких фракций. Иная обстановка существует в залежах под дном моря. Здесь восстановительные условия, как правило, существуют, начиная с первых же метров осадков. Мало того, поскольку морские бассейны являются областями разгрузки подземных вод, то в пределах этих бассейнов поступление вод в недра не происходит, образовавшаяся залежь не будет разрушаться поступающими водами. При этом, чем дальше вглубь бассейна, тем более застойным должен быть режим во всех проницаемых пластах.

В самом деле, если даже принять точку зрения С. А. Шагоянца (1959) о том, что латерального движения вод в водоносных коллекторах под дном морей нет и вода движется лишь через водоупоры под влиянием разности давлений, то тогда следует полагать, что, чем дальше от берега вглубь морского бассейна, тем застойнее будут воды. Вероятнее всего, разность напоров, вызванная движением подземных вод через водоупоры в зонах повышенной их трещиноватости или в зонах разрывных нарушений, будет уменьшаться по направлению от берега вглубь бассейна, и, следовательно, застойность вод будет увеличиваться. Об этом могут свидетельствовать данные по морским нефтяным месторождениям Каспийского моря, вблизи Апшеронского полуострова (Самедов, Бураковский, 1966).

Различия в истории геологического развития шельфов и смежных частей суши могут сказаться на условиях, влияющих на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления. В пределах структурных впадин стабильного шельфа молодых складчатых областей существуют условия, благоприятные для сохранения ранее образовавшихся залежей нефти и газа и продолжения процессов аккумуляции в положительных структурных формах. Дифференцированные тектонические движения, протекающие во впадинах, могут приводить к переформированию ранее образованных залежей и образованию новых ловушек. Продолжавшиеся нисходящие движения постоянно способствуют непрерывному развитию процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления и улучшают условия для сохранения залежей от разрушения. Аналогичные условия существуют и в

районах развития второго подтипа стабильного шельфа. По характеру расположения относительно шельфа структурные впадины можно дифференцировать на две группы: расположенные полностью в пределах шельфа и расположенные частично на суше, частично на шельфе.

Условия нефтегазонакопления во впадинах, расположенных на шельфах, принципиально мало отличаются от условий, существующих в структурных впадинах такого же типа на суше. К сожалению, пока не разведана ни одна из таких впадин, поэтому судить о характере их нефтегазонаосности невозможно. Надо полагать, что разведочные работы, которые начнутся в Венесуэльском заливе, а также в ряде впадин вблизи Калифорнии, прольют свет на условия нефтегазонаосности впадин такого типа.

Совершенно иные условия существуют во впадинах, расположенных частично на шельфе, частично на суше. В них на шельфах располагаются самые погруженные части впадин, где создаются наиболее благоприятные условия для заполнения ловушек углеводородами. Поэтому при наличии крупных ловушек образуются крупные месторождения, запасы которых значительно превышают запасы их частей, расположенных на суше (месторождения Апшеронского порога и Бакинского архипелага в Каспийском море, газовые месторождения в Британской части Северного моря, в заливе Кука и др.). Месторождение Нефтяные Камни, как известно, по своим масштабам превосходит любое месторождение Апшеронского п-ова. Запасы газа в месторождениях Северного моря во много раз превышают запасы месторождений Мидленда Англии.

Весьма благоприятны для развития процессов нефтегазонакопления условия, существующие на мобильных шельфах, где нефтегазосодержащие горизонты располагаются в широком стратиграфическом диапазоне. Распределение нефтегазонаосности в плане будет неодинаковым в мобильных шельфах трансгрессивного и регрессивного подтипов: в пределах первых более молодые нефтегазосодержащие толщи будут располагаться ближе к берегу, а более древние – мористее. Вероятно, такая картина может наблюдаться в Бассовом проливе. На регрессивных шельфах, мигрирующих в сторону моря, все более молодые толщи будут нефтегазонаосными. Блестящим примером является шельф Луизианы (Мексиканский залив). Если опускание морских частей впадин происходит по многочисленным разломам, создаются ловушки тектонически экранированного типа.

Как отмечалось, в морских бассейнах часто развиты структурные формы, не имеющие аналогов на суше. К их числу относятся материковый или континентальный склон, материковое подножие, рифовые долины, глубо-

ководные желоба и абиссальные равнины. К сожалению, геологическое строение перечисленных структурных форм почти совершенно не известно. Поэтому можно высказать лишь предположение о существующих в них условиях для формирования залежей нефти и газа.

Условия нефтегазообразования на континентальных склонах разных типов неодинаковы. В пределах стабильного склона условия, благоприятные для развития процессов нефтегазонакопления, могут существовать лишь на определенных участках и в случае выклинивания в сторону океана осадочных толщ (например, район плато Блейк к востоку от п-ова Флорида).

Благоприятные условия нефтегазонакопления возможны в широких подводных каньонах, формировавшихся в течение длительного времени, в которых могла накопиться мощная (вероятно, не менее километра) толща осадков.

Нефтегазообразование происходит и в пределах нестабильного континентального склона. По существу, это огромная моноклиналь, которая на протяжении длительного периода развития (вплоть до настоящего времени) испытывает неравномерное погружение. При этом часть моноклинали, расположенная ниже по падению, погружается быстрее.

По мере миграции континентального склона в сторону моря участки более древнего склона будут находиться уже под континентальным шельфом. В этом случае наличие залежей нефти и газа в пределах современного континентального склона будет зависеть от быстроты миграции склона и, стало быть, от продолжительности его формирования. При длительном времени, достаточном для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, очевидно, возможно наличие залежей нефти (континентальный склон в районах дельт рек Нигер, Конго и Кванза). В случае сравнительно быстрого продвижения континентального склона можно ожидать наличия только месторождений газа, как это, вероятно, будет на континентальном склоне северной части Мексиканского залива.

Когда прогибание впадин не успевает компенсироваться накоплением осадков, на континентальном склоне развиты толщи, формировавшиеся в условиях шельфа. Эти толщи приобретают наклон в сторону моря, в результате чего создаются благоприятные условия для нефтегазонакопления. При этом принципиально возможно образование новых типов ловушек: присбросовых и литологических, не считая тех, которые существовали до образования континентального склона на данном участке.

Значительно сложнее определить возможные условия нефтегазонакопления на континентальном склоне смешанного типа. Очевидно, они будут

подобны описанным выше, однако возможны и условия, приводящие к разрушению залежей: термическое воздействие магматических масс, разгерметизация ловушек при образовании трещин и различных секущих тел. Если вулканическая деятельность протекала в ранний этап формирования склона, то она может не оказывать отрицательного влияния на образование залежей, а, наоборот, создавать дополнительные ловушки для аккумуляции нефти и газа.

В пределах континентального подножия в определенных случаях могут быть созданы условия, благоприятные для развития процессов нефтегазоаккумуляции. Особо благоприятные условия создаются в районах стабильного континентального подножия, являющегося зоной длительного накопления осадков. Длительно существующие наклоны пластов в одном и том же направлении способствуют развитию нефтегазоаккумуляции, а разломы – формированию региональных ловушек.

В континентальном подножии трансгрессивного типа условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции благоприятны, поскольку геологическое строение его не отличается от строения континентального склона и шельфа. Мало того, нисходящие движения будут способствовать усилению развития этих процессов и большей сохранности залежей. Не всегда благоприятные условия нефтегазоносности могут быть в мобильных континентальных подножиях регрессивного подтипа, так как они развиваются на участках абиссальных равнин. Различны условия нефтегазоносности и в континентальном подножии смешанного типа, поскольку процессы вулканизма могут приводить к полному разрушению залежей или, наоборот, создавать дополнительные условия для образования ловушек.

Условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в абиссальных элементах морского дна различны и зависят от их геологического строения и истории геологического развития. В абиссальных элементах, характеризующихся мощными толщами осадочных пород и, по существу, представляющих погруженные участки платформы (например, абиссальные участки Черного моря, Мексиканского залива), условия нефтегазообразования такие же, как и в подобных сооружениях на суше. Можно лишь предполагать, что ввиду погружения этих платформ условия сохранения залежей от разрушения здесь лучше, чем на платформах, испытывающих восходящие движения. Подобные условия существуют и в тех внутриокеанических поднятиях, которые сложены комплексом древних отложений (Бермудское поднятие). В пределах абиссальных частей морского дна нефтегазосодержащими могут оказаться и осадки, формирующиеся вблизи поднятий

(в том числе и вулканических), в периферической части вблизи континентального склона («краевой вал» Б. С. Хизена), в рифтовых долинах Среднеокеанических хребтов. В надводном разрезе Курильских островов (Павлидис, 1968) над осадками верхнего мела, представленными чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями известняков, залегает толща палеоген-неогеновых отложений такого же состава мощностью 1 500 м. Выше следуют неогеновые отложения, состоящие из чередования магматических, вулканогенных и осадочных образований суммарной мощностью до 6 000 м. Безусловно, по мере удаления от берега в разрезе начинают преобладать тонкодисперсные осадки и, стало быть, образуется меньше пород-коллекторов. Однако благодаря развитию турбидитов, а также донных течений, среди абиссальных элементов могут формироваться породы, обладающие удовлетворительными коллекторскими свойствами, хотя их количество по разрезу и распространение по площади будет значительно меньшим, чем в более мелководных частях бассейнов. Среди карбонатных пород возможно развитие трещинных коллекторов.

Можно предполагать, что процессы океанизации земной коры, развивающиеся в абиссальных равнинах, должны приводить к восходящей вертикальной миграции углеводородов. При наличии в верхней части разреза достаточно хороших ловушек и покрышек на этих участках возможно образование крупных скоплений углеводородов, особенно газообразных. Вероятно, такие скопления углеводородов будут малы по вертикали, но будут отличаться большой концентрацией. Наличие подобных скоплений углеводородов можно ожидать в наиболее погруженных частях котловины Южного Каспия, Черного моря, Мексиканского залива.

В глубоководных желобах, выполненных толщей осадков, измеряемой километрами, объективно существуют условия для нефтегазообразования. Если в них благодаря периодическому развитию донных течений будут накапливаться средне- и крупнодисперсные осадки, то возможно и развитие процессов нефтегазонакопления. Сравнительно небольшая ширина таких желобов не исключает возможности образования залежей нефти или газа, во-первых, потому, что миграция, вероятно, происходит также и вдоль желоба, в сторону приподнятой периклинали, а, во-вторых, аккумуляция даже с такого небольшого пространства может приводить к образованию залежей нефти и газа. Это хорошо видно на примерах формирования залежей нефти в таких узких грабенах, как Суэцкий, Верхне-Рейнский. Можно предполагать, что если в подводной части Рейнского грабена, прослежи-

вающегося до Осло, развиты молодые осадки, то эта часть будет перспективной в нефтегазоносном отношении.

### **Основные принципы оценки перспектив нефтегазоносности акваторий**

Пока речь может идти только о принципах, так как степень изученности геологического строения разных районов недостаточна для более детального прогнозирования.

Действительно, из всех морфоструктурных элементов морей и океанов, перспективных в нефтегазоносном отношении, поиски нефти и газа проводились и проводятся в основном на шельфах, и при этом не во всех типах впадин, известных на шельфах. В настоящее время пока еще нет подробных тектонических карт зон шельфа и других морфоструктурных элементов, которые позволили бы достаточно надежно выделить территории, перспективные в нефтегазоносном отношении. Используя имеющиеся тектонические карты различных континентов, а также батиметрические карты морей и океанов, можно лишь наметить зоны возможного развития структурных элементов различного типа. Точное же местоположение последних, их границы, могут быть определены в результате детальных геолого-геофизических исследований.

Для шельфовых морей и отдельных участков дна океанов весьма приближенно выделяются зоны, отличающиеся характером и типом впадин, которые дифференцируются по расположению на шельфе следующим образом: впадины, расположенные частично на суше, частично на шельфе; впадины, расположенные только в пределах шельфа; впадины, расположенные частично на шельфе, частично на континентальном склоне. При этом последний тип следует подразделять на стабильные, нестабильные трансгрессивные и нестабильные регрессивные впадины.

В пределах шельфов по тектонической природе различают впадины внутриплатформенные, краеплатформенные, предгорные, межгорные и гетерогенные. Кроме того, каждая из впадин классифицируется по времени начала и конца формирования.

Значительно сложнее выделение перспективных в нефтегазоносном отношении зон на континентальном склоне. Очевидно, при современной изученности данного морфоструктурного элемента можно лишь весьма предположительно выделить в качестве перспективных зоны стабильного и нестабильного трансгрессивного склонов. При этом характер нефтегазоносности различных типов континентальных склонов будет неодинаков.

На стабильном склоне можно ожидать залежи нефти и газа в основном литологического типа, связанные с выклиниванием пластов. Значительно реже и в подчиненных количествах могут быть залежи нефти и газа структурного типа, связанные со структурными формами подстилающих рыхлые осадки консолидированных осадочных пород, образовавшихся еще в тот этап развития, когда данный участок земной коры представлял собой часть шельфа. На трансгрессивном нестабильном континентальном склоне возможно существование всех типов залежей нефти и газа, поскольку этот участок коры в недалеком геологическом прошлом являлся континентальным шельфом или участком суши.

На континентальном подножии перспективными могут быть участки стабильного типа, а также мобильного трансгрессивного подтипа. В первом случае, скорее всего, могут быть развиты присбросовые залежи нефти и газа, во втором возможно наличие залежей всех типов.

Весьма предположительно в пределах абиссальных глубин окраин океанов и внутриконтинентальных морей и заливов можно выделить зоны, перспективные в нефтегазоносном отношении. В первую очередь сюда следует отнести абиссальные части бассейнов, расположенные вблизи мобильных и стабильных континентальных склонов (краевые валы), и внутриокеанических поднятий, а также внутриконтинентальные бассейны (Черного и Каспийского морей, Мексиканского залива).

Вероятно, рифтовые долины и глубоководные желоба, выполненные достаточно мощной толщей осадков, весьма перспективны в нефтегазоносном отношении.

Таким образом, по степени перспективности в нефтегазоносном отношении и степени разведанности и изученности можно выделить следующие типы акваторий:

- с установленной нефтегазоносностью;
- высокоперспективные;
- перспективные;
- возможно перспективные, требующие выяснения;
- неперспективные;
- неизученные, перспективы не известны.

Принципы отнесения акваторий к тому или иному типу следующие.

К акваториям с установленной нефтегазоносностью относятся такие, в пределах которых выявлены месторождения нефти и газа.

К высокоперспективным можно отнести три типа акваторий:  
а) расположенные в пределах структурных впадин, нефтегазоносность ко-

торых на суше доказана; б) расположенные в пределах таких структурных впадин, в которых установлены признаки нефти и газа как на смежной суше, так в самих акваториях; в) расположенные в пределах структурных впадин такого типа, нефтегазоносность которых доказана на суше или в других акваториях.

Отнесение акваторий первого типа к высокоперспективным вполне правомерно и подтверждено всей историей поисково-разведочных работ в различных акваториях мира. По существу, во всех акваториях, расположенных на продолжении нефтегазоносных впадин суши, в пределах которых проводились поисково-разведочные работы, выявлены месторождения нефти или газа.

Отнесение к высокоперспективным акваторий, указанных в пункте «б», обосновывается выявленными закономерностями распределения нефти и газа в земной коре и в первую очередь закономерностью, согласно которой залежи нефти и газа всегда имеются в пределах наиболее погруженных частей впадин. Блестящим подтверждением этого положения является открытие нефтяных и газовых месторождений в Бассовом проливе, в заливах Сирт, Кука, Суэцком и др.

Высокая перспективность акваторий третьего типа основана на методе аналогии, блестяще примененном при прогнозировании нефтегазоносности Русской и Каракумской платформ.

К категории перспективных отнесены акватории, способные, судя по общегеологическим данным, содержать залежи нефти и газа, но местоположение собственно перспективных районов не определено, поскольку нефтегазоносность в них связана с отдельными структурными впадинами, границы которых еще не установлены. Примером подобного региона может являться Атлантический шельф США. Хотя К. О. Эмери намечает на этом шельфе зоны различной степени перспективности, все же такое районирование основывается скорее на общих соображениях, чем на конкретных данных. К перспективным относятся также зоны мобильного шельфа, мобильного трансгрессивного континентального склона, стабильного континентального подножия.

Возможно перспективными акваториями, требующими выяснения, являются участки шельфов и континентальных склонов смешанных типов, поскольку их перспективы зависят от интенсивности вулканической деятельности.

Неперспективные акватории расположены в пределах щитов и складчатых зон, сложенных метаморфическими и метаморфизованными породами,

а также в областях развития талассократонов, характеризующихся сплошным развитием вулканических образований.

#### **1.4. Газогидраты – нетрадиционные скопления углеводородов в акваториях мира. Новейшая история изучения газогидратов**

По мере того как лозунг «XXI век – век газа» проникает в общественное сознание, растет интерес и к такому нетрадиционному источнику газа, как залежи газогидратов.

Мировой энергетический рынок оперирует цифрами запасов нефти и газа в тех или иных регионах. На них, собственно, и базируется мировая конъюнктура спроса и предложения на углеводородное сырье. Сотни экспертов неустанно анализируют сроки выработки невозполнимых ресурсов. 20 лет? Ну, хорошо, 30 лет. Что потом? За счет чего будет формироваться энергетический баланс планеты? Какие альтернативные нефти и газу энергоносители будут представлять коммерческий интерес не в столь отдаленном будущем? Один из ответов, похоже, уже есть. Метан газогидратных залежей. На суше уже выявлено несколько месторождений и проведена пробная добыча в зонах вечной мерзлоты России, Канады и Аляски. Геофизики разных стран, занимающиеся изучением газовых гидратов, пришли к выводу, что запасы газового гидрата в сотни раз превышают запасы нефти и природного газа. «Планета буквально напичкана газогидратами», – уверенно заявляют многие. Если прогнозируемые запасы газа на планете составляют от 300 до 600 трлн кубометров, то прогнозные запасы газового гидрата – более 25 000 трлн кубометров. На них человечество, абсолютно не ограничивая потребление энергии, может безбедно жить сотни лет.

Газовые гидраты (или газогидраты) – молекулы газа, чаще всего метана, «вделанные» в ледяную или водяную кристаллическую решетку. Газовый гидрат образуется при высоких давлениях и низких температурах, поэтому в природе встречается либо в осадках глубоководных морских акваторий, либо в сухопутной зоне вечной мерзлоты, на глубине несколько сотен метров ниже уровня моря. В процессе формирования этих соединений при низких температурах в условиях повышенного давления молекулы метана преобразуются в кристаллы гидратов с образованием твердого вещества, по консистенции похожего на рыхлый лед. В результате молекулярного уплотнения один кубометр природного метан-гидрата в твердом состоянии содержит около 164 м<sup>3</sup> метана в газовой фазе и 0,87 м<sup>3</sup> воды. Как правило, под ними находятся немалые запасы подгидратного газа. Предполагается весь спектр – от крупных пространственных полей массивных скоплений

до рассеянного состояния, включая любые иные, доселе не известные формы.

Предположение о том, что на глубине нескольких сотен метров ниже морского дна находится зона, содержащая газогидраты, впервые было высказано российскими океанологами. Позднее оно было подтверждено геофизиками многих стран. С конца 1970-х годов в рамках международных океанологических программ начались целенаправленные исследования океанического дна на поиски газогидратов. Регионально-геофизические, сейсмические, геоморфологические, акустические исследования сопровождались бурением в общей сложности нескольких тысяч скважин на глубине воды в пределах до 7 000 м, из которых было отобрано 250 км керна. В результате этих работ, организованных научными институтами и университетскими лабораториями разных стран, на сегодня детально исследованы первые сотни метров дна Мирового океана суммарной площадью 360 млн км<sup>2</sup>. В итоге обнаружены многочисленные свидетельства наличия газогидратов в придонной части осадочной толщи океанов, преимущественно вдоль восточной и западной окраин Тихого океана, а также восточных окраин Атлантического океана. Однако, в основном, эти свидетельства основываются на косвенных данных, полученных по результатам сейсмички, анализов, каротажа и др. К фактически же доказанным можно отнести лишь несколько крупных скоплений, наиболее известное из которых расположено в зоне океанической гряды Блейка у юго-восточного побережья США. Там в виде единого протяженного поля на глубине воды 2,5–3,5 км может содержаться около 30 трлн м<sup>3</sup> метана.

Несмотря на наличие в океане большого количества газогидратов, в качестве альтернативного источника природного газа они могут рассматриваться только в отдаленной перспективе. Мнение нефтяников, выраженное в докладе компании *Chevron* сенату США в 1998 году, звучит еще более жестко. Оно сводится к тому, что в пределах океана газогидраты находятся преимущественно в рассеянном состоянии или в небольших концентрациях и не представляют коммерческого интереса. К такому же заключению пришли и геологи российского «Газпрома».

Есть и другие точки зрения. Если поднять газогидраты из глубины моря на поверхность, то можно наблюдать поразительный эффект – газогидраты начнут пузыриться, шипеть и на глазах распадаться. Впервые российские ученые увидели такую картину в 70-е годы прошлого века, когда во время экспедиции в Охотское море со дна на палубу корабля были подняты первые образцы «ледяного газа». Самое интересное, что при «таянии» газогид-

рата твердое вещество, минуя жидкую фазу, переходит в газ, который таит в себе огромную энергию. Если этот газ выпустить на волю сразу, он может вызвать экологическую катастрофу. Но если его обуздать, польза будет великая. Ведь энергетические запасы газогидратов намного выше, чем залежи нефти и газа. Так считают многие исследователи.

Согласно имеющимся на сегодняшний день подсчётам, ориентировочное количество метана, содержащегося в виде кристаллогидратов в донных отложениях Мирового океана и в вечной мерзлоте, составляет не менее 250 000 трлн м<sup>3</sup>. В пересчете на традиционные виды топлива это более чем вдвое превышает количество имеющихся на планете запасов нефти, угля и газа вместе взятых.

Природные газогидраты сохраняют стабильность или при очень низких температурах в условиях вечномерзлых пород на суше, или в режиме сочетания низкой температуры и высокого давления, который присутствует в придонной части осадочной толщи глубоководных районов Мирового океана. Установлено, что зона стабильности газогидратов (ЗСГ) в условиях открытого океана простирается начиная с глубины воды примерно 450 м и далее под океаническим дном до уровня геотермального градиента осадочных пород. Для обнаружения газогидратов используются геофизические методы, а также бурение осадочных пород. Гораздо реже газогидраты встречаются вблизи морского дна (на глубине нескольких метров от его поверхности) в пределах газовыделяющих структур, похожих на грязевые вулканы. Так происходит, например, на Черном, Каспийском, Средиземном и Охотском морях. Мощность ЗСГ повсеместно составляет примерно несколько сотен метров. Потенциальные ресурсы метана находятся не только в пределах ЗСГ в твердом виде, но и запечатаны под ней в естественном газовом состоянии. По большинству оценок, в океанах содержится примерно вдвое больше метана, чем во всех других видах горючих ископаемых, обнаруженных на материках и в пределах шельфовой зоны. Правда, есть и скептики, которые считают эту оценку сильно завышенной. Вопрос, однако, не только в количестве метана.

Главное – какая часть этого газа пребывает не в рассеянном состоянии, а сконцентрирована в скопления, достаточно крупные для обеспечения рентабельности их разработки. На сегодня нет четкого представления о форме нахождения газогидратов в океане.

В отличие от океанических, скопления газогидратов на суше и в зоне прилегающего шельфа рассматриваются в ракурсе вполне реальной перспективы. Впервые газогидратная залежь на суше была открыта в 1964 г. в

России на месторождении Мессояха в Западной Сибири. Там же на протяжении первой половины 1970-х гг. проводилась и первая в мире опытная добыча. Позднее аналогичные залежи были обнаружены в районе дельты реки Маккензи в Канаде. Первые крупномасштабные исследования скоплений газогидратов на суше и прилегающем шельфе проводились под эгидой Департамента по энергетике США в 1982–1991 гг. За десятилетие было установлено присутствие залежей твердого метана на Аляске, изучено 15 зон скопления газогидратов на шельфе, проведено моделирование процессов депрессирования гидратных соединений и термального извлечения газообразного метана. На месторождении Прадхо Бей на Аляске была осуществлена пробная добыча метана. Ресурсы газа газогидратных залежей *in situ* на суше и шельфе США оценены в 6 000 трлн м<sup>3</sup>. Это значит, что извлекаемые запасы, даже при коэффициенте извлечения не более 1 % составляют 60 трлн м<sup>3</sup>, что вдвое больше, чем суммарные доказанные запасы всех традиционных месторождений газа США.

В самые последние годы, после опубликования результатов программы геологической службы США, интерес к залежам газогидратов на суше резко вырос и географически расширился. В 1995 г. японское правительство инициировало аналогичную программу на шельфе страны. По утверждению японских геологов, к настоящему времени степень изученности выявленных ресурсов приближается к той стадии, когда их можно переводить в категорию запасов. В 1998 г. в Канаде в дельте реки Маккензи была пробурена экспериментальная скважина *Mallik*, по данным которой было установлено наличие протяженного поля скоплений газогидратов, их суммарный массив оценен в 4 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Эти исследования проводятся *Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.* и рядом японских промышленных компаний с участием геологической службы США, Канады и нескольких университетов. С 1996 г. исследования шельфовой зоны и картирование выявленных скоплений, под эгидой правительства и силами государственной газовой компании страны ведутся в Индии. Европейский Союз принял решение о создании специальных фондов по финансированию аналогичных программ, а в США интерес к газогидратным залежам приобрел законодательный статус: в 1999 г. Конгресс США одобрил специальный акт, касающийся разработки широкомасштабной программы поисков и разработки метангидратных залежей на суше и шельфах страны.

Добыча газогидратов пока не имеет стандартных промышленных технологий. Некоторые эксперты считают, что Россия – самая богатая страна по залежам природного газа, его запасов хватит еще на 200–250 лет, так что

промышленная добыча газогидратов пока не является для нашей страны задачей первостепенной важности.

Метан из газогидратных залежей – энергоноситель будущего, которое, по самым оптимистичным оценкам, наступит не ранее второго десятилетия XXI в. Вообще надежным показателем степени перспективности всякого нового направления служат крупные иностранные компании: интерес, который они начинают проявлять к той или иной области нефтегазового бизнеса, обычно является первым симптомом появления новых тенденций. Не случайно в реестре большинства компаний за последние годы выросла доля активов, связанных с газом; именно крупные нефтяные компании ведут масштабное наступление на глубоководный шельф; закономерно и то, что в новом, пока мало коммерческом направлении, связанном с переработкой природного газа в жидкое топливо (*Gas to liquids, GTL*) фигурируют компании *ARCO, BP, Amoco, Chevron, Exxon, Shell* и другие. А вот к природным газогидратам нефтяные компании пока интереса не проявляют.

Между тем, представители экологических организаций предупреждают, что активное использование метана, извлекаемого из гидратов, ещё более усугубит ситуацию с потеплением климата, поскольку метан оказывает более сильный «парниковый» эффект, чем углекислый газ. Кроме того, некоторые учёные высказывают опасения, что добыча гидратов метана на морском дне может привести к непредсказуемым изменениям его геологической структуры.

Установлено, что из одного литра «твёрдого топлива» можно получить 168 литров газа. Поэтому в ряде стран, таких как США, Япония, Индия, уже разработаны национальные программы исследования промышленного использования газовых гидратов в качестве перспективного источника энергии. Так, индийская национальная программа нацелена на широко-масштабное исследование месторождений природных газовых гидратов, находящихся в пределах континентального склона вокруг полуострова Индостан. Индийское правительство выделило значительные средства для реализации этой программы. В соответствии с ней Индия намеривается начать промышленную добычу природного газа из газовых гидратов.

Генеральный директорат по углеводородам (*DGH*) является пионером разведки на газогидраты в Индии. Съёмки, проведенные Директоратом в 1997 г. на Восточном побережье и в Андаманской глубоководной области, привели к обнаружению наиболее перспективных на газогидраты районов (рис. 1.2). Общие прогнозные ресурсы газа с учетом газогидратов на индийских шельфах оцениваются в 40–120 трлн м<sup>3</sup>. Особенно перспективны-

ми считаются Андаманские острова, где запасы гидратного и свободного газа оцениваются в 6 трлн м<sup>3</sup>.

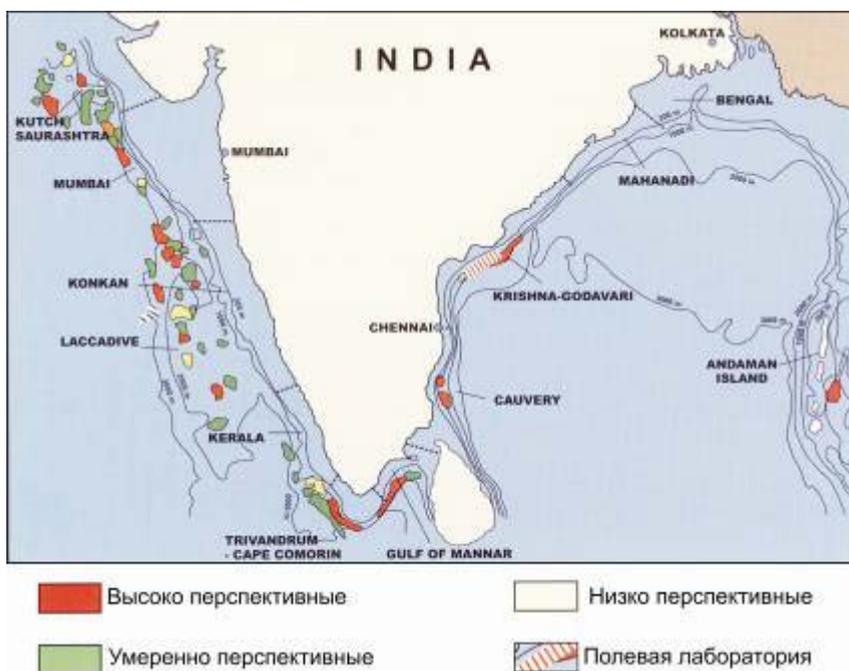


Рис. 1.2. Карта перспективных по газогидратоносности районов шельфа Индии

Некоторые участки, находящиеся на глубинах 1 300–1 500 м, предназначены для бурения в первую очередь, не только для проверки наличия газогидратов, но и свободного газа.

Правительство Индии разработало национальную программу по газогидратам (НПГ), нацеленную на разведку и освоение ресурсов газогидратов в стране. Директорат – активный участник этой программы. Глава Директората является координатором технического комитета НПГ. Пересмотрены данные сейсмосъемок морской части Сауратры и всего западного и восточного побережья Индии в целях определения лучших районов для дальнейших исследований на газогидраты; были определены также две «модельные лабораторные зоны», по одной на каждое побережье. В рамках НПГ в этих зонах Национальным институтом океанографии собрана дополнительная информация, которая позволит подобрать места для бурения и получения керна. Имеется соглашение о международном сотрудничестве

между Индией и консорциумом, объединяющим японские, американские, канадские и немецкие компании.

О возможном присутствии газогидратов в осадках оз. Байкал впервые заговорили в 1992 г. на основании результатов российско-американской глубинной сейсмической экспедиции, исследовавшей Южную и Центральную котловины озера. Сейсмический сигнал, известный как BSR (*Bottom Simulating Reflector* – кажущаяся отражающая граница), был зафиксирован в сейсмических профилях на глубине нескольких сотен метров осадочных пород и позволил предположить присутствие слоя газогидратов. Сигнал появляется в осадках на обширной территории севернее и южнее дельты р. Селенга. В 1998 г. газогидраты удалось найти на глубине 120 м в районе Южной котловины в ходе осуществления программы «Байкал-бурение» под руководством академика РАН М. Кузьмина. находка подтвердила присутствие газогидратов в толще донных отложений оз. Байкал на глубине нескольких сотен метров (рис. 1.3). Месторождение газогидратов в пресной воде является уникальным.

Хотя газогидраты были неоднократно обнаружены в областях выброса газов в океане, распределение и, в особенности, объем залежей, содержащихся в данных структурах, изучены еще недостаточно. Требуется проведение тщательных исследований участков выброса газов. Озеро Байкал очень хорошо подходит для выполнения этой работы, поскольку здесь можно проводить исследования летом с кораблей и зимой со льда, что позволяет выбрать наиболее подходящее место для экспериментов и подробно исследовать выбранный район.

Поддонные участки газогидратов в оз. Байкал – превосходная экспериментальная база для оценки количества и пространственного размещения газогидратов в структурах данного типа. Для проведения исследований необходимо получить образцы более глубоких осадочных слоев и применять комплексно несколько физических методов. Воды оз. Байкал счита-



Рис. 1.3. Газогидраты в осадках озера Байкал

ются очень чистыми. Если внешнее загрязнение и существует, то оно контролируемо и имеет ограниченный характер. Сейчас стало ясно, что загрязнение озера метаном вызывается также естественными процессами. Необходимо оценить содержание метана в воде.

В США намерены в течение ближайшего десятилетия приступить к освоению нового, практически неисчерпаемого источника энергии – гидратов метана. Для этого в Мексиканский залив направляется исследовательский корабль, оснащенный буровым оборудованием, который должен произвести предварительную геологическую разведку. В ходе экспедиции предполагается собрать образцы из двух крупнейших залежей гидратов в регионе. В дальнейшем учёные будут проводить эксперименты, чтобы разработать технологию извлечения метана из кристаллов и транспортировки его на поверхность.

Многие страны, ищущие альтернативные источники ископаемого топлива, инвестируют в исследования газогидратов миллионы долларов. Кроме США, активные работы в этой области ведут Япония, Индия и Корея. Добывать газогидраты легче на суше, чем на дне океана. Еще в 2003 г. группа ученых и представителей нефтяных компаний из Канады, Японии, Индии, Германии и США доказала возможность их добычи из вечной мерзлоты на севере Канады. Аналогичные эксперименты проводятся на Аляске.

Свойства природного газа в определенных условиях образовывать твердые соединения активно используются в сфере новых технологий. Норвежские исследователи, например, разработали технологию преобразования природного газа в газогидрат, позволяющую транспортировать его без использования трубопроводов и хранить в наземных хранилищах при нормальном давлении (газ при этом преобразуют в замороженный гидрат и смешивают с охлажденной нефтью до консистенции жидкой глины). Выход на коммерческий уровень завода по переработке природного газа в газонефтяную смесь планируется уже в ближайшие годы. Предлагается также использовать газовые гидраты как химическое сырье для опреснения морской воды и разделения газовых смесей.

Несмотря на привлекательность использования газогидратов в качестве топлива, разработка новых месторождений может привести к ряду негативных последствий. Неизбежное выделение метана из ГГЗ в атмосферу усилит парниковый эффект. Проходка нефтяных и газовых скважин через гидратсодержащие слои под морским дном может вызвать оттаивание гидратов и деформации скважин, что повышает риск аварийных ситуаций на

платформах. Строительство и эксплуатация глубоководных добывающих платформ в районах распространения гидратсодержащих слоев, где имеется уклон морского дна, чреваты образованием подводных оползней, которые могут уничтожить платформу.

В настоящее время во многих странах уделяется большое внимание изучению природных газовых гидратов – и как перспективных источников газа, и как фактора, осложняющего морскую добычу нефти и газа. При наличии в России значительных запасов «традиционного» газа поиск нетрадиционных энергоносителей и разработка методов их освоения могут показаться неактуальными. Однако начало разработки газогидратных месторождений может стать и началом нового этапа передела мирового газового рынка, в результате которого позиции России окажутся заметно ослабленными.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- газовые гидраты являются единственным не разрабатываемым источником природного газа на Земле, который может составить реальную конкуренцию традиционным месторождениям. Значительные потенциальные ресурсы газа в гидратных залежах надолго обеспечат человечество высококачественным энергетическим сырьем;

- освоение газогидратных месторождений требует разработки новых, гораздо более эффективных по сравнению с существующими технологий разведки, добычи, транспортировки и хранения газа, которые смогут применяться и на традиционных газовых месторождениях, в том числе на тех, отработка которых сейчас нерентабельна;

- добыча газа из гидратных залежей способна очень быстро изменить ситуацию на газовом рынке, что может повлиять на экспортные возможности России.

### **Некоторые дополнительные сведения о газовых гидратах**

В связи с тем, что газовые гидраты начали рассматриваться в геологической литературе сравнительно недавно, целесообразно дать краткую сводку о составе этого класса веществ и условиях их образования.

Газовые гидраты – это кристаллические, макроскопически льдоподобные вещества,

образующиеся при сравнительно низких (но не обязательно отрицательных по шкале Цельсия) температурах из воды и газа при достаточно высоких давлениях. Гидраты относятся к нестехиометрическим соединениям и описываются общей формулой  $M \cdot nH_2O$ , где  $M$  – молекула газа-гидратообразователя. Помимо индивидуальных гидратов известны двойные и смешанные (в состав которых входит несколько газов). Большинство

компонентов природного газа (кроме  $H_2$ , He, Ne,  $n-C_4H_{10}$  и более тяжелых алканов) способно к образованию индивидуальных гидратов. Молекулы воды слагают в гидратах полиэдрический каркас (то есть решетку «хозяина»), где имеются полости, которые могут занимать молекулы газов. Равновесные параметры гидратов разного состава отличаются, но для образования любого гидрата при более высокой температуре требуется более высокая равновесная концентрация (давление) газа-гидратообразователя.

Сравнительно низкая температура при достаточно высоком гидростатическом давлении на морском дне при глубинах воды начиная с 300–400 м и более предопределяет возможность существования газовых гидратов в верхней части поддонного разреза. Это обстоятельство возбудило к субмаринным гидратам живой интерес геологов сразу же после регистрации в СССР в 1969 г. открытия В. Г. Васильевым, Ю. Ф. Макогоном, Ф. А. Требиным и А. А. Трофимуком «Свойства природных газов находиться в земной коре в твердом состоянии и образовывать газогидратные залежи». Интерес к субмаринным газовым гидратам определяется, прежде всего, тем, что они рассматриваются как резерв углеводородного сырья. Предполагается, что газогидратоносными отложениями могут экранироваться залежи «нормального» газа и нефти. Гидраты газа рассматриваются также как компонент геологической среды, чувствительный к ее техногенным изменениям. Локальные изменения представляют интерес в инженерной геологии, глобальные – с позиций экологии. В первом случае имеется в виду специфика физико-механических свойств гидратсодержащих грунтов и их очевидное изменение при техногенном разложении гидратов, во втором – возможности усиления на Земле парникового эффекта при выделении метана из гидратов в атмосферу в связи с антропогенным изменением климата.

Термобарическая зона, в которой гидраты газа могут существовать, занимает практически все глубоководные акватории Мирового океана и значительную часть приполярных шельфов и имеет толщину в сотни метров. Однако гидраты в этой зоне встречаются отнюдь не повсеместно. Известно более 40 субмаринных районов, где наблюдались сами гидраты газа или их геофизические и геохимические признаки (рис. 1.4). К косвенным признакам газовых гидратов относят высокое содержание газа в породе, аномальные хлорность и изотопный состав поровых вод. Известны сейсморазведочные признаки присутствия гидратов. Из них наибольшее значение

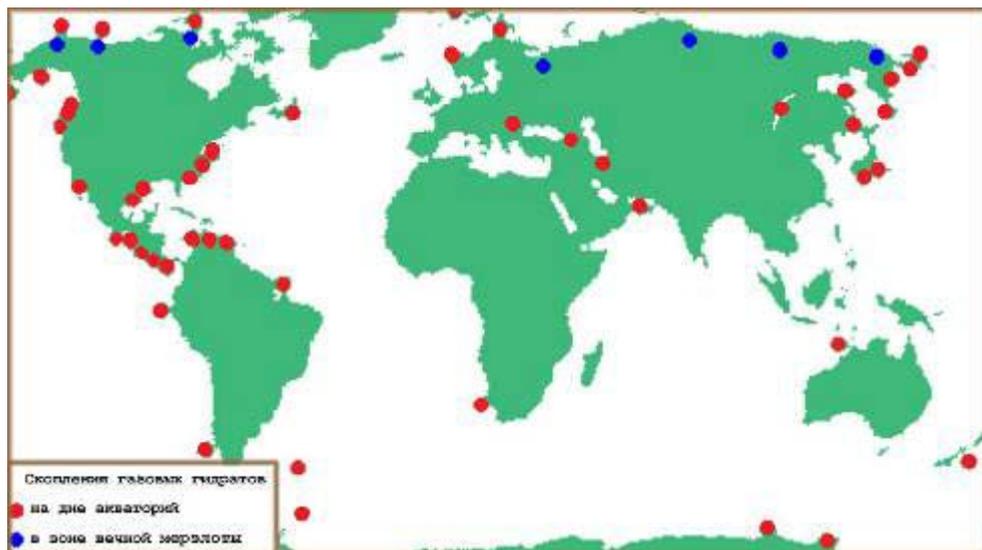


Рис. 1.4. Наблюдения гидратов газа и их признаков в недрах Мирового океана

имеет специфический отражающий горизонт BSR, отождествляемый подошвой зоны стабильности газовых гидратов. Все субмаринные районы, где наблюдались гидраты, и районы с их признаками (за исключением нескольких площадей на арктическом шельфе США и Канады) располагаются на континентальных и островных склонах, подножиях, а также в глубоководье внутренних и окраинных морей в пределах осадочно-породных бассейнов, имеющих быстро формирующийся осадочный чехол сравнительно большой мощности. Эту приуроченность можно объяснить с помощью фильтрационной или седиментационной моделей гидратообразования.

### Геологические модели газогидратообразования

Гидраты газа могут образовываться в разных системах и условиях – от закрытых систем и квазистатических условий (охлаждение и/или сжатие газа и воды без поступления и оттока вещества) до открытых систем с подвижными флюидами (при поступлении газа и/или воды в зону реакции и уходе из нее «отработавшего» флюида). Рассматривая возможные варианты систем и условий применительно к осадочным толщам, можно различать геологические модели газогидратообразования: криогенетическую, трансгрессионную, сбросовую, аутигенно-диагенетическую, седиментационную и ряд фильтрационных моделей – элизионную, геотермальную и газоструйную. Как правило, модели получили названия от того геологического процесса, который непосредственно отвечает за образование гидратов, по-

скольку является для гидратогенеза последним, «замыкающим»: в результате именно этого процесса создается, наконец, весь комплекс необходимых для гидратообразования условий.

Криогенетическая модель подразумевает образование гидратов при экзогенном охлаждении недр, сопутствующем формированию многолетней мерзлоты. Она может реализоваться на суше и приводить к образованию скоплений гидратов только за счет трансформации ранее существовавших залежей газа. Степень (полнота) перехода газа в гидрат в таких скоплениях не ясна. В субаквальных условиях эти скопления могут находиться на арктических шельфах с реликтовой мерзлой зоной. До сих пор нет доказанных примеров скоплений этого типа. Криогенные гидраты могут также залежать непосредственно в толще мерзлых пород, вне ранее существовавших залежей газа, будучи образованными из газа, растворенного в водах промерзших отложений. Предполагается, что они могут сохраняться в оболочке льда благодаря эффекту «самоконсервации». Вряд ли такие гидраты образуют скопления значительных размеров.

Трансгрессионная модель имеет в виду возможность перехода в гидрат части газовых залежей в результате роста пластового давления, обусловленного погружением. В принципе ей аналогична сбросовая модель. Примеров реализации той и другой моделей пока нет.

В основу седиментационной модели положены представления о лавинной седиментации, в частности, о гравитационных потоках, переносящих осадочный материал с уровня шельфа к основанию материкового склона или на дно глубоководных желобов. Если в теле оползней и обвалов, дающих начало таким потокам, содержится свободный газ, то по мере движения вниз по склону пузырьки газа могут коалесцировать и в конечном итоге, при благоприятном стечении обстоятельств, образовать погребенное скопление гидратов. Примеры реализации этой модели тоже не известны.

В аутигенно-диагенетической модели гидраты образуются в результате роста концентрации в поровой воде биохимического метана на месте его образования. Образование гидратов в соответствии с аутигенно-диагенетической моделью может привести к существенной их концентрации в отложениях древнее голоцена, заметно обогащенных органическим веществом и изрядно уплотненных сразу после захоронения, то есть в исключительных условиях. Самым главным показателем действенности такой модели, очевидно, могла бы быть приуроченность наблюдений гидратов к горизонтам, обогащенным органическим веществом, а значит, относительно тонкозернистых отложений. Материалы наблюдений свидетельствуют, как

правило, что это не так. Там, где гидраты вскрыты в богатой органическим веществом толще, характер залегания свидетельствует об их миграционной природе. Правда, дальность миграции гидратообразующих флюидов во многих случаях не ясна, она может и не быть значительной.

Фильтрационные модели предусматривают поставку флюида в зону гидратообразования в фильтрационном потоке. Их можно различать по геологическому процессу, обеспечивающему фильтрационный напор, и по фильтрующемуся флюиду.

Элизионная модель подразумевает потоки газонасыщенной воды, генерирующейся в ходе уплотнения отложений; геотермальная – гидратообразование в периферийной части конвекционной водонапорной системы, сформированной в результате нагрева локальным источником тепла; газоструйная модель рассматривает струйную миграцию газа.

Эффективность фильтрационных моделей определяется важной особенностью растворимости углеводородного газа в воде в равновесии с гидратом: она в малой степени зависит от внешнего давления, а лимитируется, главным образом, давлением гидратообразования, равновесным для данной температуры. Поскольку с уменьшением температуры равновесное давление газогидратообразования тоже становится меньше, уменьшается и растворимость газа в воде в равновесии с гидратом. Уменьшение растворимости газа в воде при уменьшении температуры – вот причина выпадения гидратов из метансодержащих вод, фильтрующихся в сторону морского дна – в сторону меньших температур.

Данные наблюдений свидетельствуют о том, что образование гидратов всех известных проявлений отвечает элизионной и газоструйной фильтрационным моделям.

Доказан один пример реализации геотермальной модели: с «черными курильщиками» ассоциируются гидраты углекислого газа с примесью метана, обнаруженные на дне Восточно-Китайского моря, очевидно, с ними связаны и поддонные газогидраты.

Для геологической характеристики газоструйной модели важно знать источник свободного газа. В наиболее простом случае это может быть разрушающаяся газовая залежь. Газовая фаза может образовываться также при подъеме с глубины газонасыщенных вод, в результате чего фильтруется двухфазный поток.

### **О типах газогидратоносных акваторий**

Сейчас при типизации акваторий пока трудно использовать все классификационные признаки: учесть характер самой гидратоносности (распре-

деление гидратов в пространстве), опереться на такие генетические показатели, как условия и масштабы генерации диагенетического и катагенетического газа, пространственные особенности и временной режим миграции флюидов, геотермическая обстановка. Строго говоря, типы акваторий, которые рассматриваются далее, выделяются по морфоструктурной принадлежности и структурно-тектоническим особенностям. Здесь будут рассмотрены отдельно: глубоководные бассейны внутренних и окраинных морей; континентальные склоны конвергентных окраин; подводные тектонические хребты; континентальные склоны пассивных окраин; спрединговые бассейны; полярные шельфы.

### *Глубоководные бассейны внутренних и окраинных морей*

К этому типу принадлежат Южный Каспий, Черное море, Мексиканский залив и Охотское море. Почти все известные проявления гидратов в этих акваториях ассоциируются с очагами разгрузки флюидов на дне моря. Очаги разгрузки флюидов (когда их структурная позиция ясна) контролируются антиклинальными поднятиями. Можно полагать, что в большинстве случаев гидраты маркируют располагающиеся под ними залежи газа. Гидраты в таких скоплениях образованы биохимическим и/или катагенетическим газом. Алеутскую котловину Берингова моря также, очевидно, следует рассматривать как акваторию такого типа, хотя здесь пока не известны скопления гидратов. Скопления гидратов биохимического газа, сформировавшиеся в газоматеринских толщах, в акваториях этого типа еще не установлены. Обращает на себя внимание также редкость сообщений о распространении здесь BSR.

*Континентальные склоны конвергентных окраин.* К числу регионов с доказанной гидратоносностью этого типа принадлежат окаймляющие Тихий океан склоны Перуанского и Центрально-Американского желобов, окраин северной Калифорнии и Каскадиа, желоба Нанкай. В этих регионах встречаются проявления, и ассоциирующиеся с очагами разгрузки флюидов на дне (прибрежья Калифорнии и Орегона), и не имеющие такой связи. Но последние тоже контролируются путями фильтрации (трещинами и относительно грубозернистыми породами) и имеют фильтрационное происхождение. Газ гидратов в этих регионах биохимический с некоторой примесью катагенетического. Наиболее крупное скопление гидратов вскрыто в регионе именно этого типа (Центрально-Американский желоб). Вероятно, не случайно в составе газа этого скопления наиболее значительная составляющая катагенетического газа.

Кроме названных выше по косвенным признакам газогидратоносны и другие регионы конвергентных окраин: склоны хребта Барбадос, желобов Японского, Алеутского и Хикуранги и окраины Макран. Во всех этих регионах (кроме Японского желоба) распространен BSR; в Центрально-Американском желобе этот горизонт также прослеживается на исследованной площади.

Можно быть уверенным, что рассматриваемая группа конвергентных окраин неоднородна с позиций гидратоносности. По характеру обезвоживания отложений отличаются окраины с аккрецией и без нее; от проницаемости пород, слагающих аккреционные комплексы, зависит развитие сосредоточенных потоков воды; содержание органического вещества определяет интенсивность бактериального метаногенеза. Однако сейчас еще нет возможности типизировать акватории по этим признакам.

*Подводные тектонические хребты.* Гидраты газа наблюдались в одном регионе – на обдукционном хребте Окусири в Японском море, где известно единственное гидратопроявление. Предполагается его фильтрационная природа и биохимическое происхождение газа гидратов. К этому типу можно отнести и хребет Ширшова в Беринговом море – на его восточном склоне газовые гидраты предполагаются по широкому распространению BSR.

*Континентальные склоны пассивных окраин.* На пассивных окраинах гидраты газа непосредственно наблюдались только один раз – в керне скважины, пробуренной на подводном хребте Блейк Аутер. Гидраты в разрезе этой скважины, по-видимому, фильтрогенные. Газ единственного гидратопроявления, очевидно, биохимический. По геофизическим данным к числу гидратоносных пассивных континентальных окраин должны быть отнесены атлантические континентальные склоны Северной и Южной Америк, а также окраины Антарктики и Арктики. Общая геологическая ситуация в данном районе характеризуется благоприятными условиями для гидратонакопления в соответствии с элизионно-фильтрационной и седиментационной моделями: здесь развиты оползни разного размера, в том числе ротационные мегаоползни, обуславливающие тетраклинальную слоистость.

В спрединговых бассейнах присутствие газогидратов предполагается в Калифорнийском заливе. Наличие мощных (до 2 000 м) обогащенных органическим углеродом (до 2–4 % в плейстоценовых отложениях) осадочных толщ, повышенного теплового потока, активной гидротермальной деятельности вдоль трансформной зоны обуславливает генерацию углеводородного газа, его вынос в верхнюю часть разреза и в водную толщу

и аккумуляцию части этого газа в виде гидратов в зоне стабильности. Газ в гидратах, очевидно, катагенетический.

Полярные шельфы включают арктические, характеризующиеся субмаринной криолитозоной, в том числе и мерзлой, и антарктические, отличающиеся переуглубленностью. Оба эти фактора определяют существование шельфовой зоны стабильности гидратов. Формирование скоплений гидратов в этих условиях, вероятно, в основном контролируется криогенетической моделью гидратообразования. Примером акваторий такого типа может служить шельф моря Бофорта. Кроме того, возможны скопления гидратов, образовавшиеся из восходящих струй свободного газа.

### **Потенциально газогидратоносные области Мирового океана**

На основе предложенных моделей газогидратообразования были составлены карты потенциально гидратоносных областей Мирового океана (рис. 1.5, 1.6). На них показаны области вероятного распространения гидратов разных генетических типов, а также те акватории, где вероятность встретить гидраты любого генезиса крайне мала. К категории последних отнесены, во-первых, те шельфы и верхние части континентальных склонов, где гидраты не могут существовать из-за слишком высокой температуры и низкого давления. Это области с глубиной воды от 250 м и меньше в приполярных регионах (если недостаточная глубина воды не компенсируется субаквальной мерзлой зоной), до 700 м и меньше в экваториальных, а также некоторые более глубокие, но существенно изолированные впадины с теплой придонной водой (Кариакская впадина, Красное море). Во-вторых, к категории негидратоносных должны быть отнесены акватории, где нет достаточного для гидратообразования количества газа, т. е. отсутствуют условия для его генерации и сохранения.

Условиями газонакопления являются высокое содержание органического вещества, высокая скорость седиментации (что обеспечивает интенсивную генерацию биохимического метана и предохранение его от рассеяния), а также значительная мощность осадочного чехла (обуславливающая возможность образования катагенетического газа). Каждый из этих трех показателей в Мировом океане в целом характеризуется циркумконтинентальной зональностью. По данным глубоководного бурения, при мощности чехла меньше 0,5 км вся осадочная толща с высокой степенью вероятности находится выше подошвы зоны сульфатредукции и накопления биохимического метана не происходит. Все остальные акватории рассматриваются как потенциально газогидратоносные. При этом принято, что фильтрогенные гидраты могут существовать в районах с мощностью чехла больше 0,5 км; но ес-

ли она не превышает 2 км, возможны гидраты только из биохимического газа (как в глубоководье, так и на арктическом шельфе), при большей мощности – из биохимического и катагенетического. Седиментогенные гидраты накапливаются на морфологически выраженном континентальном склоне при мощности осадочных пород более 0,5 км. Для криогенных гидратов в газовых залежах принята необходимая мощность чехла более 2 км, как при выделении потенциально нефтегазоносных бассейнов.

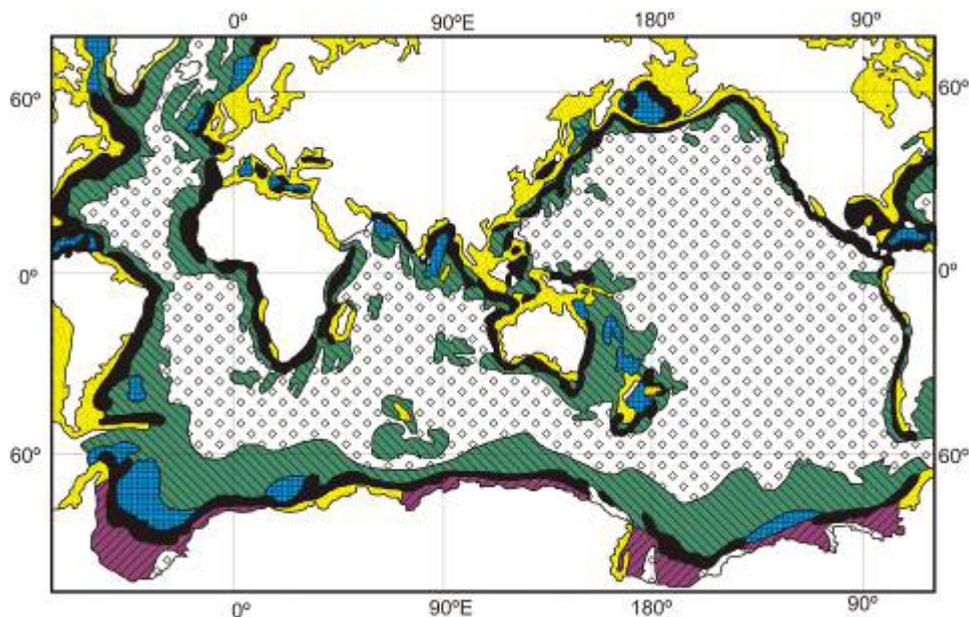


Рис. 1.5. Потенциально газогидратоносные области Мирового океана.

Области, где возможны скопления газовых гидратов:

- 1 – фильтрогенных и седиментогенных на континентальных склонах,  
 2 – фильтрогенных, 3 – фильтрогенных и криогенных, 4 – фильтрогенных преимущественно из биохимического газа на шельфе, 5 – фильтрогенных преимущественно из биохимической газа в глубоководье; области, в которых гидраты углеводородных газов не могут существовать в связи с отсутствием: 6 – необходимых термобарических; условий, 7 – достаточного количества газа

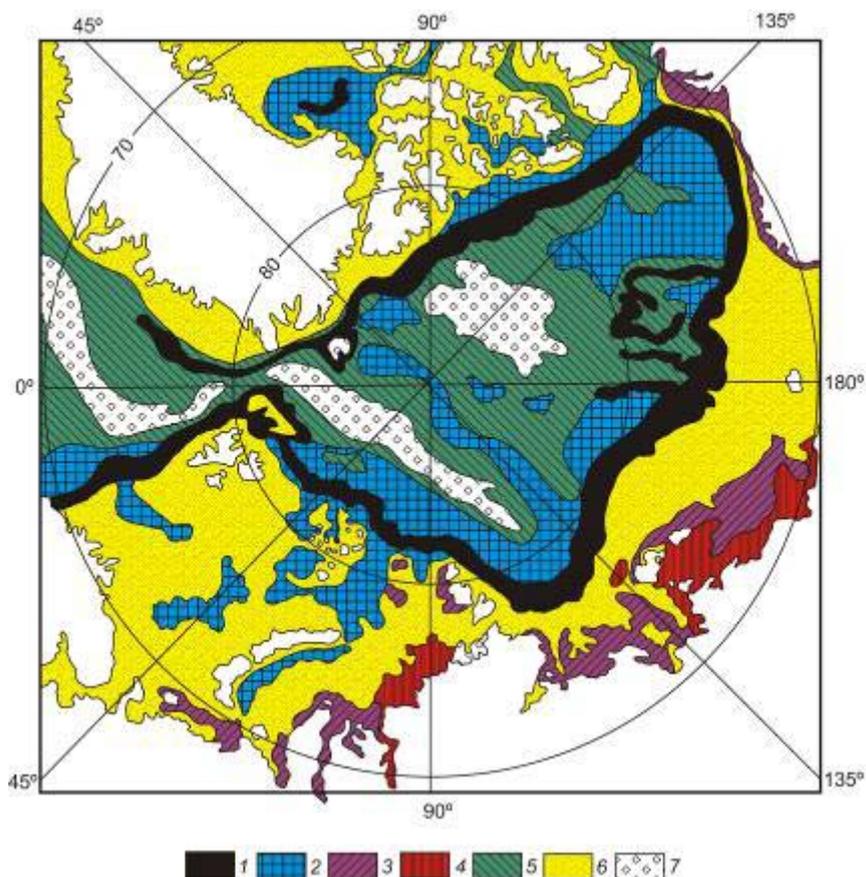


Рис. 1.6. Потенциально газогидратоносные области Северного Ледовитого океана.  
(Сост. при участии Е. В. Телепнева)  
Условные обозначения см. рис. 1.5

Составленные карты позволили количественно оценить распространённость гидратоносных акваторий. Доля акваторий, где имеются условия для образования гидратов газа, составляет в Мировом океане около 30 % его площади. Регионы континентальных окраин, где могли реализоваться наиболее эффективные модели газогидратообразования – фильтрационные (с участием и биохимического, и катагенетического газа) и седиментационная, занимают около 10 % площади океанов.

**Методы и перспективы изучения газогидратоносности.** Данные о размерах газогидратных скоплений и о содержании гидратов в них немногочисленны. Изучение скоплений газовых гидратов предполагает их геологическую характеристику, прежде всего – определение распространения гидратов по площади и на глубину. Геология газовых гидратов – в первую

очередь, это геология природного газа. Гидраты, как и нормальные УВ (нефть и газ), являются продуктом совокупности геологических процессов, формирующих осадочный чехол. Однако наряду с несомненным генетическим единством имеется и отличие: гидраты формируются из той части мигрирующего газа, которая в отсутствие условий для гидратообразования покинула бы осадочный чехол и ушла в гидросферу.

Из морских геофизических методов изучения газогидратоносности наиболее важны сейсмические в различных частотных диапазонах для изучения осадочного чехла, выявления и прослеживания горизонта BSR и гидратоносных толщ на поддонных глубинах в сотни метров (МОВ ОГТ), для расчленения разреза вблизи дна, в том числе выделения и прослеживания пород с гидратами.

В экспедициях, проводившихся в Каспийском и Черном морях, с целью поиска гидратов применялось сейсмоакустическое профилирование и эхолотирование. Особо должна быть выделена задача окончательного выяснения природы отражающего сейсмического горизонта BSR.

Очевидна необходимость геотермических измерений. Они позволяют оценить положение в разрезе термобарической зоны стабильности гидратов, а также выявить аномалии теплового поля, обусловленные энергоемкостью процессов гидратообразования и диссоциации. Электроразведочные работы должны быть ориентированы на выявление аномалий – окислительно-восстановительных, фильтрационных и связанных непосредственно с образованием-разложением гидратов газа. Гидрологические исследования (газо-, ионо-, термо- и резистивиметрия придонных вод) найдут применение при выявлении очагов разгрузки подземных флюидов.

Решение проблемы геологии газовых гидратов требует проведения физико-химических исследований, в том числе экспериментальных. Такие исследования проводились в рамках Интеграционных проектов СО РАН «Газовые гидраты Сибири» 1997–1999 гг.) и «Газовые гидраты в природных экосистемах» (2000–2002 гг.). Эти наблюдения нужны для оценки стабильности гидратов в конкретном геологическом пространстве и во времени, для разработки геофизических и геохимических методов экспедиционных исследований.

Анализ накопленных данных свидетельствует о том, что субмаринное газогидратообразование – глобальное физико-геологическое явление. Для выяснения возможного значения субмаринных гидратов как потенциального источника углеводородного газа необходимы целенаправленные исследования, включающие экспедиционные работы. Такие исследования

методологически должны проводиться в единстве с фундаментальным изучением геологии и минерализации осадочного чехла.

Особое значение имеет глубоководное бурение, без широкого применения которого оценка значимости субмаринных гидратов вообще невозможна.

*О перспективах разработки залежей газогидратов.* Залежи газогидратов (называемых в ненаучной среде «метановым льдом») давно притягивают внимание ученых, прежде всего тех стран, экономика которых зависит от импорта энергоресурсов. Энергетические кризисы и высокая волатильность цен на нефть подстегивают эти страны к активным научным разработкам и поиску технологий промышленного освоения новых источников энергоресурсов.

По способности аккумулировать огромные объемы метана газогидраты очень привлекательны: в их залежах заключены колоссальные запасы газа, несопоставимые с мировыми запасами обычных газовых месторождений. Кроме того, промышленное освоение газогидратов может «перекроить» карту мирового топливно-энергетического комплекса. Впрочем, до массовой промышленной разработки газогидратных залежей, видимо, еще далеко, хотя не исключен взрывной характер развития новых технологий.

Как известно, еще в 1969 г. в СССР было зарегистрировано открытие В. Г. Васильева, Ю. Ф. Макогона, Ф. А. Требина и других ученых «Свойства природных газов находиться в земной коре в твердом состоянии и образовывать газогидратные залежи». Впоследствии оно подтвердилось обнаружением многочисленных газогидратных залежей в континентальных приполярных областях России, США, Канады, а также на дне акваторий Мирового океана, внутриматериковых морей и глубоководных озер.

Еще раз уточним, что газогидраты представляют собой твердые растворы – газовые клатраты. Клатратный каркас, построенный из молекул воды, способен удерживать углеводородные ( $\text{C}_1\text{H}_4\text{--C}_4\text{H}_{10}$ ), кислые ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ) и нейтральные ( $\text{N}_2$ ) природные газы. В составе гидратов метана на один объем воды приходится от 73 до 219 объемов газа, за счет чего в гидратонасыщенных терригенных отложениях обеспечивается аномально высокая концентрация газа. Клатраты газов образуются при определенных соотношениях давлений и температур (термобарические условия стабильного существования гидратов). В частности, метан при температуре  $10^\circ\text{C}$  может перейти в газогидратное состояние под давлением 6,5 МПа. Иными словами, даже в теплых экваториальных морях на глубине 600 м в придонных осадках могут содержаться газогидраты. В керне глубоководных сква-

жин они встречаются в виде белых комковатых сгустков причудливой лепки, подобных спрессованному снегу. В единичных случаях скважинами вскрыты пласты чистого газогидрата толщиной 3–4 м.

Гидраты углеводородных газов при поджигании горят (рис. 1.7). При извлечении они быстро разлагаются на пресную воду и газ.

По геолого-геофизическим данным, в мире выявлено более 100 зон распространения газогидратов, в 14 из них гидраты обнаружены в керне скважин. Предполагается, что 98 % ресурсов газогидратов находится в акваториях Мирового океана.

О масштабе консервации газов в гидратах можно судить по относительно хорошо изученной зоне гидратообразования площадью 80 тыс. км<sup>2</sup> в районе подводного хребта *Blake Outer* в Западной Атлантике. По результатам бурения и детальным сейсморазведочным работам выявлены три категории геофизических полей с вероятным содержанием в осадках газогидратов на уровне 15 %, 12 и около 7 %.

Расчет ресурсов газа производился не для всей зоны, а только для ее наиболее насыщенной гидратами части площадью 29 тыс. км<sup>2</sup>. В пределах этого участка толщина геофизического поля первой категории превышает 30 м. Результаты расчета американского ученого Уильяма Диллона, опубликованные в 1992 г., показали, что объем газа, заключенного в гидратах зоны *Blake Outer*, достигает 117 трлн м<sup>3</sup>. Для сравнения: в северной части Западной Сибири, признанной крупнейшей в мире газоносной провинцией, площадь которой на порядок больше зоны *Blake Outer*, запасы газа составляют 50 трлн м<sup>3</sup>, прогнозные ресурсы – 100 трлн м<sup>3</sup>.

Общая оценка ресурсов гидратного газа, содержащегося в осадках Мирового океана, была произведена в 1988 г. американским ученым Кейтом Квенволденом. В роли эталонной области для последующих расчетов был принят континентальный склон моря Бофорта у берегов Канады в Северном Ледовитом океане. Оценка осуществлялась по следующим расчетным параметрам: площадь распространения газогидратов, мощность гидратонасыщенных отложений, средняя пористость пород и содержание газа в единице объема газогидрата. Затем по методу геологических аналогий подсчи-



Рис. 1.7. Горение газогидратов

тывались ресурсы газа во всех областях возможного гидратообразования на дне Мирового океана. В результате суммарная оценка составила  $1,8 \times 10^{16}$  м<sup>3</sup> газа, в том числе в арктических морях –  $8,8 \times 10^{14}$  м<sup>3</sup>. Такая величина на два порядка превышает суммарные разведанные запасы нефти и газа в мире.

В настоящее время допускается еще более высокая оценка ресурсов гидратного газа: на суше она может достигнуть  $34 \times 10^{15}$  м<sup>3</sup>, в акваториях –  $7,6 \times 10^{18}$  м<sup>3</sup>.

Точный подсчет запасов гидратного метана пока невозможен ввиду крайне слабой геологической изученности дна Мирового океана, особенно на глубинах более 400 м. Так, на Мексиканском и Гватемальском континентальных склонах подошва прогнозируемой мощной зоны гидратообразования в придонных осадках располагается на глубине от 600 до 1 100 м, а бурение скважин ограничивалось проходкой 300–400 м из-за опасности возникновения газовых выбросов при вскрытии гидратонасыщенной толщи. Вблизи забоев пяти скважин встречены включения газогидратов.

Для ряда регионов произведена предварительная оценка ресурсов газа газогидратных залежей. Ресурсы гидратного газа в США составляют 6 000 трлн м<sup>3</sup>, в том числе на Аляске 66,8 трлн м<sup>3</sup> и в Мексиканском заливе (прибрежье США) – 1 трлн м<sup>3</sup>. На шельфе и континентальном секторе России оценка ресурсов газа, заключенного в газогидратах, колеблется от 100 до 1 000 трлн м<sup>3</sup>.

### **1.5. Средства, методы и технологии освоения шельфовых и глубоководных территорий**

Бурение скважин на море значительно труднее и дороже, чем на суше. Обусловлено это наличием водного пространства над придонным устьем скважины и необходимостью применять специальные плавучие или стационарные морские основания для размещения на них бурового оборудования и выполнения с них комплекса работ, связанных с проводкой скважин в сложных гидрологических и метеорологических условиях.

Специфические гидрологические и метеорологические условия моря (ветры и волнения, приливы, отливы и течения, туманы, морось, снег и ограниченная горизонтальная видимость, ледовый режим, температура воздуха и воды), а также сильная обводненность находящихся под водной толщей горных пород ограничивают возможности и снижают эффективность применения способов, технических средств и технологий бурения, используемых на суше. Поэтому проблема повышения эффективности бурения сква-

жин на море остается одной из наиболее важных в процессе вовлечения в производство минеральных ресурсов подводных месторождений.

Но новые технологии стремительно развиваются. Сравнительно успешные решения этой проблемы достигнуты в области бурения нефтегазовых скважин. Их глубина достигает нескольких тысяч метров, хотя время сооружения каждой из них исчисляется месяцами и годами. Поэтому для бурения и последующей эксплуатации таких скважин экономически оправданно создание дорогостоящих массивных стационарных, полустационарных и погружных конструкций, которые позволяют размещать на них традиционную буровую установку и другие сооружения.

*Передвижная самоподъемная буровая установка* состоит из платформы, поддерживающей вышку, роторные моторы, насосы, жилые помещения и прочее вспомогательное оборудование. Все это может быть поднято или опущено с помощью домкратов на опорах, которые укрепляются на дне моря. Платформа находится в плавучем положении и ее можно отбуксировать в следующую точку по окончании бурения скважины. Существует много видов передвижных самоподъемных буровых установок, имеющих три, четыре или пять опор; некоторые из них самоходные, другие перемещаются только буксиром.

*Полупогружные буровые установки* состоят из платформы, опирающейся на понтонное основание. Понтонные баки могут частично заполняться водой для регулирования подъема и опускания платформы. Стабильность достигается расположением плавучих баков ниже уровня волны. Полупогружная буровая установка поддерживается в нужном по отношению к скважине положении с помощью нескольких якорей. Такие установки передвигаются с одной точки на другую буксирами или собственным ходом. Полупогружные установки позволяют бурить скважины при большей глубине воды, чем самоподъемные. Современные буровые установки этого типа конструируются для бурения при глубине моря от 180 до 300 м и более.

*Плавучие буровые установки* обычно имеют форму судна, непосредственно на палубах которого размещено буровое и вспомогательное оборудование. Эти установки очень подвижны и перемещаются собственным ходом. Подобно полупогружным установкам они позволяют бурить при большой глубине воды.

Плавучие установки удерживаются в устойчивом положении над скважиной с помощью нескольких якорей или собственной динамической системы стабилизации. В общем, плавучие буровые суда менее стабильны, чем полупогружные, так как на них в большей степени влияют течения и

волны. Типы установок представлены на рис. 1.8. Строение нефтяной платформы показано на рис. 1.9.

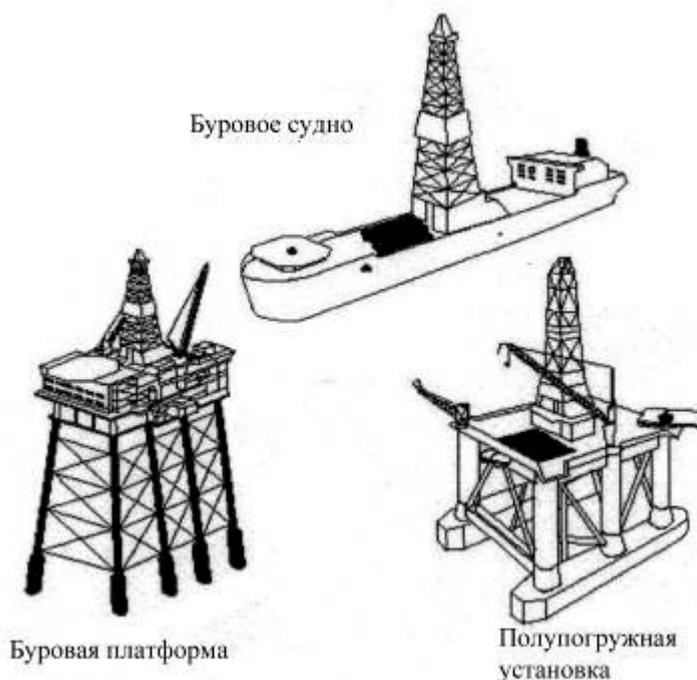


Рис. 1.8. Типы буровых установок для бурения скважин на море

Нефтедобывающая платформа – это целый завод с жильем и полным жизнеобеспечением, в котором имеются лаборатории и многое другое. Недостаточное пространство на нефтяной платформе компенсируется очень хорошей организованностью.

Уникальная технология подводного бурения скважин на глубоководном Приамальском шельфе Карского моря была представлена в Салехарде на Мировом нефтегазовом конгрессе. Авторы технологии – инженеры Центрального конструкторского бюро «Лазурит» (Нижний Новгород), известного в мире разработчика непревзойденных лодок и подводных сооружений.

Технология эта представляет сегодня особый интерес, поскольку открывает перспективы освоения шельфовых нефтегазовых месторождений на закрываемых льдами акваториях арктических и дальневосточных морей. Предложенный нижегородцами способ обладает, как показал анализ, рядом преимуществ по сравнению со способом разработки тех же, но сухопутных месторождений в заполярной тундре. Прежде всего, он экологичнее, по-

скольку не нарушает почвенного покрова, а кроме того, раза в 2–2,5 дешевле. К тому же, что очень важно, он позволяет использовать возможности и опыт российской промышленности в части строительства подводных лодок и не требует при этом практически никакой реконструкции.

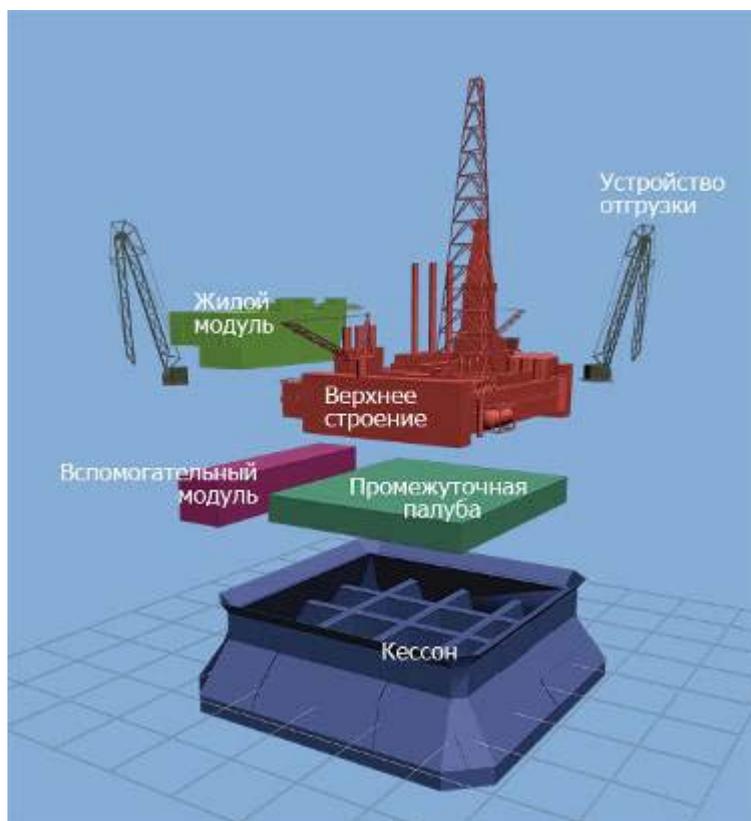


Рис. 1.9. Строение нефтедобывающей платформы

От применяемых в наше время иных вариантов разработки шельфа – как плавучих, так и стационарных – нижегородский отличается кардинально: уводит всю конструкцию с опасной для нее – из-за бурь и льдов – поверхности на безопасное морское дно.

Именно на дне должна размещаться стационарная опорная плита, на которую будет опускаться буровая подводная лодка. А сама лодка представляет собой тримаран, в правом и левом бортовых корпусах которого расположены технологические отсеки и ангары для телеуправляемых подводных роботов. Средний корпус состоит, по сути дела, из трех проч-

ных автономных отсеков: центра управления и жилья (в головной части), бурового (в центральной) и центра управления (в хвосте).

Принцип действия этого комплекса выглядит следующим образом. Зависшую над опорной плитой буровую лодку подтягивают и прижимают к ней роботы-манипуляторы. А затем передвигают и фиксируют так, чтобы ось бурового оборудования последовательно совпадала с осями буримых скважин. Добытые с месторождения углеводороды передаются по трубам на береговую станцию, откуда отправляются в общую трубопроводную сеть.

Попадание загрязнений в море при этом исключено: буровой раствор циркулирует по замкнутому циклу и очищается от шлама, который по мере накопления складывается в отсеках опорной плиты.

В настоящее время идет интенсивное освоение новейших технологий, позволяющих сократить экономические затраты и время на строительство скважин, среди которых – бурение на депрессии, позволяющее сохранить коллекторские свойства пласта и значительно увеличить скорость проходки; бурение на обсадных трубах, позволяющее сократить время строительства скважин за счет уменьшения количества спуско-подъемных операций; роторное управляемое бурение, позволяющее увеличить механическую скорость бурения и эффективно проводить пологие и горизонтальные скважины с большим смещением забоя от вертикали.

Разработка технологий, позволяющих проводить направленные и горизонтальные скважины с большим отклонением забоев от вертикали, является особенно актуальной при освоении шельфа, т. к. строительство таких скважин является наиболее эффективным методом разбуривания морских месторождений, позволяющим достигать границ месторождения с наименьшим количеством морских гидротехнических сооружений.

Решение этих проблем с помощью традиционных технологий с использованием многоколонных конструкций становится все сложнее и более капиталоемким, особенно при наличии в разрезе сложных геологических условий, а также при глубоком и глубоководном бурении.

Кардинальным решением выявленных проблем является отказ от конструкции скважины в традиционном понимании и строительство скважин монодиаметра с применением технологии расширяемых обсадных труб.

Расширяемые трубные изделия, в общем, внедряются во всем мире достаточно хорошо. В настоящее время насчитываются десятки новых компаний, использующих такие изделия в бурении и заканчивании скважин, и уже успешно завершено несколько сотен операций с ними. Расширяемые трубные изделия использованы в скважинах глубиной более 8 500 м с за-

бойной температурой 204°C. Однако из всех случаев применения расширяемых трубных изделий лишь одно из них имеет наибольший потенциал – скважина одного проходного диаметра (*Monodiameter*, *Monobore wells*, *Slender wells*). Идея заключается в том, чтобы устанавливать расширяемые хвостовики (подобные системе *OHL*) в скважине последовательно один за другим (рис. 1.10).

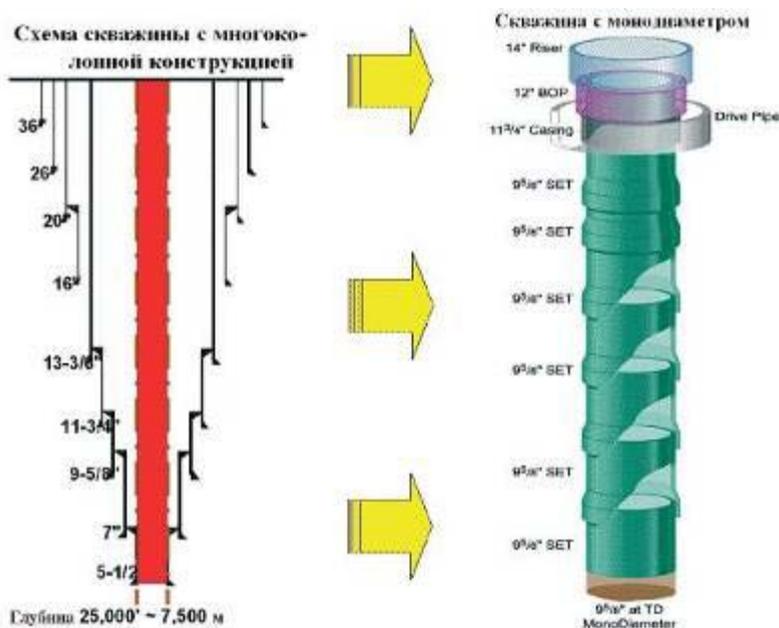


Рис. 1.10. Концепция скважины с монодиаметром

Экономический эффект от широкомасштабного внедрения технологии монодиаметра оценивается примерно в 30–50 % от стоимости и времени бурения в настоящее время и базируется на сокращении потребного количества материалов (цемента, металла, бурового раствора), выноса шлама и сокращении времени бурения.

Проведенные на примере Приразломного нефтяного месторождения анализ и расчеты подтверждают эффективность применения технологии скважины одного проходного диаметра по сравнению с традиционной многоколонной конструкцией при освоении морских месторождений.

Анализ возможного применения технологии монодиаметра на Приразломном нефтяном месторождении указал на значительное упрощение конструкции скважины (рис. 1.11) и сокращение затрат в результате уменьше-

ния объемов сброса шлама на 46 % (9,5 тыс. м<sup>3</sup>, или 25 тыс. т), массы обсадных колонн на 63 % (13,3 тыс. т), потребных объемов цемента на 77 % (8,7 тыс. т). При использовании технологии возможно снижение нагрузки на буровую вышку от веса наиболее тяжелой колонны на 33 % (с 450 до 300 т), а следовательно, возможно увеличение длины ствола скважины по инструменту.

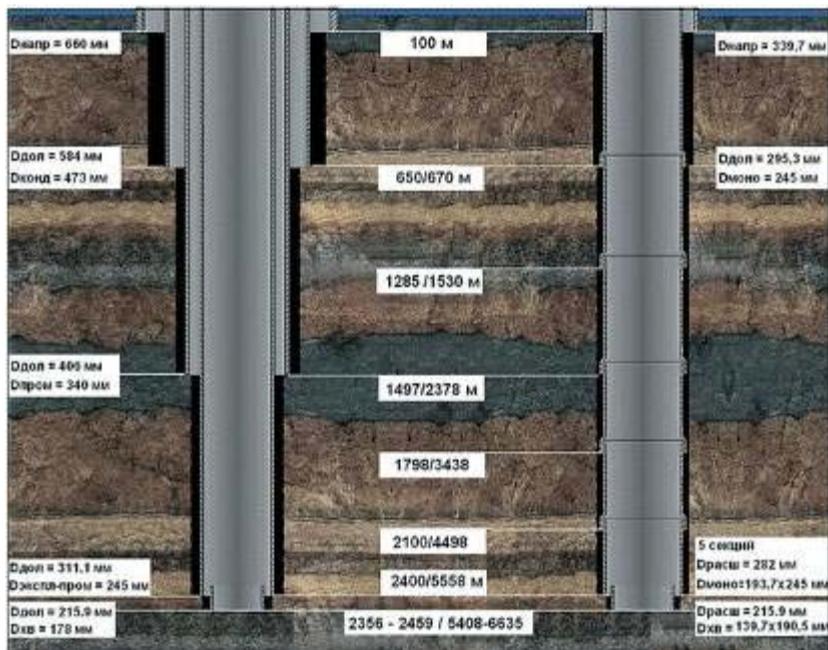


Рис. 1.11. Традиционная многоколонная конструкция и конструкция скважины одного проходного диаметра на примере Приразломного месторождения

Развитие технологии монодиаметра даст возможность рентабельной разработки небольших по запасам месторождений, а также бурения более глубоких скважин и скважин с большим отходом от вертикали (до 15 км и более), что в случае разработки морских месторождений позволяет отказаться или сократить количество морских платформ. Развитие технологии строительства скважин со сверхбольшим отклонением применительно к Российскому шельфу позволит ввести в скорейшую разработку морские месторождения Обской и Тазовской губ, а также месторождения Сахалинского шельфа, находящиеся на расстоянии до 10–15 км от берега, или месторождения, расположенные на суше и имеющие подводное продолжение

без строительства дорогостоящих морских платформ, подобно уже существующим примерам: месторождение Чайво на Сахалине, *Wyth Farm* в Великобритании, Ага в Аргентине

### ***О разработке морских месторождений***

Около 30 лет назад добыча нефти и газа во многих регионах мира начала перемещаться в сторону океана, охватывая все новые и новые морские акватории. Стационарные нефтяные платформы и вышки на шельфе ряда стран стали исчисляться десятками и сотнями. Сейчас их насчитывается около 7 тыс. в шельфовой зоне более 50 стран, а число скважин с глубиной проникновения в земную кору до 4–5 км перевалило за 100 тыс. Так началось становление морской нефтегазовой индустрии, которая быстро превратилась в одну из ведущих отраслей мировой экономики и энергетики и обеспечивает сейчас около 40 % общей добычи нефтегазовых углеводородов. В наши дни из почти 1 трлн долл. совокупной стоимости продукции, получаемой ежегодно в мире за счет всех видов морской деятельности, около 200 млрд долл. приходится на долю морского нефтегазового комплекса.

Есть основания полагать, что экспансия нефтедобычи в море будет продолжена и расширена. К числу стран, для которых этот процесс может быть особенно быстрым и стратегически важным в социально-экономическом плане, следует отнести прежде всего Россию – самую богатую страну мира по морским запасам нефтегазовых углеводородов. Их потенциальные ресурсы в пределах российского континентального шельфа достигают 90–100 млрд т условного топлива, включая около 40 % мировых разведанных запасов газа. Промысловая эксплуатация этих запасов ожидается в ближайшее время на шельфе Западной Арктики и дальневосточных морей (в первую очередь, в Баренцевом море и у берегов Сахалина), где уже выполнены первые поисковые и разведочные работы. Особенно быстро развиваются события на шельфе Сахалина. Сюда привлечены внимание и капиталы ведущих нефтяных компаний, здесь начата реализация нескольких крупных проектов («Сахалин 1», «Сахалин 2» и др.) и установлена первая на российском шельфе стационарная ледостойкая платформа «Моликпак», с которой летом 1999 г. впервые получена в промысловых объемах нефть со дна моря.

### ***Экологические проблемы***

Характерно, что с самого начала своего становления морской нефтегазовый комплекс привлекал и продолжает привлекать к себе явно повышенное внимание природоохранных структур по сравнению с некоторыми

«сухопутными» видами деятельности, хотя значительность вклада последних (например, автотранспорта или теплоэнергетики) в экологическое неблагополучие в биосфере не вызывает никаких сомнений. Во всяком случае, список публикаций на тему экологических последствий добычи нефти и газа в море (особенно по проблеме нефтяного загрязнения) беспрецедентно широк и насчитывает многие тысячи наименований статей, книг, докладов, материалов конференций и т. д. И это, конечно, не случайность, а результат целого ряда причин и обстоятельств, к числу которых надо отнести:

- сильно изменчивые, суровые (подчас экстремальные) природные условия в районах добычи нефти и газа в море, где вероятность аварийных и даже катастрофических исходов обычно выше, чем на суше;
- «открытость» нефтяных платформ, удобство визуальных и иных наблюдений (от судовых до спутниковых) за экологической ситуацией в районе морских нефтяных промыслов;
- повсеместность распространения и легкость обнаружения следов нефтяного загрязнения в море, например в виде радужной пленки;
- широкий общественный резонанс после каждого аварийного нефтяного разлива в море;
- конфликт интересов на шельфе между разными пользователями морских ресурсов прибрежной зоны и, прежде всего, между нефтяной индустрией и рыбным промыслом.

Итак, Россия находится на пороге широкомасштабного освоения запасов нефти и газа на морском шельфе. Для нашей страны это сравнительно новый вид деятельности, отношение к которому сейчас активно формируется в самых разных кругах – управленческих, промышленных, рыбохозяйственных, природоохранных, научных.

Поражает разнообразие мнений по поводу того, что такое морской нефтегазовый комплекс и насколько он опасен с точки зрения охраны природы и биологических ресурсов моря. Практически всегда на всех встречах и дискуссиях на эту тему, особенно в процессе экологической экспертизы тех или иных проектов, возникают разногласия, горячие дебаты, столкновения мнений и позиций. В их основе обычно лежит отсутствие четких представлений о том, что происходит на разных этапах разведки и освоения морских нефтегазовых месторождений и каковы реальные экологические и рыбохозяйственные последствия этой деятельности.

Все мнения по поводу экологической безопасности или опасности добычи нефти и газа на морском шельфе можно свести в конечном счете к трем основным позициям, которые напоминают сигналы светофора.

Алармисты считают, что это подлинное бедствие для живой природы и ресурсов моря, которые и так уже серьезно подорваны человеком, и призывают остановить нефтяную экспансию на морской шельф («красный свет»). В качестве аргументов чаще всего используются напоминания о катастрофических разливах нефти, вызывающих в памяти картины покрытых нефтью пляжей, погибающих морских птиц и животных и другие тревожные ассоциации, которые надолго остаются в общественном сознании после каждой аварии нефтяных танкеров или других аналогичных событий.

Оптимисты, напротив, полагают, что никакого экологического риска в данном случае нет. Более того, нефтяные платформы выполняют функцию искусственных рифов и таким образом улучшают состояние рыбных запасов («зеленый свет»). Если же и наносится какой-то ущерб природе, то он с лихвой перекрывается теми экономическими выгодами, которые дает нам шельфовая нефть.

Наконец, последняя (обычно многочисленная) группа затрудняется дать четкий ответ и предпочитает занять нейтрально-выжидательную позицию («желтый свет»). Их затруднение можно понять, если учесть два обстоятельства. Одно из них – это многоплановость самой темы и недостаток ясной, четкой и объективной информации с описанием всех сторон реальных и потенциально опасных последствий нефтедобывающей деятельности в море. Другое обстоятельство связано с запутанностью и противоречивостью некоторых природоохранных законов, норм и правил, в которых подчас не могут разобраться даже специалисты. При желании там можно найти любые ответы на вопрос о возможности удаления отходов при бурении и эксплуатации скважин в море – от тотального запрета таких сбросов до невнятных разрешений.

Поляризация мнений, неопределенность позиций либо ведомственные интересы проявляют себя не только среди специалистов и экспертов разного профиля, связанных с изучением моря и его ресурсов. Это характерно также для коридоров власти и официальных лиц в тех случаях, когда они по долгу службы обязаны принимать решения в отношении того или иного проекта освоения морских нефтегазовых месторождений. В определенных границах подобное расхождение позиций и мнений – вполне нормальное явление. Однако рано или поздно приходит время дать четкие ответы на три простых вопроса:

- допустим или недопустим сброс отходов в море при добыче нефти и газа на шельфе с позиций охраны морских экосистем и биоресурсов;
- если допустим, то при каких условиях и ограничениях;
- если недопустим, то почему.

Время отвечать на эти вопросы пришло и для России, которая до сих пор практически не трогала свои богатейшие морские запасы углеводородов. При этом мы должны помнить и о том, что Россия располагает также и уникальными биологическими ресурсами моря и является одним из мировых лидеров морского рыболовства, которое традиционно покрывает более 20 % потребности россиян в белках животного происхождения.

При поиске ответов на поставленные выше вопросы надо учитывать прежде всего фундаментально важный для экологии океана факт неравномерности распределения жизни в морской среде и ее тяготение к периферическим (прибрежным шельфовым) зонам. Именно в этих зонах, составляющих около 10 % всей акватории морей и океанов, происходят наиболее интенсивные биопродукционные процессы. Здесь сосредоточены и воспроизводятся основные живые ресурсы океана, которые обеспечивают до 80–90 % мирового улова морских организмов и дают ежегодно до 100 млн т ценных видов рыб, беспозвоночных и водорослей за счет рыболовства и морской аквакультуры. Но здесь же залегают крупнейшие нефтегазоносные бассейны и месторождения. Их эксплуатация уже идет полным ходом и будет продолжаться еще долго на фоне всех других многочисленных видов деятельности человека в прибрежной зоне и неизбежно сопутствующих им экологических нарушений в морской среде. Напомним, что в прилегающей к морю узкой полосе суши (шириной до 50 км) сейчас проживает более половины населения Земли и производится до 50 % валового национального продукта многих стран.

Таким образом, поиски баланса интересов при добыче на шельфе углеводородов и морепродуктов – это лишь часть более широкой проблемы охраны прибрежных экосистем по мере расширения масштабов освоения нефтегазовых месторождений и в условиях всех других антропогенных воздействий на морскую среду. Из анализа этих воздействий следует, что «доля ответственности» нефтегазового комплекса за ухудшение общей экологической ситуации на шельфе относительно невелика. Например, по оценке ведущих международных экспертов и организаций, вклад нефтяных промыслов в глобальное нефтяное загрязнение моря не превышает 1,5 % от всех остальных потоков нефтепродуктов, которые непрерывно поступают в прибрежную зону от многочисленных береговых источников.

Тем не менее, проблема экологических и рыбохозяйственных последствий освоения морских нефтегазовых месторождений остается по-прежнему актуальной, особенно в районах высокой биопродуктивности и традиционного рыболовства. Отметим два обстоятельства.

Во-первых, если спуститься с глобального уровня на региональный и тем более на локальный, то экологические нарушения в зонах сброса буровых отходов становятся вполне очевидными в таких ситуациях. Например, поток нефтяного загрязнения только из-за сброса пластовых вод может возрастать не на несколько процентов (как это имеет место на глобальном уровне), а на несколько десятков процентов.

Во-вторых, по мере расширения масштабов буровых и промысловых работ в море локальные воздействия со временем могут сопрягаться и приводить к кумулятивным эффектам субрегионального и даже регионального уровня.

Наконец, надо учесть фактор социально-психологического характера или то, что принято называть «общественным мнением». В какой бы мере это мнение ни расходилось с научным знанием, мы не вправе его игнорировать. Известно, что всякая природоохранная политика, даже если она экологически обоснована, обречена на неудачу, если общество не разделяет эту точку зрения. Применительно к данному случаю, похоже, что в России (как, впрочем, и в других странах) единого мнения по поводу экологической безопасности и условий освоения морских нефтегазовых ресурсов пока не существует. Несмотря на очевидные долгосрочные и принципиально важные для экономики России выгоды от реализации таких проектов, на пути их продвижения ощущается заметное противодействие. Оно проявляется в разных формах, по разному поводу и в самых разных кругах – от государственных ведомств до общественных движений, средств массовой информации и отдельных специалистов. Причины общественной озабоченности и тревоги в данном случае можно понять.

С одной стороны, многие знают и помнят о нефтяном загрязнении Каспийского и Азовского морей, деградации запасов осетровых рыб в этих бассейнах, залитых нефтью реках и озерах Западной Сибири и других аналогичных событиях в России и не только. Где гарантии, что нечто подобное не повторится, например, на шельфе Сахалина или Баренцева моря? Для рыбаков и населения этих регионов такого рода вопросы совсем не праздные. Напомним, что биологические ресурсы российского шельфа, сосредоточенные в морях Дальнего Востока и Западной Арктики, способ-

ны обеспечить устойчивый улов более 5 млн т / год ценных видов рыб и беспозвоночных.

С другой стороны, «общественное мнение» пока еще не имеет четкого представления о том, что такое современная индустрия разведки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений и насколько надежна экологическая безопасность этого относительно нового для России вида деятельности. Для полноты картины повторим, что тревога и протесты по этому поводу часто возникают даже в странах, на шельфе которых нефтяные платформы уже давно стали привычным атрибутом морского пейзажа. В этой ситуации многое зависит от готовности и способности науки (в первую очередь экологической) дать четкие ответы на вопросы, некоторые из которых уже были обозначены. За последние десятилетия накоплена обширная информация как о вредных свойствах отходов морского нефтегазового комплекса, так и об экологической ситуации в районах добычи углеводородов на шельфе разных стран и регионов. Материалы этих исследований, в том числе выполненных в последние годы в России в рамках проектов «Сахалин 1» и «Сахалин 2», дают основания для следующих выводов.

- Повсеместно используемые в настоящее время буровые растворы на водной основе и сопутствующие им шламы относятся к группе практически нетоксичных материалов. При их сбросе в морскую среду происходит быстрое (в течение секунд и минут) разбавление с кратностью до 10<sup>4</sup>–10<sup>6</sup> раз на расстояниях в пределах нескольких сотен метров от точки сброса.

- В первом приближении есть основания считать, что экологические последствия от таких сбросов аналогичны тем эффектам, которые возникают при природных или антропогенных повышениях мутности морской воды (штормовое взмучивание в прибрежной зоне, добыча песка и гравия и др.).

- По мнению групп независимых экспертов, воздействие нефтегазодобывающего комплекса на морскую среду носит ограниченный характер и уступает по масштабам и тяжести последствий многим другим видам деятельности на море.

- Международная и национальная статистика аварийных нефтяных разливов показывает, что при добыче нефти на шельфе ее потери составляют 1–10 г на каждую тонну добытой в море нефти.

- Реальное негативное воздействие морской нефтегазодобывающей индустрии на рыболовство заключается не столько в загрязнении, сколько в сокращении (отчуждении) рыбопромысловых акваторий и физических помехах для донных отложений.

Этот кратко суммированный мировой опыт, казалось бы, дает основания для некоторой уверенности по поводу экологической безопасности добычи нефти и газа в море в случае, если Россия приступит к масштабному промышленному освоению своих запасов углеводородов на шельфе. Однако подобный оптимизм резко идет на спад, если вспомнить, что только статистически учтенные потери нефти при разработке месторождений углеводородов на суше в России, например в Западной Сибири, составляют большие объемы, образно говоря, ведро на каждую добытую тонну нефти. Где гарантии, что, перебравшись на морские акватории, отечественная нефтяная индустрия сможет в тысячи раз сократить привычные «сухопутные нормы» нефтяных загрязнений? И не слишком ли дорогую цену мы заплатим за шельфовую нефть, даже если научимся терять ее в десятки и сотни раз меньше, чем теряли до сих пор на суше? Похоже, что на подобные вопросы пока нет четких ответов.

Следует учесть также, что экологическая ситуация в районах многолетнего (в течение десятилетий) освоения морских нефтегазовых месторождений не столь благополучна, как это иногда представляют. В дополнение к сказанному напомним лишь о нефтяном загрязнении дна Северного моря, которое остается до сих пор как следствие сбросов широко применявшихся ранее буровых растворов на нефтяной основе. Значительные потоки нефтяных углеводородов продолжают поступать в море при сбросе пластовых вод, особенно на завершающем этапе эксплуатации месторождений. Напомним также о негативных эффектах воздействия на рыб при сейсмических съемках и других аналогичных последствиях морской нефтедобывающей деятельности. Все это, естественно, диктует необходимость продолжения усилий по охране морских экосистем и самовоспроизводящихся (и потому бесценных) живых ресурсов моря.

Пожалуй, наиболее правильный путь – организация продуманного и эффективного экологического мониторинга на каждом нефтяном объекте.



## Глава 2. КРУПНЕЙШИЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИЕ ЦЕНТРЫ В АКВАТОРИЯХ МИРА

### 2.1. Мексиканский залив

Первая скважина в Мексиканском заливе была пробурена компанией *Kerr-McGee* в 1947 г. на глубине воды 6,1 м. Через 60 лет западная часть Мексиканского залива превратилась в один из крупных нефтегазовых регионов мира, обеспечивающих до 25 % добычи нефти и сжиженных углеводородов США.

В мелководной части Мексиканского залива в разработку введено 936 месторождений, из которых в эксплуатации находится 770 (рис. 2.1). Из этих месторождений за 56 лет извлечено более 1 440 млн т нефти и более 3 884 млрд м<sup>3</sup> газа. В 2003 г. добыча нефти составила 35,5 млн т, газа – 101,9 млрд м<sup>3</sup>.

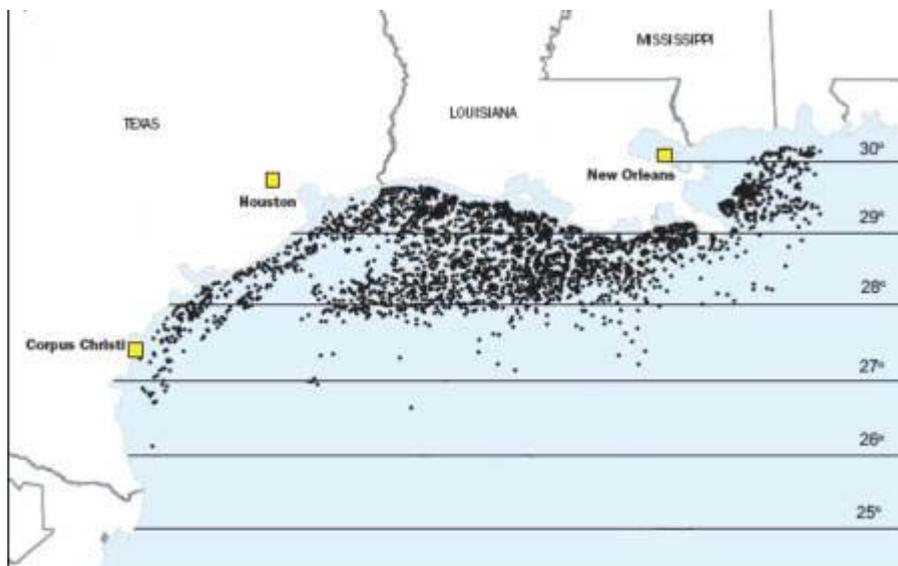


Рис. 2.1. Обзорная карта месторождений Мексиканского залива

С проявлением большой заинтересованности независимых нефтяных компаний к разработке нефтяных месторождений в мелководной части залива большая часть лицензионных участков приобреталась этими компаниями. В 1990-е гг. здесь ежегодно бурилось до 300 разведочных скважин, в то время как в глубоководной части залива число скважин не превышало 65–70. За счет активизации разведочных работ и ввода в разработку мелких месторождений в эти годы удалось стабилизировать добычу нефти в мелководной части залива на уровне более 40 млн т/год. Однако к 2000 г. был пройден пик добычи и началось ее быстрое снижение, зато в глубоководной части добыча резко возросла (табл. 2.1)

Таблица 2.1

**Объемы добычи нефти в Мексиканском заливе в 1992–2003 гг.**

Районы добычи	Добыча нефти, млн т, по годам											
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Мелководные участки глубиной менее 200 м	41,1	41,1	41,1	40,0	41,3	47,0	43,1	41,5	40,4	38,2	36,8	35,5
Глубоководные участки глубиной более 200 м	7,4	8,2	9,0	11,6	13,7	17,6	26,3	38,4	44,1	52,1	58,8	66,4
Итого	48,5	49,3	50,1	51,6	55,0	64,6	69,4	79,9	84,5	90,3	95,6	101,9

Представители нефтяных компаний, работающих в мелководной части залива, заявляют, что ежегодное снижение дебита старых добывающих скважин составляет до 33 % в год, новых скважин – до 47 %. По их мнению, ускоренное уменьшение добычи из введенных в разработку месторождений не столь негативно, поскольку:

- заставляет нефтяные компании работать более целеустремленно, чтобы поддерживать добычу нефти при ее снижающихся остаточных запасах;
- стимулирует более эффективную разработку небольших месторождений, что повышает ресурсную базу извлекаемой нефти;
- вынуждает нефтяные компании возмещать истощающиеся запасы за счет бурения соответствующего числа разведочных и добывающих скважин, обеспечивающих более плавное снижение остаточных запасов; одна-

ко некоторые компании считают основной задачей обеспечение ускоренного истощения запасов.

Что же касается добычи газа в мелководной части Мексиканского залива, то в результате совершенствования технологии заканчивания газовых скважин удалось увеличить дебиты вводимых в разработку новых скважин от 138 тыс. м<sup>3</sup>/сут в начале 1990-х гг. до 173 тыс. м<sup>3</sup>/сут к началу 2000 г. Несмотря на снижение запасов, на вновь открываемых газовых месторождениях удалось сохранить довольно стабильную добычу газа, и только с конца 1990-х гг. наметилась тенденция ее медленного уменьшения.

Возмещение запасов в мелководной части Мексиканского залива является наиболее острой проблемой, от решения которой зависит поддержание добычи нефти и газа. Для предотвращения снижения добычи необходимо наращивать запасы. С этой точки зрения 1993–2000 гг. были довольно благоприятными:

- при добыче нефти с газовым конденсатом, равной 338 млн т, пополнение новых запасов составило 335 млн т, т. е. 99 % добычи;

- объем вновь открытых запасов газа составил 790 млрд м<sup>3</sup> при его добыче 951 млрд м<sup>3</sup>, т. е. 83 % добычи;

- основной объем вновь наращиваемых запасов получен за счет доразведки открытых месторождений; в 1991–1998 гг. 90 % новых запасов нефти и конденсата было доразведано на старых месторождениях; около 24 % запасов газа получено на вновь разведанных месторождениях и 76 % – в результате доразведки запасов на разрабатываемых месторождениях.

Таким образом, основной объем наращивания запасов нефти и газа обеспечивается за счет интенсивной разработки и доразведки месторождений, в том числе крупных, открытых еще в 1960–1970-е гг.

На крупных месторождениях, осложненных сбросами и сдвигами, могут находиться отдельные изолированные блоки, не охваченные разработкой. Их можно ввести в разработку в результате зарезки вторых наклонных стволов в скважинах эксплуатационного фонда. В качестве примера можно привести наращивание запасов на семи крупных старых месторождениях, расположенных в Южном Проходе (*South Pass*) Мексиканского залива. Их начальные доказанные запасы составляли 123 млн т нефти и 72 млрд м<sup>3</sup> газа. Через девять лет в результате внедрения интенсивных методов разработки дополнительно было разведано 18 млн т нефти и 30,4 млрд м<sup>3</sup> газа. Фактически запасы нефти и газа возросли на 23 % (в нефтяном эквиваленте) по сравнению с начальными. Интенсивная разработка месторождений может оказаться экономически привлекательной за счет использования

существующих платформ и инфраструктуры, зарезки вторых и третьих стволов в существующих скважинах. Стоимость зарезки второго ствола составляет примерно 2 млн долл. (при глубине скважины около 3 000 м), бурения новой скважины – 6 млн долл.

Замедление темпов падения добычи связывают с разведкой и разработкой мелких месторождений с использованием передовых технологий. Передовые технологии в области разведки позволяют на порядок снижать число беспригодных скважин, что важно для рентабельной разработки небольших месторождений.

В связи с незагруженностью оборудования по обработке продукции на многочисленных морских платформах, число которых в мелководной части залива достигает около 4 000, создаются благоприятные условия для рентабельной эксплуатации вновь вводимых в разработку небольших месторождений и даже отдельных скважин. Продукция последних по подводным трубопроводам поступает на незагруженные платформы и после обработки по существующим трубопроводам транспортируется на берег для дальнейшей переработки. Общая протяженность таких трубопроводов превышает 46 400 км.

Исходя из создавшихся условий рентабельной эксплуатации мелких месторождений, эксперты США из года в год увеличивают число открываемых мелких месторождений в мелководной части залива, содержащих значительные ресурсы нефти (по оценке 1,055 млрд т) и газа (по оценке 2,762 трлн м<sup>3</sup>). Особое внимание должно быть обращено на повышение эффективности эксплуатации небольших месторождений на основе широкого внедрения подводного заканчивания устья скважин и использования существующей инфраструктуры для обработки продукции и дальнейшего ее транспорта до берега. Несмотря на все перечисленные меры и ускоренный ввод в разработку многочисленных мелких месторождений в западной мелководной части Мексиканского залива, в будущем вряд ли можно предотвратить снижение добычи нефти и газа.

Более долговременные перспективы добычи нефти в мелководной части Мексиканского залива будут связаны со следующими факторами:

- темпами и масштабами внедрения новых прогрессивных технологий в области разведки и разработки месторождений;
- отменой существующих ограничений на разведку и разработку месторождений в восточной мелководной части залива;
- предоставлением определенных льгот, направленных на стимулирование ведения работ в мелководных частях залива.

Кроме того, на добычу нефти не только в мелководной части, но и во всем Мексиканском заливе значительное влияние будут оказывать работы по освоению глубокозалегающих структур, подсолевых отложений, особенно мелководных и сверхглубоководных месторождений. Прежде всего, часть новых запасов нефти и газа в мелководной части залива может быть открыта в результате разведки глубокозалегающих структур, на глубине более 4 500 м от морского дна. Глубокозалегающие структуры, по всей вероятности, распространены на всех участках залива. До настоящего времени они слабо разведаны: из общего числа пробуренных в заливе 35 000 скважин только 1 842 пробурены на глубину более 4 500 м. По оценке Службы управления минеральными ресурсами *MMS (Mineral Management Service)*, в трех глубокозалегающих структурах может содержаться от 141 до 566 млрд м<sup>3</sup> неразведанных ресурсов газа, или в среднем около 300 млрд м<sup>3</sup>.

Большая часть глубоких скважин в заливе пробурена в 1980-х гг. с использованием данных сейсморазведки 2D. Было открыто 508 месторождений с общими извлекаемыми запасами газа 283 млрд м<sup>3</sup>, или около 557 млн м<sup>3</sup> на одно месторождение. Наиболее успешные результаты получены в северо-восточной части залива, где открыто 24 месторождения с извлекаемыми запасами газа 71, 4 млрд м<sup>3</sup>, или почти 2,97 млрд м<sup>3</sup> на одно месторождение; на 479 месторождениях сосредоточено около 212,4 млрд м<sup>3</sup> извлекаемых запасов газа, или в среднем 443 млн м<sup>3</sup> на одно месторождение. При использовании методов сейсморазведки 3D возможно открытие крупных месторождений с высокодебитными скважинами.

На открытых в последнее время месторождениях в глубокозалегающих структурах при использовании новых технологий заканчивания скважин дебиты газа могут составить 500–2 250 тыс. м<sup>3</sup> / сут. Рентабельная добыча из таких скважин может быть обеспечена только при высоких дебитах, так как расходы на бурение и заканчивание скважины составляют 10–20 млн долл. Эти дорогостоящие скважины характеризуются высокими пластовыми давлением и температурой, а также большим содержанием в продукции CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S. Высокие затраты на бурение таких скважин и использование специально созданных тяжелых дорогостоящих самоподъемных буровых установок могут быть снижены в результате использования для обработки и транспорта продукции существующей незагруженной инфраструктуры в мелководной части залива. Кроме того, имеются перспективы открытия продуктивных структур в подсолевых отложениях, которые охватывают до 60 % территории северной части Мексиканского залива. Осадочные отло-

жения большой толщины, залегающие под этими солевыми отложениями, могут содержать значительные объемы углеводородов. В 1980-х гг. уже были пробурены скважины на подсолевые отложения, но результаты тогда не оправдали ожидания. Однако по мере совершенствования сейсмической разведки и обработки ее данных стало возможным открытие крупных месторождений.

В 1993 г. группой компаний *Phillips-Anadarko-Amoco* впервые в подсолевых отложениях было открыто месторождение *Mahogany* с промышленными запасами нефти и газа. Скважина была пробурена на глубину 5 032 м и введена в эксплуатацию в 1996 г. с начальным дебитом нефти 959 т/сут, газа – 283 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Совершенствование технологий сейсморазведки 3D и проходки соляных толщ способствовало выявлению подсолевых структур. Особенно хорошие результаты были получены компанией *Anadarko*, которая только в 1998 г. открыла три крупных месторождения. Одно из них – месторождение *Hickery* – открыто разведочной скважиной, пробуренной до глубины 6 588 м, при этом успешно пройден самый мощный в заливе пласт соли толщиной 2 440 м. Скважиной вскрыт продуктивный пласт толщиной 92 м, состоящий из многих прослоев песчаника. Запасы месторождения оцениваются в 5,5 млн т. Несмотря на успехи отдельных компаний в разведке и разработке глубокозалегающих структур, находящихся в подсолевых отложениях, на ближайшую перспективу трудно ожидать быстрого наращивания темпов разработки аналогичных структур.

Перспективы наращивания добычи нефти и газа в Мексиканском заливе связаны, прежде всего, с возрастающим числом вводимых в разработку глубоководных и сверхглубоководных месторождений. Первые шаги перехода от мелководных к глубоководным месторождениям (т. е. при глубине моря более 200 м) предприняты в конце 1970-х – начале 1980-х гг. Если в начальный период освоение мелководной части Мексиканского залива в основном осуществлялось с использованием самоподъемных стальных платформ, то по мере перехода к освоению более глубоких участков стали широко применяться стационарные стальные платформы. Для глубин моря более 300 м начали использоваться тяжелые конструкции стационарных стальных платформ, состоящих из верхней и нижней конструкций, перевозимых на место установки раздельно на баржах. Стыковка конструкций осуществлялась непосредственно на отметке, выбранной согласно проекту разработки месторождения.

Первая глубоководная платформа была установлена в 1979 г. на месторождении *Cognac*, открытом компанией *Shell* в блоке 194 *Mississippi Canyon*, где глубина моря составляет 309 м. Здесь впервые был преодолен 300-метровый барьер глубины установки стационарных платформ. Расположенное на платформе оборудование обеспечивало суточную добычу газа 3,68 млн м<sup>3</sup> в период выхода месторождения на максимальную добычу. Тем самым было показано, что глубоководные продуктивные пласты обладают большими добычными возможностями. В 1984 г. корпорацией *Exxon* началась эксплуатация месторождения *Lena* с использованием стационарной платформы, установленной на глубине моря 310 м. В 1989 г., через 10 лет после установки глубоководной платформы на месторождении *Cognac*, компания *Shell* установила на месторождении *Bullwinkle* стационарную платформу на глубине моря 405 м. Впоследствии для освоения более глубоководных месторождений стали применяться платформы, надводная часть которых удерживалась несколькими связками, состоящими из предварительно напряженных труб. При разработке сверхглубоких месторождений (при глубине моря более 1 500 м) предпочтение отдается использованию технологии подводного заканчивания скважин с подачей продукции на плавающие платформы различных конструкций, удерживаемых на оттяжках, или на плавающие суда, оборудованные для приема, обработки, хранения и последующего транспорта продукции насосами и компрессорами.

После достигнутых успехов в области открытия крупных глубоководных месторождений в конце 1970-х и начале 1980-х гг. в следующее десятилетие было разведано только 15 крупных месторождений с запасами каждого более 13,7 млн т (по американской классификации к категории крупных относятся месторождения с запасами более 13 млн т). Эти результаты поставили под сомнение наличие в глубоководной части залива крупных запасов нефти и газа. Ведущие организации США, занятые оценкой ресурсов континентального шельфа, такие как Служба управления минеральными ресурсами в 1995 г. и Национальный совет по нефти (*National Petroleum Council*) в 1992 г. объявили о низкой ресурсной базе глубоководной части Мексиканского залива. Однако в 1995–1999 гг. была достигнута наибольшая эффективность разведочных работ, обеспечивших открытие 14 крупных глубоководных месторождений.

В 2000–2001 гг. было открыто еще девять крупных месторождений. Наиболее примечательно, что в 1998–2001 гг. открыто четыре крупнейших месторождения (*Mad Dog*, *Thunder Horse*, *Thunder Horse North*, *Trident*)

с запасами каждого, более 55 млн т. Всего в 1985–2001 гг. открыто 218 месторождений, из которых 45 относятся к крупным, запасы каждого превышают 13,7 млн т в нефтяном эквиваленте. Эти крупные месторождения, в основном, были открыты на глубине моря от 800 до 1 600 м. Около 80 % открытых на глубоководных участках Мексиканского залива месторождений со значительными запасами были нефтяными, содержащими значительные объемы нефтяного газа. Однако Служба управления минеральными ресурсами до сих пор считает, что около 2/3 остаточных ресурсов газа сосредоточено на газовых месторождениях.

Высокие дебиты вводимых в эксплуатацию новых скважин являются важным фактором, положительно влияющим на рентабельность разработки глубоководных месторождений в заливе. Об этом свидетельствуют следующие примеры:

– скважина, пробуренная компанией *Shell* на месторождении *Ursa* в блоке 854 *Mississippi Canyon*, работала с дебитом 4 110 т / сут нефти и конденсата;

– скважина, пробуренная компанией *BP* на месторождении *Troika* (находится в *Green Canyon Block 244*), работала с дебитами нефти 4 245 т / сут и газа 1,87 млн м<sup>3</sup>/сут.

Этот положительный опыт оказал огромное влияние на пересмотр всей стратегии разработки месторождений. Так, на газовом месторождении *Mensa* компании *Shell* с запасами газа 28 млрд м<sup>3</sup> дебит единственной пробуренной скважины составляет 28,3 млн м<sup>3</sup>/сут. Данное месторождение может разрабатываться всего тремя скважинами с подводным расположением устья, хотя Национальный нефтяной совет США в 1992 г. указывал, что для разработки месторождения газа с аналогичными запасами необходимо пробурить 30–40 скважин.

Достигнутые успехи в разведке и разработке месторождений позволяют более оптимистически оценивать потенциальные ресурсы нефти и газа по всему Мексиканскому заливу, особенно по его глубоководным участкам.

В настоящее время по данным Службы управления минеральными ресурсами, доказанные запасы на открытых месторождениях, а также предполагаемые в результате будущих открытий запасы оцениваются по нефти в 6,7 млрд т, по газу в 8,375 трлн м<sup>3</sup>. Из известных потенциальных ресурсов нефти и газа в Мексиканском заливе рентабельно может быть извлечена только их часть. Степень извлечения этих ресурсов зависит от размеров месторождений и глубины моря, стоимости платформ, скважин и оборудова-

ния для подводного заканчивания устья скважин, коэффициента успешности разведки, совершенствования технологий.

Немаловажную роль будут играть и такие факторы, как рост спроса, цены на нефть и газ, а также предоставление компаниям финансовых инициатив, включая освобождение от платежей роялти, которые могут стимулировать их заинтересованность в разработке труднодоступных месторождений Мексиканского залива.

### **Геологическое строение Мексиканского залива и отдельных месторождений**

Этот нефтегазоносный бассейн располагается в пределах одной из крупнейших впадин земной коры, наиболее прогнутая часть которой занята водами Мексиканского залива. Впадина имеет почти изометрическую форму диаметром около 1 800 км и выполнена кайнозойскими и мезозойскими отложениями мощностью до 15 км. Наземная часть бассейна занимает Примексиканскую низменность и расположена на территории южных штатов США (Техаса, Луизианы, Арканзаса, Миссисипи, частично Алабамы, Джорджии и Флориды) и Мексики (штаты Тамаулипас, Веракрус, Табаско). На юго-востоке он ограничен разломом, отделяющим его от Антильской геосинклинальной системы.

На севере бассейн обрамляется выходами палеозойских отложений в складчатых системах Аппалачей и Уошито или выступами докембрийского фундамента (своды Нашвилл и Паскола); на северо-западе соединяется с Пермским бассейном, на востоке его граница проходит через свод Окала Флориды; западное и южное обрамление бассейна образовано ларамийским горным сооружением Восточной Сьерра-Мадре. Наземная часть осложнена рядом прогибов и поднятий. Субаквальная часть бассейна включает шельф, континентальный склон и абиссальную равнину с глубиной дна до 4 км. Для всего бассейна в целом характерно проявление соляной тектоники с солью раннеюрского или пермского возраста.

Нефтегазоносность связана с миоценовыми, палеогеновыми и меловыми, в меньшей степени плиоценовыми и юрскими отложениями. Коллекторами являются преимущественно песчаники для кайнозойских и известняки для меловых пород. На северо-западе нефтегазоносны также песчаники и известняки карбона и ордовика. Большая часть месторождений нефти и газа связана с локальными поднятиями платформенного типа, солянокупольными структурами и зонами выклинивания песчаных отложений. В мексиканской части известны также нефтяные месторождения, приуроченные к антиклиналям линейной складчатости и протяженным

рифогенным зонам. В нефтегазоносном бассейне Мексиканского залива известно несколько месторождений-гигантов (нефти – Ист-Техас, газа – Монро, Картидж и др.).

Добыча нефти в бассейне на территории Мексики ведется с начала XX в. (район Тампико), на территории США – с 1920-х гг. Ее быстрому росту благоприятствовала возможность использовать морской транспорт для перевозки нефти. Природный газ добывается интенсивно со времен Второй мировой войны. С 1960–1970-х гг. в бассейне ведется подводное бурение для получения нефти и газа на береговой отмели штатов США – Техас и Луизиана, где запасы нефти ранее оценивались в 374 млн тонн.

К настоящему времени здесь выявлено около 5 000 нефтяных и почти 4 000 газовых разновеликих месторождений. По направлению к внешней (экваториальной) части бассейна происходит омоложение нефтегазосодержащих горизонтов от верхней юры до плейстоцена. В этом же направлении увеличивается глубина залегания углеводородных скоплений от нескольких сотен метров до 6 500 м. Нефти внешней зоны в основном легкие, малосернистые. Лишь в районах, где их залежи связаны с кепроками соляных куполов, содержание серы в нефтях возрастает. Во внутренней, континентальной зоне бассейна преобладают нефти средней плотности, иногда высокосернистые. По групповому составу нефти метаново-нафтеновые. В составе газов отмечается небольшое количество гомологов метана и высокое содержание газового конденсата.

### **Тектоническое строение Мексиканского залива и нефтегазоносность отдельных зон**

Бассейн Мексиканского залива разделяется на следующие крупные элементы: 1) впадину Мексиканского залива; 2) предкордильерские краевые прогибы; 3) Багамско-Кубинский краевой прогиб; 4) зону краевых прогибов Уошитской и Аппалачской складчатых систем и примыкающую к ней небольшую окраину докембрийской платформы.

Впадина Мексиканского залива занимает наибольшую часть рассматриваемого бассейна. Основная средняя часть впадины располагается под водами одноименного залива, в котором выделяется зона шельфа, континентальный склон и глубоководная котловина Сигсби, ограниченная крутыми уступами Сигсби, Флорида и Кампече.

Континентальная окраина впадины, выделяющаяся в США и Мексике под названием Галф-Кост, входит в состав эпигерцинской Северо-Американской плиты. Платформенный осадочный чехол образует в целом обширную и пологую мегамоноклиналь. Структура последней осложнена

погребенными поднятиями, прогибами и зонами региональных разломов. Основные зоны разломов группируются в два пояса – Северный и Южный. Простираение первого меняется с северо-восточного на широтное и затем на юго-восточное. Этот пояс состоит из следующих зон региональных разломов: Балконес и Люлинг-Дарст-Крик (на северо-западе), Мексика-Талко (на северо-западе и севере), Южно-Арканзасской (на севере) и Пикенс-Джилльбертаун (на юго-востоке). Южный пояс также включает ряд зон региональных разломов, из которых наиболее значительны Сэм-Фордайс-Вандербилт в северо-западной части пояса и Типитайт-Батон-Руж – в средней. Местами разломы в этом поясе замещаются флексурами.

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

В северо-западной части Галф-Коста находится прогиб Рио-Гранде, представляющий полувадину, вытянутую в северо-западном направлении и открывающуюся на юго-восток в Мексиканский залив. Еще три прогиба – Тайлер (Восточно-Техасский), Северо-Луизианский и Миссисипский – располагаются соответственно западнее свода Сабин, между сводами Сабин и Монро и между сводом Монро и поднятием Уиггинс. Наибольшее развитие диапиризма на территории Северного Галф-Коста имеет место в регионе, охватывающем южные районы штатов Техас и Луизиана и распространяющемся на юг подводами Мексиканского залива до уступа Сигсби. В шельфовой части этого региона наряду с соляными установлены в большом количестве глиняные диапиры. Северная периферия региона частично совмещается с Южным поясом разломов.

В мексиканской части Галф-Коста также выделяется ряд поднятий и прогибов. Наиболее крупные поднятия (с севера на юг) – Эль-Бурро-Пикачос, Коауила, Тамаулипас и Юкатанское. Поднятия Тамаулипас и Коауила представляют собой краевые поднятия эпигерцинской плиты. На севере западной и южной частей Галф-Коста выделяются прогибы Сабинас и Бургос (Северо-Восточный). Первый из них заключен между поднятиями Коауила и Эль-Бурро-Пикачос, а второй располагается в низовьях р. Рио-Гранде и открывается в Мексиканский залив. На юго-западе и юге мексиканской части Галф-Коста обособляются поперечные окраинные

прогибы эпигерцинской плиты: Тукспан, Вера-Крус, Салина-дель-Истмо и Макуспана-Кампече. Разрез осадочного чехла Галф-Коста наиболее изучен в его северной части. Здесь он начинается красноцветными отложениями предположительно пермско-триасового возраста, перекрывающими герцинское складчатое основание с резким угловым несогласием. Выше залегает толща эвапоритов, относящаяся скорее всего к верхнему триасу – средней юре. Верхняя юра представлена известняками и терригенными образованиями. Общая мощность юрских пород оценивается в 2–2,5 км. Нижний мел выражен базальной пачкой песчаников, а в остальной своей части – преимущественно карбонатными породами. Верхний мел характеризуется трехчленным строением: между верхней и нижней песчано-глинистыми толщами заключены карбонатные породы. Мощность меловых отложений в северном Галф-Косте определяется в 2,5–4 км.

Кайнозойские отложения на западе Северного Галф-Коста (штаты Флорида, Алабама) представлены преимущественно карбонатными породами, а в остальной его части – гораздо более мощными терригенными толщами. В области их распространения с севера на юг глинисто-песчаные аллювиальные, дельтовые и лагунные отложения сменяются все более глубоко-водными морскими, в которых возрастает содержание глин, а в палеогеновой части разреза появляются пачки мергелей. Максимальная мощность палеогена отмечается в прибрежных районах штата Техас (до 7 км), неогена – у побережья штата Луизиана (около 8 км) и плейстоцена – южнее побережья штата Луизиана, у внешней окраины шельфа (до 3 км). Общая мощность осадочного чехла возрастает в Северном Галф-Косте к Мексиканскому заливу, достигая наибольших значений (возможно, свыше 15 км) на побережье штата Луизиана и в смежной части шельфа.

Строение центральной глубоководной части впадины Мексиканского залива изучено недостаточно. В середине ее осадочный чехол подстилается базальтовым слоем. От Северного Галф-Коста на юг мощность осадочного чехла убывает и в котловине Сигсби, по данным геофизических исследований, не превышает 5–6 км, а еще южнее к Юкатанскому поднятию она сокращается до 1–3 км. В котловине Сигсби, главным образом около уступа Кампече, геофизическими работами были выявлены многочисленные локальные поднятия, большинство которых выражено в рельефе морского дна. Предположение о том, что эти поднятия представляют собой соляные диапиры, подтверждено бурением. Скважина, заложенная на одном из таких поднятий при глубине моря 3 572 м, вскрыла разрез осадочного чехла

мощностью 144 м и вошла в зону кепрока, сложенную карбонатными и эвапоритовыми породами юры, насыщенными нефтью и газом.

Предкордильерские краевые прогибы являются небольшими элементами бассейна, расположенными в его южной и западной окраинах. Из изолированных друг от друга прогибов наиболее широкий – Чиапас – располагается на территории Мексики, Гватемалы и Белиза. Он примыкает к окраинным прогибам эпигерцинской плиты Салина-дель-Истмо и Макуспана-Кампече. Краевые прогибы Чиконтепек и Паррас находятся между западным складчатым обрамлением бассейна и соответственно поднятиями Тамаулипас и Коауила.

Багамско-Кубинский краевой прогиб сформировался перед Кубинско-Северогайтянским мегантиклинорием, в сочленении последнего с устойчивым элементом, так называемой Багамской «платформой». На современной суше располагается только внутренний борт этого прогиба. Он образован породами мела-плиоцена.

Зона краевых прогибов Уошитской и Аппалачской складчатых систем с примыкающей к ней небольшой юго-восточной окраиной докембрийской платформы представляет собой самую северную часть бассейна Мексиканского залива. Крайний западный элемент этой зоны – выходящий на дневную поверхность преуошитский прогиб Аркома (Арканзасский), а крайний восточный – общий для юго-западной части Аппалачской и восточной части Уошитской складчатых систем прогиб Блек-Уорриор. На значительном протяжении зона краевых прогибов перекрыта наложенной Миссисипской гемисинеклизой, сформированной полого залегающим комплексом, распространяющимся в северном направлении на древнюю Северо-Американскую платформу до южной части Иллинойского бассейна. В прогибе Аркома на внутреннем борту осадочные толщи смяты в крутые складки, разбитые разрывами.

В рассматриваемой зоне краевых прогибов бассейн Мексиканского залива подстилается докембрийским фундаментом. В прогибе Аркома мощность палеозойских отложений достигает 9 км. Песчано-аргиллитовая угленосная толща среднего Пенсильвания (до 6 км) покрыта терригенным комплексом верхнего Пенсильвания (около 2 км) и подстилается кембрийскими – нижнепенсильванскими терригенно-карбонатными отложениями. В прогибе Блэк-Уорриор развиты породы палеозоя общей мощностью до 7,5 км, главным образом пенсильванского возраста. До подошвы верхнего миссисипия разрез здесь преимущественно карбонатный, а выше этого стратиграфического уровня – песчано-глинистый. Миссисипская нало-

женная гемисинеклиза сформирована терригенными отложениями мела-палеогена, в основном дельтовыми фациями палео-Миссисипи. Значительная часть этого комплекса, мощность которого составляет около 5 км, принадлежит аконсервационной зоне.

Бассейн Мексиканского залива богат нефтью и газом. В нем расположены все месторождения Мексики и многие месторождения США.

Здесь выявлено 40 из 100 крупнейших по текущим извлекаемым запасам нефти месторождений этой страны. Начальные извлекаемые запасы нефти и газа в бассейне, главным образом в указанной выше части, по расчетам в 1977 г. превышали соответственно 9 млрд т нефти и 10 трлн м<sup>3</sup> газа. Подавляющее большинство месторождений бассейна Мексиканского залива отчетливо группируются в целый ряд ареалов и зон нефтегазонакопления (рис. 2.2).

*Ареал Северного пояса региональных разломов* (см. рис. 2.2) объединяет ряд приуроченных к последним зон нефтегазонакопления, которые последовательно сменяют друг друга в этом поясе по его простирацию от штата Техас до штата Миссисипи. Основными в ареале являются зоны Люлинг-Дарст-Крик, Мексия, Талко, Пикенс и Джильбертаун. В ареале присутствуют нефтяные месторождения приразрывных моноклинальных участков с залежами в ловушках экранирования по разрыву и иногда в небольших линзах тектонической трещиноватости. Длина месторождений значительно превышает их ширину. К наиболее значительным в ареале относятся месторождения Мексия, Пауэлл, Пикенс, Джильбертаун, Талко. В последнем запасы нефти составляли 40 млн т. Основными продуктивными горизонтами ареала служат меловые песчаники, а в его юго-западной части также известняки раннемелового возраста. Вблизи ареала, южнее зоны Пикенс располагается среднее по запасам нефтяное месторождение Тинсли (30 млн т), связанное с брахиантиклиналью, разбитой сбросами. Продуктивны в нем песчаники мела и палеогена.

*Зона нефтенакопления Чапмен* находится у р. Колорадо, рядом с описанным выше ареалом. Она очень невелика и объединяет около 20 небольших, но весьма своеобразных месторождений (Чапмен, Литтон-Спрингс, Хилбиг и др.), связанных с лакколитообразными интрузиями предкампанского возраста. После внедрения интрузивных тел район был осушен, и они в своих верхних частях подверглись выветриванию. При последующем погружении выпуклые поверхности интрузивных тел перекрылись плохопроницаемыми мергельными слоями кампана, образовавшими складки облекания. Однако аккумуляция углеводородов в этой же

зоне не контролировалась структурным фактором, залежи нефти возникли в обладающих повышенной пористостью и проницаемостью периферийных участках интрузивных тел – линзах выветривания.

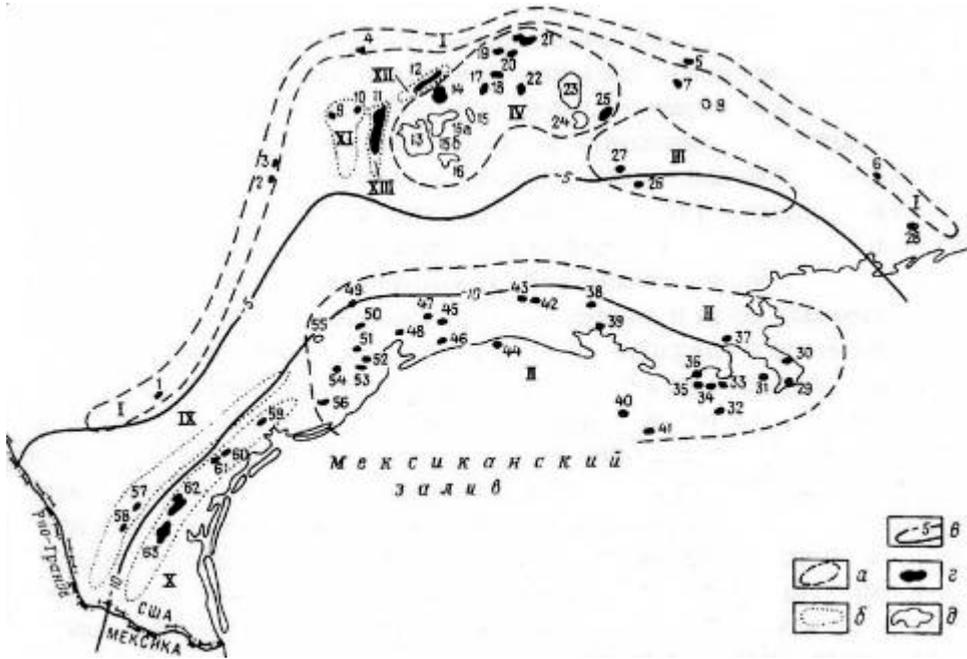


Рис. 2.2. Элементы нефтегеологического районирования Северного Галф-Коста:  
 а – ареалы зон нефтегазонакопления; б – зоны нефтегазонакопления; в – изогипсы поверхности фундамента бассейна, км; месторождения: – нефтяные и газонефтяные, д – газовые и газоконденсатные

Месторождения: 1 – Люлинг-Браньон; 2 – Мексия; 3 – Пауэлл; 4 – Талко; 5 – Пикенс; 6 – Джильбертаун; 7 – Тинсли; 8 – Джексон; 9 – Ван; 10 – Хаукинс; 11 – Ист-Тексас; 12 – Родесса; 13 – Картидж; 14 – Каддо-Пайн-Айленд; 15 – Слайго; 15а – Баском-Грин-вуд; 15б – Бетани; 16 – Хоакин; 17 – Коттон-Валли; 18 – Хейнсвилл; 19 – Магнолия; 20 – Шулер; 21 – Смаковер; 22 – Лисбон; 23 – Монро; 24 – Ричленд; 25 – Дэли-Биг-Крик; 26 – Крэнфилд; 27 – Лейк-Сент-Джон; 28 – Джей; 29 – Саут-Пасс, блок 24; 30 – Саут-Пасс, блок 21; 31 – Делта-Уэст, блок 30; 32 – Саут-бальер; 33 – Бей-Мерчанд; 34 – Тим-бальер; 35 – Кейлу-Айленд; 36 – Лейк-Барр; 37 – Лафитт; 38 – Анс-ля-Бютт; 39 – Уикс-Айленд; 40 – Юджин-Айленд; 41 – Шип-Шоал; 42 – Дженнингс; 43 – Уэст-Типитайт; 44 – Креол; 45 – Спиндлтоп; 46 – Амелия; 47 – Сур-Лейк; 48 – Барберс-Хилл; 49 – Конро; 50 – Хамбл; 51 – Гус-Крик; 52 – Уэбстер; 53 – Гастингс; 54 – Томпсон; 55 – Кейти; 56 – Олд-Ошен; 57 – Гавернмент-Уэллс; 58 – Армстронг; 59 – Уэст-Ранч; 60 – Том-О'Коннор-Грета; 61 – Рефухью; 62 – Агуа-Далс-Страттон; 63 – Силлигсон

Солянокупольная зона нефтегазонакопления Тайлер располагается в одноименном прогибе и содержит ряд месторождений закрытых диапиров,

в большинстве с глубоко погруженным соляным ядром. Вскрытая бурением часть разреза таких месторождений представлена слоями, образующими пологие куполовидные поднятия, разбитые густой сетью преимущественно радиальных разрывов. Наибольшими запасами нефти обладают крупнейшее месторождение Хаукинс (110–150 млн т) и месторождение Ван (70 млн т). В этих месторождениях, как и во всей зоне, нефтегазоносны меловые песчаники.

*Ареал зон нефтегазонакопления Сабин-Монро*, приуроченный к одноименным сводам, является одним из наиболее богатых нефтью и газом. Тектонические движения в меловое-предэоценовое время обусловили неоднократное воздымание, осушение этих сводов и возникновение резких угловых несогласий в их пределах. К центральным частям сводов Монро и Сабин отмечается сокращение мощности меловых отложений, выклинивание их отдельных горизонтов или срезание поверхностями несогласия. Рост поднятий сопровождался формированием разрывов на их склонах. В пределах ареала на сводах Сабин и Монро основными нефтегазоносными горизонтами служат песчаники мелового возраста (в гораздо меньшей степени – отложения палеогена), а в северной его части – верхнеюрско-меловые песчаники и известняки. Ареал объединяет зоны нефтегазонакопления с месторождениями, приуроченными к куполовидным и брахианктиклинальным складкам. Эти складки представлены двумя разновидностями. Одна из них – складки двухэтажного строения. Верхний этаж в них выражен пологим поднятием, а нижний – брахианктиклиналью, которая имеет значительно более крутые крылья и срезана поверхностью резкого углового несогласия, расположенной в основании палеогена или внутри верхней части верхнего мела. Залежи нижнего этажа содержатся в ловушках экранирования по поверхности несогласия или в сводово-эрозионных выступах, залежи верхнего этажа – в сводовых ловушках. Все основные залежи заключены в ловушках нижнего этажа. Таковы, например, структуры одного из значительных месторождений свода Сабин – среднего по запасам газонефтяного месторождения Каддо-Пайн-Айленд, и двух основных месторождений (газовых) свода Монро: Монро (с запасами до 270 млрд м<sup>3</sup>) и Ричленд (215 млрд м<sup>3</sup>). Среднее нефтяное месторождение Дэли-Биг-Крик, приуроченное к поверхности углового несогласия в основании палеогена, находится на высокой части юго-восточного склона свода Монро.

К другой структурной разновидности месторождений данного ареала относятся месторождения, представленные куполовидными и брахианктиклинальными складками, в разрезе которых не отмечается резких угловых

несогласий. Примерами таких месторождений, очевидно, является находящееся на своде Сабин крупнейшее газовое месторождение Картидж, а также значительное газоконденсатное месторождение Бетани и газовое Баском-Гринвуд. Залежи содержатся главным образом в сводовых, а также в сводово-выклинивающихся и линзовидных ловушках.

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

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

Один из крупнейших в бассейне *ареалов зон нефтегазонакопления – Северный Прибрежный* – занимает южные районы штатов Луизиана и Техас. У берегов штата Луизиана он распространяется на шельф Мексиканского залива. Здесь весьма широко представлены соляные, а в шельфовой части также глиняные диапиры. Они образуют в осадочном чехле округлые или эллиптические в горизонтальном сечении колонны диаметром 0,8–9 км и высотой предположительно до 10 км. В кровле штоков присутствует так называемый кепрок. Иногда в нем содержатся обломки пород, поднятые штоком с глубины при внедрении в надсоленосные толщи. Кепрок образуется за счет растворения соли в кровле штока и накопления таким образом нерастворимых компонентов. В некоторых куполах кепрок, иногда вместе с каменной солью, формирует карнизы, нависающие над соляными штоками. Внедрение последних сопровождается возникновением разрывов в смежной части прорванного осадочного чехла.

В данном ареале характерными и резко преобладающими являются месторождения, связанные с открытыми и закрытыми соляными диапирами. Типичны ловушки экранирования ядром диапира, по поверхности несогласия и по разрыву, а также линзовидные (в кепроке), сводовые (нередко разбитые на блоки) и выклинивающиеся ловушки.

Еще в 1901 г. одна из скважин, пробуренная на юго-востоке штата Техас, дала из кепрока с глубины 335 м мощный нефтяной фонтан, ознаменовавший открытие первого в ареале солянокупольного месторождения –

Спиндлтоп. Скважина в течение двух недель фонтанировала с дебитом свыше 10 000 т/сут. При последующем бурении в южных районах штатов Луизиана и Техас были обнаружены значительные солянокупольные месторождения нефти с залежами в линзовидных ловушках кепрока или в сводовых ловушках над неглубоко залегающим соляным штоком. Первые залежи в ловушках экранирования на крыльях соляных куполов разведаны в 1914 г. В 1930-х гг. в ареале началось освоение солянокупольных месторождений с глубоко погруженным соляным ядром.

В рассматриваемом ареале открыто около 1 000 месторождений, приуроченных к соляным диапирам. Из них примерно тридцать (в основном морских) входят в сотню крупнейших месторождений США по текущим извлекаемым запасам нефти.

В ареале установлена широкая промышленная нефтегазоносность отложений эоцена-антропогена, в южной части штата Луизиана с глубины 6 км получена первая нефть из пород верхнего мела. Нефтегазоносные горизонты ареала представлены песчаниками. Отложения плейстоцена продуктивны в узкой полосе западного побережья штата Луизиана и на смежном шельфе, плиоцена – в прибрежной части штата Луизиана и на примыкающем шельфе, миоцена-олигоцена – в этих же областях, а также в юго-восточной части штата Техас. Из пород эоцена нефть и газ получены во многих районах по всей площади ареала.

По начальным извлекаемым запасам нефти первые места в ареале занимают месторождения Шип-Шоал и Гастингс (116 и 102 млн т). За ними следуют месторождения Конро (100 млн т), Кейлу-Айленд (97 млн т), Бей-Мерчанд и Уэбстер (по 90 млн т), Томпсон (63 млн т), Саут-Пасс, блок 24 (60 млн т), Делта-Уэст, блок 30 (53 млн т) и Саут-Пасс, блок 27 (48 млн т). По запасам газа на первом месте стоит месторождение Олд-Ошен (140 млрд м<sup>3</sup>), затем идут Бастиан-Бей и Байо-Сейл (по 100 млрд м<sup>3</sup>). Характерно для ареала чрезвычайно широкое распространение газоконденсатных залежей.

*Зоны нефтегазонакоплений Иегуа-Джексон и Фрио-Виксберс* размещаются в юго-восточной части шт. Техас, простираясь параллельно друг другу на северо-восток. Первая является внешней относительно средней части бассейна и структурно представлена зоной выклинивания на северо-запад по восстанию слоев мегамоноклинали Галф-Кост песчаных коллекторов эоценового возраста. В зоне резко преобладают выклинивающиеся нефтегазоносные ловушки. Месторождения здесь невелики. Наиболее значительны из них месторождения Гавернмент-Уэллс и Армстронг.

Гораздо более богата нефтью и газом зона Фрио-Виксберг. Местоположение этой зоны, как и зоны Иегуа-Джексон, совпадает с полосой выклинивания песчаных коллекторов (в данном случае олигоценых) на северо-запад. В зоне открыто одно крупнейшее (Том-О'Коннор-Грета, 110 млн т) и ряд средних (Силлитсон, Агуа-Далсе-Страттон, Уэст-Ранч и др.) по запасам нефти месторождений.

Следует упомянуть еще о двух месторождениях северного Галф-Коста, находящихся вне рассмотренных ареалов и зон нефтегазонакопления. Месторождение Ист-Тексас открыто в 1930 г. в зоне *нефтегазонакопления Ист-Тексас*, приуроченной к моноклинали, срезанной поверхностью углового несогласия на западном склоне свода Сабин. Огромная залежь (65×8 км) находится в ловушке экранирования по поверхности несогласия в нижнемеловых песчаниках Вудбайн. Запасы нефти месторождения составляли 750–800 млн т, и хотя около 600 млн т из них уже добыто, оно остается одним из крупнейших месторождений США по текущим извлекаемым запасам.

Месторождение Джей, расположенное на востоке Северного Галф-Коста, связано с локальным платформенным поднятием. Нефтеносны в нем верхнеюрские породы на глубине 4,6–4,8 км. Запасы нефти равнялись 45 млн т.

В распределении однофазных залежей отчетливо выражена вертикальная зональность. Газовые залежи сосредоточены, с одной стороны, до глубины 1 км, а с другой – глубже 4,5 км. Максимальное количество нефтяных залежей установлено в интервале 1–3 км, однако при этом они распространяются в разрезе бассейна до глубин, превышающих 7 км.

*Ареал зон нефтегазонакопления Бургос (Северо-Восточный)* располагается в низовьях р. Рио-Гранде на территории Мексики и США. Он включает ряд примерно параллельных линейных зон локальных платформенных поднятий. Зоны характеризуются субмеридиональным простираем, которое к югу переходит в юго-восточное. Месторождения приурочены к брахиантиклиналям конседиментационного генезиса. Это пологие складки с неширокими сводами, к которым мощность многих горизонтов уменьшается или они выклиниваются. Длина наибольших складок достигает 20–30 км. Продуктивные горизонты слагаются песчаниками в западных зонах главным образом эоценовыми, в средних – олигоцеными и в восточных – миоценовыми.

В ареале разведаны и более древние продуктивные горизонты. Залежи присутствуют в сводовых и выклинивающихся ловушках. Газовые и газоконденсатные месторождения значительно преобладают над нефтяными.

В ареале можно выделить газоконденсатное месторождение Мисьон, нефтегазовые месторождения Тревиньо и Рейноса-Мехикано. Последнее по запасам газа (105 млрд м<sup>3</sup>) являлось крупнейшим.

*Ареал зон нефтегазонакопления Эбано-Пануко* – старейший нефтедобывающий район Мексики. Первые притоки нефти здесь были получены на месторождении Эбано-Чапакао в 1901 г. Ареал приурочен к окраинному поднятию Тамаулипас (рис. 2.3). Он объединяет ряд изометричных и линейных в плане зон нефтегазонакопления. Месторождения выражены очень пологими, округлыми, овальными или слабоудлиненными складками, иногда достигающими значительных размеров. Залежи содержатся в сводовых ловушках. Нефтеносны главным образом известняки выделяемого в Мексике «среднего мела» – альбского и сеноманского ярусов, а также пока в незначительной степени – верхнеюрские известняки.

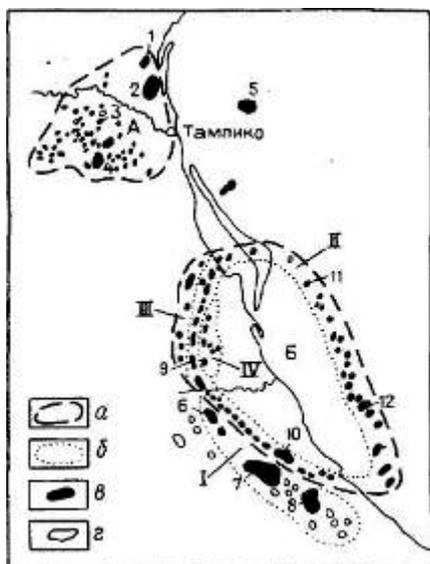


Рис. 2.3. Ареалы и зоны нефтегазонакопления Восточной Мексики:

*а* – ареалы зон нефтегазонакопления (А – Эбано-Пануко, Б – Фаха-де-Оро);  
*б* – зоны нефтегазонакопления (I – Поса-Рика; II – Основная; III – Внешняя; IV – Внутренняя); месторождения: *в* – нефти; *г* – газа.

Месторождения: 1 – Баркадон; 2 – Танау-липас; 3 – Эбано-Чапакао; 4 – Пануко; 5 – Аренкью; 6 – Микуэтла; 7 – Поса-Рика; 8 – Сан-Андрее; 9 – Наранхос-Серро-Азуль; 10 – Санта-Агеда; 11 – Исла-де-Лобос; 12 – Атун

В ареале находится целый ряд нефтяных месторождений, в том числе крупнейшее месторождение Пануко (запасы до 180 млн т) и среднее Тамаулипас (25–30 млн т).

Восточнее этого ареала в море открыто крупнейшее нефтяное месторождение Аренкью с запасами до 140 млн т. В структурном отношении оно представлено поднятием, осложненным разрывом. Залежи обнаружены в известняках верхней юры в ловушках экранирования по разрыву, выклинивающихся и сводовых.

*Ареал зон нефтегазонакопления Фаха-де-Оро (Золотого пояса)* помещается в прогибе Тукспан и связан с крупным погребенным атоллom длиной около 200 км и шириной до 70 км. В плане он образует вытянутый в субмеридиональном направлении эллипс, восточная половина которого находится в Мексиканском заливе. В ареале имеются три зоны нефтегазонакопления. *Основная зона* распространяется на протяжении всего атолла, а две значительно меньших – *внешняя* и *внутренняя* – располагаются на северо-западе ареала, где они простираются параллельно основной зоне (см. рис. 2.3). Месторождения связаны с рифовыми массивами, высота которых в основной зоне достигает 1 001 м. Ловушками служат биогенные выступы, сложенные «среднемеловыми» известняками свиты Эль-Абра.

Сугубо подчиненное значение имеют продуктивные горизонты палеогена. Ареал является одним из самых богатых нефтью районов Мексики. Масштабы его нефтеносности были установлены в 1908 г., когда в основной зоне нефтегазонакопления скв. Сан-Диего дала фонтан дебитом до 30 000 т/сут. Основная зона нефтегазонакопления содержит резко преобладающую долю нефтяных запасов ареала и все наиболее значительные его месторождения: крупнейшее нефтяное месторождение Наранхос-Серро-Азуль (с запасами, по разным источникам, от 160 до 220 млн т), средние Санта-Агеда, Исла-де-Лобос, Атун и др. Последние два месторождения морские.

*Зона нефтегазонакопления Поса-Рика* структурно объединяет группу линейно расположенных платформенных поднятий и протягивается параллельно юго-западной части ареала Фаха-де-Оро (см. рис. 2.3). В пределах зоны Поса-Рика основной продуктивный горизонт – «среднемеловые» известняки свиты Тамабра – характеризуется значительной изменчивостью состава и коллекторских свойств. Поэтому в месторождениях, приуроченных к локальным пологим поднятиям, кроме залежей, заключенных в сводовых ловушках, иногда осложненных размывом, встречаются залежи в ловушках, выклинивающихся на крыльях этих поднятий или в их наиболее поднятой части. Именно такова основная залежь месторождения Поса-Рика – крупнейшего месторождения зоны, в котором запасы нефти составляли 145 млн т и газа 35 млрд м<sup>3</sup>. Среди других месторождений зоны наибольшими являются нефтяные месторождения Сан-Андре, Микуэтла и Эль-Альясго. Кроме меловых пород нефть все в больших количествах обнаруживают в верхнеюрских известняках. В последних наряду со сводовыми ловушками встречаются также ловушки в виде эрозионных выступов.

*Ареалы зон нефтегазонакопления Салина и Макуспана* располагаются соответственно во впадинах Салина-дель-Истмо и Макуспана-Кампече.

В первом из них открытые месторождения приурочены к соляным куполам и брахиантиклиналям с неглубоко залегающим ядром соли. Залежи заключены в ловушках экранирования по разрыву или самим соляным ядром. Небольшие нефтяные залежи содержатся также в линзовидных ловушках кепрока. В ареале Макуспана месторождения выражены куполовидными поднятиями или брахиантиклиналями, иногда нарушенными разрывами. Залежи нефти и газа находятся в сводовых ловушках, часто разбитых на блоки. Продуктивны в обоих ареалах песчаники миоцена и в очень незначительной степени олигоцена. Среди месторождений, открытых в ареале Салина, есть ряд средних по запасам нефти и газа (Эль-План, Отатес, Магальянес и др.). По некоторым данным, в месторождении Огаррио (ареал Салина) заключено около 115 млн т нефти, а в месторождении Хосе-Коломо (ареал Макуспана) – до 140 млрд м<sup>3</sup> газа и 20 млн т нефти. На крайнем юге бассейна Мексиканского залива, на западе Гватемалы выявлена группа нефтяных месторождений с залежами в породах раннемелового возраста.

Между прогибами Макуспана-Кампече и Салина-дель-Истмо выявлено несколько десятков нефтяных и газонефтяных месторождений (в том числе крупных и крупнейших по запасам), приуроченных к брахиантиклинальным и куполовидным складкам, разбитым разрывами на блоки. Она включает гигантское месторождение Бермудес (с запасами нефти 900 млн т и газа 500 млрд м<sup>3</sup>), крупные месторождения Кактус, Ситио-Гранде и др. Продуктивны известняки мелового и юрского возраста.

*Нефтегазоносный район Чиконтелек* располагается перед фронтом ларамид Сьерра-Мадре-Ориенталь западнее ареала зон нефтегазонакопления Фаха-де-Оро и зоны Поса-Рика. Длина этого района достигает 120 км, а ширина 15–25 км. В его пределах развита кайнозойская (предположительно эоценовая) песчано-глинистая толща мощностью до 600 м, выполняющая эрозионную ложбину, выработанную в карбонатном меловом-нижнепалеогеновом комплексе. Толща характеризуется очень сложным соотношением входящих в ее состав линзовидных песчаных и глинистых горизонтов. По некоторым данным, в охарактеризованном выше комплексе континентальных отложений района Чиконтелек пластовые запасы нефти в многочисленных линзовидных ловушках достигают 15 млрд т. Однако промышленное значение этого района оценивается по-разному. Нефтесодержающие песчаники здесь обладают очень невысокими коллекторскими

свойствами и начальные дебиты скважин, как предполагают, не превысят 7–8 т/сут, а без применения вторичных методов поддаются извлечению лишь 7 % пластовых запасов. Освоение этого района требует бурения на его площади не менее 16 000 скважин и обязательного широкого использования гидроразрыва нефтесодержащих песчаников.

*Северо-Кубинская зона нефтегазонакопления*, расположенная на внутреннем борту Багамско-Кубинского краевого прогиба, объединяет ряд очень небольших месторождений (Гуанабо, Мотембо, Бакурао и др.), приуроченных к линейным антиклиналям, нарушенным разрывами. Большинство залежей нефти заключено в ловушках экранирования по разрыву и в сводовых ловушках, разбитых на блоки. В таких ловушках нефтеносны песчаники, известняки мела и песчаники палеогена.

На месторождении Мотембо залежи содержатся в линзовидных ловушках – трещиноватых участках поверхностной зоны серпентинитовой интрузии, внедрившейся в ядро складки.

*Ареалы зон нефтегазонакопления Блэк-Уорриор и Аркома* располагаются в крайней северной части бассейна. Ареал Блэк-Уорриор приурочен к одноименной впадине и объединяет несколько зон преимущественного газонакопления, связанных с региональными разрывами и простирающихся параллельно друг другу в юго-восточном направлении. Газовые и газоконденсатные месторождения приразрывных моноклинальных участков содержат залежи на глубине до 2,5 км в ловушках экранирования по разрыву. Продуктивны песчаники миссисипия. Месторождение Малдон среднее по запасам газа и конденсата, остальные месторождения незначительные.

Ареал Аркома в Предушитском прогибе включает тяготеющие к внутреннему борту последнего антиклинальные зоны нефтегазонакопления с месторождениями, связанными с линейными брахиантиклиналями, часто осложненными разрывами. Залежи находятся в ловушках экранирования по разрыву и в сводовых ловушках. Все более или менее значительные месторождения ареала газовые. Залежи сухого газа содержатся в песчаниках Пенсильвания. Наибольшие газовые запасы установлены в месторождениях Ред-Оук-Норрис (около 70 млрд м<sup>3</sup>) и Кинта (до 35 млрд м<sup>3</sup>).

### **О разрушительных ураганах в Мексиканском заливе**

В связи с тем, что США во многом зависят от добычи нефти и газа в Мексиканском заливе, удары, которые нанесли ураганы Катрина и Рита в августе и сентябре 2005 г., создали практически неразрешимые проблемы.

Из 4 000 платформ, зарегистрированных *MMS (Mineral Management Service)*, 3 050 подверглись ударам ураганов Катрина и Рита. По предвари-

тельной оценке, 109 старых, уже дослуживающих платформ были полностью разрушены; это составило 1,7 % всего объема добычи в заливе нефти и 0,9 % объема добычи природного газа. Еще 53 платформам был нанесен значительный ущерб.

Перед ураганом Катрина на 28–29 августа 2005 г. суммарная добыча в Мексиканском заливе составляла 1,5 млн барр/сут нефти и 10 млрд фут<sup>3</sup>/сут природного газа. К 19 сентября 2005 г. после урагана Катрина суммарная добыча в этом регионе сократилась до 837,648 тыс. барр/сут нефти и 3,37 млрд фут<sup>3</sup>/сут природного газа. Это почти вдвое меньше прежнего объема добычи нефти и втрое меньше прежней добычи природного газа. Затем последовал ураган Рита, после которого на 25 сентября 2005 г. сокращение добычи нефти составило 100 % (добыча нефти полностью прекратилась), а природного газа 84,47 % (добыча природного газа сократилась на 8,05 млрд фут<sup>3</sup>/сут, т. е. составляла всего 1,95 млрд фут<sup>3</sup>/сут). На 21 октября 2005 г. добыча нефти составляла 986,805 тыс. барр/сут (всего 65,79 % объема добычи до ураганов), а природного газа – 5,34 млрд фут<sup>3</sup>/сут (53,37 % нормального объема добычи). Большая часть поврежденных мощностей находилась на этот момент в состоянии ремонта и восстановления (так же, как и подводные трубопроводы и перерабатывающие мощности, расположенные на побережье). Характер и число повреждений буровых установок, трубопроводов и перерабатывающих мощностей достаточно разнообразный. Следует отметить, что повреждения, нанесенные обоими ураганами, достаточно серьезные. Катрина перекинулся на континент в районе Бурриса (Луизиана), на востоке Южного Орлеана, сила ветра достигала 60,3 м/с. Однако до этого штормовой ветер был еще сильнее во время прохода урагана над добывающим регионом, расположенным в центрально-восточной части Мексиканского залива. Как было рассчитано Научной ассоциацией (*Earth Science Association – ESA*), в 2004 г. на 108-километровом участке, над которым прошел ураган Катрина, добывалось 556 тыс. барр/сут нефти и 2 млрд фут<sup>3</sup>/сут природного газа. Этот объем составлял 38 % суммарной добычи в Мексиканском заливе. Из них 379 тыс. барр/сут нефти и почти половина объема (примерно 1 млрд фут<sup>3</sup>/сут природного газа) добывалось на 54-километровом участке, находящемся в самом центре урагана. Операторами месторождений, расположенных на этом участке, являются всего несколько компаний. Самая крупная из них – *Shell*. В соответствии с данными *MMS* на этом участке ураган разрушил 46 платформ и четыре буровые установки.

23–24 сентября 2005 г. еще один ураган, Рита, прошел над добывающим регионом Мексиканского залива. Сила ветра достигла максимальной ско-

рости, составляющей 63 м/с. По сообщениям *ESA*, на месторождениях, над которыми прошел ураган Рита (протяженность участка составила также 108 км), добывалось примерно 2,84 млрд фут<sup>3</sup>/сут природного газа и 250 тыс. барр/сут нефти, что составляло в 2004 г., 17 % всей добычи нефти в Мексиканском заливе. Из них примерно 130 тыс. барр/сут нефти добывалось на месторождениях, которые находились в центре урагана. Ураганом Катрина были повреждены мощности, 85 % которых управлялись примерно десятью компаниями. Во время урагана Рита примерно 54 % поврежденных мощностей управлялись также десятью компаниями. По предварительным данным *MMS*, ураганом было разрушено 63 платформы и одна буровая установка.

Несмотря на ураганы и природно-техногенные катаклизмы, освоение нефтегазовых ресурсов Мексиканского залива активно продолжается.

## 2.2. Северное море

Северное море на протяжении последних десятилетий XX в. характеризовалось наиболее активным освоением морских месторождений нефти и газа. Эта активность стимулировалась рядом факторов. Во-первых, очень выгодное географическое положение относительно европейских стран, имеющих развитую промышленность, таких как Англия, Франция, Германия, Нидерланды и др. Во-вторых, отсутствие на северо-западе Европейского континента сколько-нибудь крупных месторождений нефти. В-третьих, наличие глубин моря, относительно доступных для освоения, и, наконец, открытие в последние годы в пределах Северного моря крупных нефтяных месторождений. Лондон превратился в крупнейший нефтяной центр, откуда многие нефтяные компании контролируют деятельность своих филиалов не только в Европе, но и в Африке и на Ближнем и Среднем Востоке.

Наряду с нарастающей уверенностью в перспективности на нефть и газ областей шельфа Северо-Западной Европы в течение последнего десятилетия произошли значительные усовершенствования в технологии поисково-разведочных работ и в технике бурения на шельфе, что позволило распространить поисково-разведочные работы в более глубоководные части.

Поисково-разведочные работы в акватории этого моря начались в середине 1960-х гг. и были вызваны двумя причинами. Первой из них явилось принятие Женевской конвенции 1958 г. о континентальном шельфе, которая создала правовую основу для раздела дна Северного моря. Сам этот раздел произошел уже в 1960-х гг., причем на долю Великобритании пришлось 46 % всей площади шельфа (до параллели 62° с. ш., принятой за гра-

ницу моря при его разделе), Норвегии – 27 %, Нидерландов – 10 %, Дании – 9 %, ФРГ – 7 %, Бельгии и Франции – по 0,5 %. Вторая причина заключалась в том, что в 1959 г. на севере Нидерландов в провинции Гронинген было открыто газовое месторождение Слохтерен с извлекаемыми запасами в 2,5 трлн м<sup>3</sup>, т. е. относящееся к категории уникальных месторождений. Эксплуатация его началась в 1963 г. Естественно, можно было предположить, что залежи углеводородов продолжают существовать и под морским дном.

По географическому положению Северное море может рассматриваться как шельфовый бассейн Атлантического океана. В плане это слегка вытянутый в субмеридиональном направлении морской бассейн площадью 660 000 км<sup>2</sup>. Его протяженность от края континентального шельфа у Шетландских островов до южного берега около 1 000 км, а максимальная ширина между Великобританией и Данией – 600 км.

Северное море является относительно мелководным; на большей части глубина моря не превышает 90 м, но к северу от 58° с. ш. оно постепенно углубляется до 200 м. К северу от Шетландских островов, приблизительно на широте 61°30', находится перегиб шельфа (бровка), а далее начинается континентальный склон, относящийся уже к Норвежскому морю. На северо-востоке моря вдоль Скандинавского п-ова находится относительно узкий, изогнутых очертаний Норвежский желоб с максимальной глубиной более 500 м. Ширина этого желоба по изобате 200 м колеблется от 40 до 80 км и лишь на севере превышает 100 км. Основная мелководная западная часть моря характеризуется относительно выровненным рельефом, однако здесь известен ряд банок. К числу наиболее крупных относятся Доггер-банка и Грейт-Фишер-банка на юге, Литл-Халибед-банка у побережья Шотландии, банки Поби, Берген и Викинг на севере. Кроме того, в рельефе дна наблюдаются крупные пологие понижения, а также отдельные линейно-вытянутые ложбины, из которых наиболее крупной является впадина Дэвис-Холл на западе. Ее максимальная глубина 237 м.

Вопросам строения и нефтегазоносности Северного моря посвящено значительное количество работ как советских, так и зарубежных исследователей. В настоящее время установлено, что в геологическом отношении Северное море представляет собой крупную депрессию, выполненную мощной толщей осадочных пород (до 12 км), возраст которых варьирует от девона до четвертичного.

В Североморском бассейне выявлено более 400 нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений (рис. 2.4, 2.5).

Общие достоверные и вероятные запасы нефти оцениваются примерно в 3 млрд т, природного газа в 4,5 трлн м<sup>3</sup> по отдельным секторам они распределены довольно неравномерно. В британском секторе Северного моря обнаружено более 130 нефтяных месторождений с запасами 1,2 млрд т, из которых 44 разрабатываются. Разведано также 60 газовых месторождений с запасами 1,2 трлн м<sup>3</sup>, из которых разрабатываются 25. В норвежском секторе



Рис. 2.4. Схема расположения месторождений нефти и газа южной части акватории Северного моря

запасы нефти оцениваются в 1,6–1,7 млрд т, природного газа в 2,9 трлн м<sup>3</sup>. Здесь эксплуатируются 26 нефтяных и газоконденсатных и около 30 газовых месторождений. Остальные сектора значительно беднее: в датском разведано всего 100 млн т нефти, в голландском 25, а в секторе ФРГ поисковое бурение пока не дало результатов. Все это в значительной мере предопределило и размеры добычи. Представление о добыче нефти в целом по бассейну и по отдельным секторам дает табл. 2.2.

Данные таблицы позволяют сделать три взаимосвязанных вывода. Во-первых, до середины 1980-х гг. в североморской добыче нефти первенствовала Великобритания. Затем добыча в британском секторе заметно упала, что объясняется как истощением ряда месторождений, так и серией аварий на нефтепромыслах. Однако в 1990-х гг. уровень добычи снова начал подниматься. Во-вторых, добыча нефти в Норвегии продолжает быстро возрастать, что связано в первую очередь с достаточным количеством

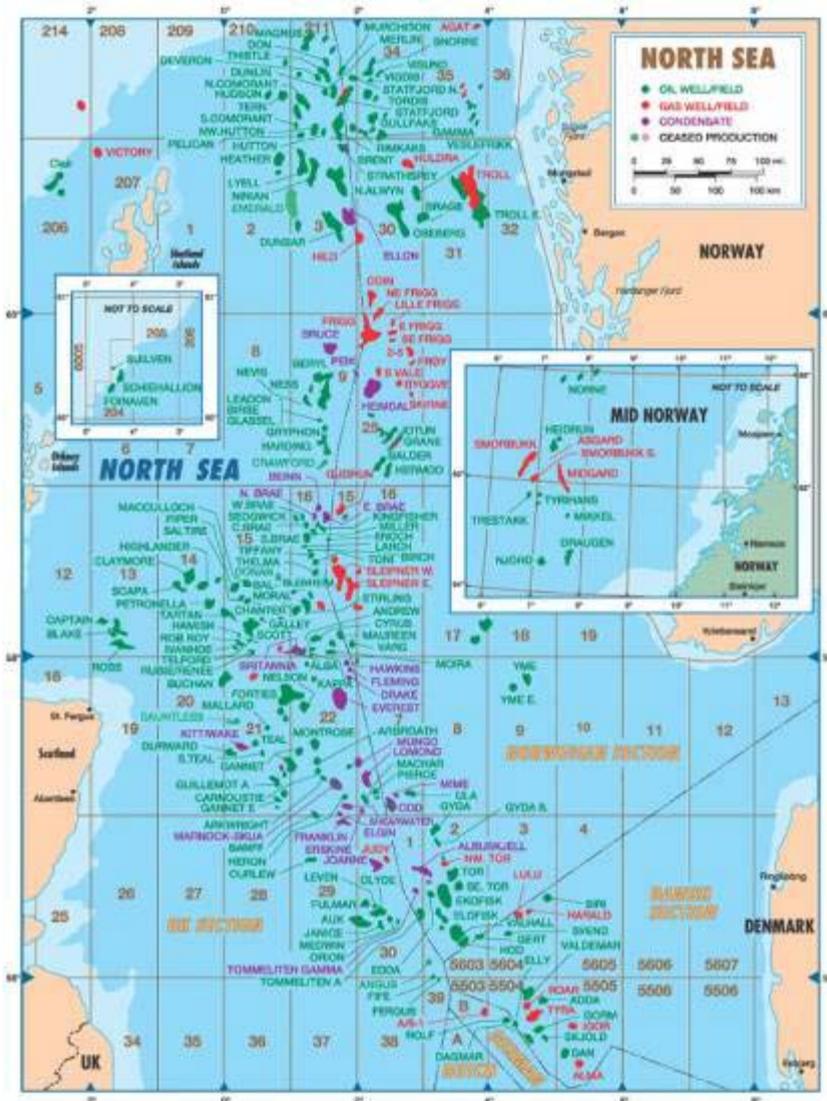


Рис. 2.5. Схема расположения месторождений нефти и газа северной и центральной части акватории Северного моря

разведанных запасов. В-третьих, остальные североморские страны имеют сравнительно небольшую нефтедобычу. Впрочем, и потребности их значительно меньше, так что Дания, например, уже достигла полного самообеспечения нефтью и газовым конденсатом. В целом в Северном море добыча нефти в ближайшие годы может достигнуть своего пика (по разным оцен-

кам от 230 до 270 млн т), после чего начнется ее снижение. В добыче природного газа картина складывается примерно аналогичная. В 1991 г. во всем Северноморском бассейне было добыто 108 млрд м<sup>3</sup>, а в 1995 г. – 142 млрд м<sup>3</sup>. До начала 1990-х гг. первое место в добыче удерживала Великобритания, но затем ее стала обгонять Норвегия, что связано с вводом в эксплуатацию новых перспективных месторождений. Растет добыча газа и в голландском секторе Северного моря. В связи с этим постепенно изменяется и роль двух главных северноморских стран в нефте- и газоснабжении Западной Европы. В середине 1980-х гг. экспорт нефти из Великобритании достиг 80 млн т, что ставило ее по этому показателю на пятое место в мире (после России, Саудовской Аравии, Ирана и Ирака), а экспорт из Норвегии составил 30–40 млн т. Но уже в конце 1980-х гг. экспорт из Великобритании начал уменьшаться, а норвежский продолжал расти, достигнув в 1990 г. 68 млн т. Главные покупатели норвежской нефти – Великобритания, Нидерланды, Швеция, Франция и США). Что касается природного газа, то Великобритания вообще его не экспортирует, целиком используя для собственных нужд. Норвегия же весь добываемый природный газ экспортирует в ФРГ, Великобританию, Францию, Нидерланды и Бельгию. Всего в 1990 г. в эти страны было поставлено 25 млрд м<sup>3</sup>, причем к 2000 г. поставки выросли в два-три раза. Кроме перечисленных стран интерес к норвежскому газу проявили также Швеция, Австрия, Италия и Испания.

Таблица 2.2

**Динамика нефтедобычи на континентальном шельфе  
Северного моря, млн т**

<i>Сектора</i>	<i>1974</i>	<i>1980</i>	<i>1985</i>	<i>1990</i>
Британский	0,4	78,7	131,0	81,0
Норвежский	1,7	24,4	41,0	82,0
Голландский	–	–	2,5	2,0
Датский	0,1	0,3	2,3	2,0
<b>Всего</b>	<b>2,2</b>	<b>103,4</b>	<b>176,8</b>	<b>177,0</b>

### **Стратиграфические особенности североморского мегабассейна**

Предполагается, что в основании разреза осадочных отложений Северного моря залегают породы девона, развитые в северной части моря. Как и на большей части Западной Европы, девонские отложения представлены здесь красноцветными терригенными отложениями – песками и песчаниками. Это так называемый горизонт красных песчаников. Отложения девона несогласно залегают на породах силура, ордовика и более древних. По мнению исследователей, девонские отложения могут достигать значительной мощности.

Отложения нижнего карбона распространены относительно нешироко. Они представлены шельфовыми карбонатными осадками (известняками) и породами дельтового происхождения, для которых характерно колебание фаций и мощностей. Гораздо значительнее, особенно в южной части моря, развиты образования верхнего карбона. Они сложены угленосными породами, переслаивающимися с терригенными отложениями. Суммарная мощность угля составляет более 60 м. Считается, что уголь из отложений карбона служит основным источником промышленных пермотриасовых месторождений газа.

Отложения нижнепермского возраста (ротлигендес) широко развиты в южной половине Северного моря и пройдены рядом скважин. В литологическом отношении это разнообразные по составу породы. В южной, прибрежной части Северного моря они представлены эоловыми песками, в северном направлении сменяются глинисто-алевролитовыми отложениями, а затем – глинами и эвапоритами. На юго-востоке, в Германской впадине породы ротлигендеса сложены эвапоритами, переслаивающимися с глинами и мергелями. В толще ротлигендеса, как в море, так и на берегу, были отмечены эффузивы. Эоловые отложения ротлигендеса, которые служат коллекторами для ряда газовых месторождений, имеют мощность в среднем 120–180 м. Общая мощность ротлигендеса достигает 1 000 м и более.

Породы верхнепермского возраста (цехштейн) широко распространены в Северном море. Они представлены циклическим чередованием доломита, ангидрита и каменной соли. Карбонатные и ангидритовые фации были отложены в периферийной зоне цехштейнового бассейна, в то время как в центре бассейна накопилась толща каменной соли мощностью около 1 200 м. Отложения цехштейна делятся на четыре пачки. Первая (нижняя) является эвапоритовым циклом, в котором снизу вверх наблюдается постепенный переход эвапоритов в базальные доломиты вышележащей второй пачки. В пределах последней на базальных доломитах лежит толща соли мощно-

стью 650 м. Третья пачка также начинается с доломитов, которые перекрываются отложениями каменной соли мощностью 300 м. И, наконец, четвертая пачка маркирует заключительную фазу высыхания цехштейнового бассейна; она представлена терригенными отложениями. Соленосные отложения цехштейна оказали большое влияние на формирование структуры южной части Северного моря, обусловив солянокупольную природу этого региона. Кроме того, они служат хорошими покрывками для газовых залежей в нижележащих коллекторах ротлигендеса. На севере эвапориты цехштейна являются маломощными, в силу чего здесь не получили развитие соляные купола, столь характерные для южных районов.

Триасовые отложения в основном согласно перекрывают породы цехштейна и представлены всеми тремя отделами. Нижний слагается континентальными красноцветными аргиллитами и песчаниками с прослоями каменной соли. Песчаники нижнего отдела имеет мощность 180–275 м и обладают хорошей пористостью. Средний отдел состоит из переслаивания красноцветных аргиллитов и доломитов с прослоями каменной соли. Верхний отдел триаса сложен красно-коричневыми аргиллитами и ангидритами с прослоями каменной соли. Мощности прослоев соли во всех трех отделах триаса составляют 45–75 м, а общая мощность триаса в южной части Северного моря – 1 600 м. В более северных районах она, видимо, меньше; здесь триас представлен терригенной фацией, заполняя неровности дотриасового рельефа и отсутствуя на древних поднятиях.

Юрские отложения являются основным нефтеносным горизонтом северной части Северного моря. Они залегают с размывом на триасовых породах. Нижнеюрские – лейасовые образования – представлены в основном морскими глинами, отложившимися в трансгрессивный этап. Среднеюрские породы были сформированы в периоды регрессии; они характеризуются широкой фациальной изменчивостью и сложены песчаными отложениями дельт и эстуариев с прослоями угля и глин, а также оолитовыми и обломочными известняками. Таким образом, среднеюрские отложения состоят из пород-коллекторов, в которых сосредоточены крупные залежи нефти и газа в северных районах Северного моря. Верхняя юра представлена битуминозными глинами, отложившимися в период трансгрессии. Ряд исследователей рассматривают эти глины в качестве пород-продуцентов углеводородов для месторождений северной части моря. Верхняя часть юрских отложений в южных районах моря представлена известняками и эвапоритами. Общая мощность юрского комплекса колеблется на юге от 600 до 1 500 м; на севере максимальная мощность этого комплекса харак-

терна для грабенов, но там она не определена, так как скважины в основном заложены на структурно-приподнятых участках дна.

Меловые отложения залегают несогласно на нижележащих породах, возраст которых колеблется от палеозоя до верхней юры. О распространении нижнего мела (неокома) точных данных нет, поскольку в настоящее время его находят только в прогибах типа трогов. Неясно, ограничивалась ли седиментация этими трогамми или она захватывала большую площадь, откуда впоследствии нижнемеловые отложения были удалены. По составу эти отложения представлены мелководными песками и глинами, мощность которых варьирует по площади. Апт-альбские образования мощностью 75 м состоят из глин, также залегающих несогласно на подстилающих породах. Верхнемеловые отложения на большей части Северного моря сложены псчим мелом, и лишь севернее вернее 58° с. ш. преобладают глинистые породы. Мощность верхнемеловых отложений за пределами зоны солянокупольной тектоники составляет 600–1 000 м.

Кайнозойские отложения состоят из палеогеновых, неогеновых и четвертичных пород. Эти отложения являются главным образом терригенными и представлены глинисто-алевритовыми и песчаными образованиями. Четвертичные отложения имеют ледниковое происхождение; они сложены алевритами, песками и конгломератами, а также валунной глиной. Чисто морское происхождение имеют голоценовые отложения, мощность которых невелика.

**Тектоническое строение Северного моря.** В тектоническом отношении область Северного моря занята крупной, сложно построенной синеклизой, которая является продолжением крупного осадочного бассейна, протягивающегося на запад из Польши через северную часть Германии, Данию и Нидерланды. По строению земной коры Североморская синеклиза несколько отличается от обрамляющих ее геоструктурных элементов. Поверхность Мохоровичича залегает здесь на глубине около 30 км, что на 10 км выше, чем на Балтийском щите. Предполагается, что так называемый «гранитный» слой в пределах Североморской синеклизы либо отсутствует, либо значительно сокращен в мощности.

Североморская синеклиза обрамляется разновозрастными складчатыми сооружениями, которые частично можно проследить на морском дне. На востоке под толщу осадков Северного моря погружаются докембрийские породы Балтийского щита. В пределах синеклизы эти породы вскрыты скважинами на севере п-ова Ютландия, где их перекрывает толща аркозовых песчаников дотриасового возраста. Среднюю часть этого полуострова

занимает поднятие Рингкёбинг-Фюн. Оно продолжается в пределы Северного моря в субширотном направлении. Судя по данным бурения на суше, фундамент поднятия сложен докембрийскими гнейсами. Южный склон указанного поднятия маркирует южную границу распространения докембрийского кристаллического фундамента. Таким образом, весь северо-восточный угол Северного моря южнее морского продолжения полосы норвежских каледонид имеет докембрийский (эпикарельский) фундамент. Видимо, на этом участке фундамент перекрыт толщей палеозойских недислоцированных пород, на которых залегают более молодые мезозойские и третичные породы; их мощность растет в западном направлении.

С юга Североморская синеклиза окаймлена палеозойскими складчатыми сооружениями Западной Европы. Прежде всего, это поле варисцийских складчатых сооружений, претерпевших этапы воздымания и складчатости в девоне, карбоне и ранней перми. В настоящее время они частично эродированы и перекрыты плащом более молодых отложений. В южной части бассейна находятся также складчатые сооружения каледонского возраста (Брабантский массив).

Вопрос о возрасте фундамента южной части Северного моря, между палеозойскими складчатыми сооружениями на юге и поднятием Рингкёбинг-Фюн на севере, пока не решается однозначно. На большей части Североморской синеклизы фундамент сложен докембрийскими породами, переработанными тектоническими движениями байкальского и каледонского возраста.

Однако в южной части Северного моря трудно исключить наличие фундамента более молодого, герцинско-каледонского возраста, поскольку складчатые сооружения этого возраста известны, как указывалось, по периферии впадины, а пробуренные в море скважины не вышли на юге из осадочных пород верхнего карбона. Подобной точки зрения придерживаются некоторые российские и зарубежные исследователи.

Что касается вопроса о возрасте фундамента северной части Северного моря, то здесь также нет единства мнений. Как известно, в этот район со стороны суши с запада и востока подходят каледонские складчатые сооружения, которые, по представлениям А. А. Богданова, В. С. Журавлева и других исследователей, должны непрерывно продолжаться и под дном Северного моря. Согласно другим представлениям, эти складчатые сооружения в пределах Северного моря не соединяются, так как они разорваны процессами рифтогенеза. Последняя точка зрения как будто подтверждается наличием к западу от Шетландских островов трога с повышенной мощ-

ностью юрских и третичных отложений, осложненного системой линейно-вытянутых складок и субмеридиональных нарушений. Однако эти данные могут быть объяснены наличием активных нисходящих движений в юрское время и заложением юрского прогиба вкрест простирания каледонских складчатых сооружений фундамента, т. е. каледонский фундамент присутствует, но он по разломам опустился на значительную глубину. Таким образом, Североморская синеклиза заложена на гетерогенном (разновозрастном) складчатом фундаменте.

За последние годы в результате геофизических работ и бурения получены новые данные о строении осадочного чехла Северного моря. По комплексу геолого-геофизических данных здесь выделяются три крупные осадочные депрессии: Англо-Германский бассейн, Норвежский бассейн и Восточно-Шетландский трог.

В состав Англо-Германского бассейна входят более мелкие впадины – Английская и Германская. Этот бассейн отделяется от более северного – Норвежского – двумя крупными выступами фундамента: поднятием Рингкёбинг-Фюн и Среднесевероморским. Эти поднятия расположены друг относительно друга кулисообразно, между ними находится зона повышенных мощностей осадков. Англо-Германский бассейн является зоной мощного пермо-триасового погружения. Мощность пермо-триасовых пород в его пределах составляет 1 830–2 440 м. По направлению к северному крылу Англо-Брабантского массива они в значительной степени выклиниваются. Важную роль в строении Англо-Германского бассейна играет соленосная толща цехштейна. Начавшееся в триасовое время перемещение соленосных отложений обусловило образование в пределах этого бассейна разнообразных соляных куполов, которые создали благоприятные структуры для формирования залежей нефти и газа. Юрско-меловые отложения здесь являются маломощными, разрез их неполон, а поэтому они не играют сколько-нибудь существенной роли в его строении.

На юге Англо-Германского бассейна находится Среднидерландское поднятие, вытянутое в северо-западном направлении, которое до некоторой степени условно можно рассматривать в качестве выступа, разделяющего Английскую и Германскую впадины. Поднятие Рингкёбинг-Фюн погружается в западном направлении; на суше в его пределах вскрыты породы кристаллического фундамента, залегающие на глубине около 800 м. В море, по данным сейсморазведки, в осевой зоне поднятия отложения цехштейна отсутствуют, а на северном и южном склонах глубина залегания фундамента меняется от 2,5 до 5 км и более. Мощность надсолевых мезозойских

отложений в осевой зоне поднятия Рингкёбинг-Фюн также сокращена. В целом указанное поднятие выражено в пермо-триасовых отложениях.

Среднесевероморское поднятие, по данным сейсморазведки, также характеризуется повышенным залеганием подошвы соленосных отложений по сравнению с погруженными частями Англо-Германского бассейна. Здесь она залегает на глубине от 1 до 2,5 км, а на юго-восточной периклинали – до 3,5 км. Поднятие представляет собой крупную, широкую сводобразную структуру типа структурного носа, вытянутую в юго-восточном направлении, практически вкрест простирания основных складчатых сооружений Англии и выражено в отложениях от перми до нижнего мела. В ряде работ оно называется Нортумбранский свод.

Норвежский бассейн является одной из основных структур Северного моря. Он охватывает площадь между поднятиями Среднесевероморским и Рингкёбинг-Фюн на юге и Восточно-Шетландским трогом на севере. Это крупная впадина, выполненная толщей третичных отложений, мощность которых в ее наиболее погруженной части составляет 3 600 м (рис. 2.6). Норвежский бассейн вытянут с юго-востока на северо-запад; на севере он переходит в Восточно-Шетландский трог, а на юге узким заливом вдается между поднятиями Рингкёбинг-Фюн и Среднесевероморским, соединяясь с Англо-Германским бассейном. Хотя породы кристаллического фундамента Норвежского бассейна бурением не вскрыты, судя по соотношению структурных элементов и геофизическим данным, его фундамент гетерогенен: в западной и северо-западной частях он, видимо, имеет каледонский возраст, на востоке – докембрийский (эпикарельский), на юго-западе – байкальский.

Глубокое бурение показало, что в разрезе Норвежского бассейна присутствуют нижнепермские отложения (ротлигендес). Цехштейн представлен относительно маломощными слоями и доломитами, выше которых залегают терригенные породы триаса, юры и нижнего мела. В юго-восточной части Норвежского бассейна верхнемеловые (датские) отложения представлены карбонатными (писчим мелом), а в остальных районах – терригенными отложениями. Также терригенными породами представлены третичные отложения. Характерной чертой Норвежского бассейна является присутствие солянокупольных форм, однако они перекрыты мощной толщей вышележащих мезозойских пород и не выражены столь резко, как в Англо-Германском. Одним из наиболее крупных заливов Норвежского бассейна является впадина Морей Ферг, расположенная на западе и приуроченная к одноименному заливу.

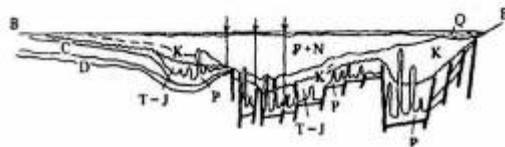
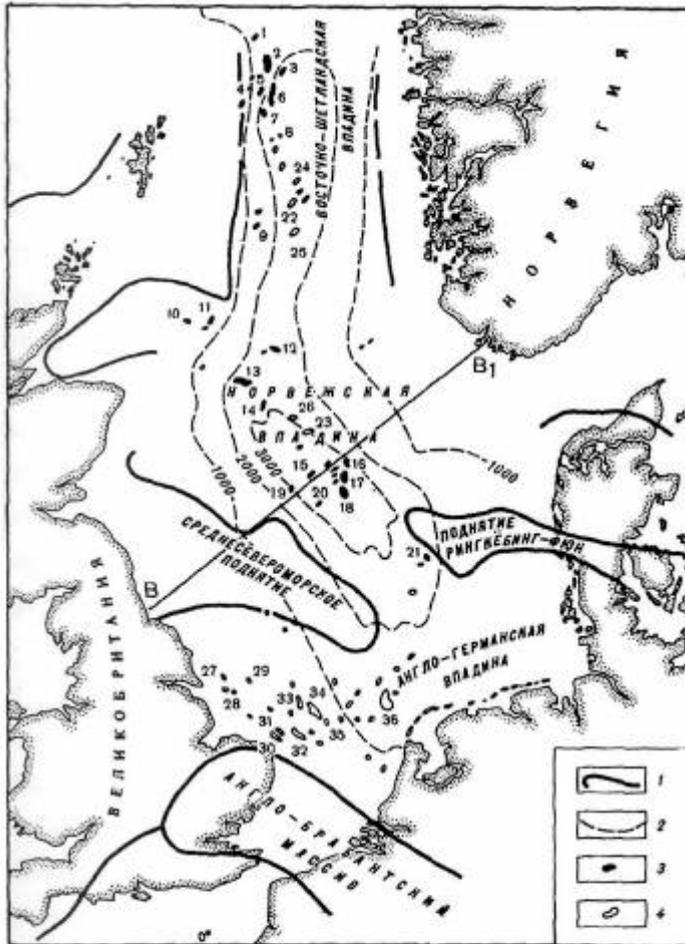


Рис. 2.6. Схема строения и нефтегазоносности Северного моря:

1 – граница структурных элементов; 2 – изолинии подошвы отложений датского яруса;  
3 – месторождения нефти; 4 – месторождения газа.

Месторождения: 1 – Магнус; 2 – Тистл-Данлин; 3 – Статфиорд;  
4 – Корморант; 5 – Хаттон; 6 – Брент; 7 – Найниан; 8 – Алвин; 9 – Берил; 10 – Клеймор;  
11 – Пайпер; 12 – Морин; 13 – Фортис; 14 – Монтроз; 15 – Джозефин; 16 – Торфельт;  
17 – Экофиск; 18 – Элдфиск; 19 – Ок; 20 – Арджил; 21 – Дан; 22 – Фригт; 23 – Код;  
24 – Один; 25 – Хеймдал; 26 – Лемонд; 27 – Рух; 28 – Аметист; 29 – Уэст Сол; 30 – Хьюитт;  
31 – Дотти; 32 – Леман-банк; 33 – Викинг; 34 – Индифайтигейбл; 35 – Син; 36 – L/10

И, наконец, третьим крупным бассейном Североморской синеклизы является Восточно-Шетландский бассейн, или трог. О геологии этого бассейна известно относительно мало, так как компании, ведущие там разведочные работы, предпочитают не публиковать имеющиеся сведения. В британском секторе этого района в последние годы был открыт ряд крупных месторождений, свидетельствующих о его высокой перспективности.

Судя по опубликованным данным, Восточно-Шетландский бассейн представляет собой линейно-вытянутый в субмеридиональном направлении прогиб длиной около 400 км и протягивающийся почти до бровки шельфа. Как указано выше, фундамент этого бассейна имеет каледонский возраст, складчатые линии которого, видимо, должны быть ориентированы в соответствии с ориентировкой складчатых линий каледонид на прилегающей суше, т. е. с юго-запада на северо-восток. В осадочном чехле бассейна фиксируются палеозойские и мезозойско-кайнозойские породы. Предполагается, что отложения цехштейна подстилают весь бассейн, но на западе по разлому большой амплитуды они контактируют с докарбоновым фундаментом.

Вышележащие отложения представлены триасом, юрой, мелом и третичными породами; мощность последних в осевой зоне трога составляет не менее 1 200 м. Отмечается несогласное налегание нижнего мела на нижележащие отложения, что затрудняет интерпретацию сейсмических данных. Характерной чертой Восточно-Шетландского бассейна является отсутствие солянокупольных структур, так широко распространенных на юге, и наличие значительного числа вытянутых вдоль его оси протяженных нарушений, обуславливающих блоковое строение впадины. В западной части бассейна исследователи выделяют так называемую платформу Брент, к которой приурочено большинство открытых здесь нефтяных месторождений. В плане это блок неправильных очертаний, который, видимо, в домеловое время представлял собой единое целое с каледонидами Шетландского шельфа, а в мелу и кайнозое был опущен по разломам. В осевой зоне Восточно-Шетландского бассейна находится грабен Викинг, выраженный в доверхнемеловых отложениях и имеющий простирание, близкое к простиранию бассейна. Локальные структуры бассейна представлены линейно-вытянутыми в субмеридиональном направлении антиклинальными складками довольно значительной протяженности. К настоящему времени здесь выявлено около 20 крупных структур, борта которых нарушены разрывами.

*Геологическая история Северного моря* представляется достаточно сложной. Видимо, в конце протерозоя – начале палеозоя платформенные условия существовали в западной части моря, которая была относительно приподнятой. В частности, положительным элементом являлось поднятие Рингкёбинг-Фюн, которое вместе с Балтийским щитом служило источником сноса обломочного материала в окружающие, относительно опущенные зоны, где существовали геосинклинальные условия. На юге в рифейское время находилась Англо-Галицийская геосинклинальная область, а на севере – Грампианско-Норвежская геосинклиналь. После завершения складчатости в байкальское время Англо-Галицийская область оказалась относительно приподнятой и служила источником сноса вместе с эпикарельской платформой в соседние геосинклинали каледонского времени – Англо-Брабантскую на юге и Англо-Норвежскую на севере. После завершения каледонской складчатости в этих областях большая часть Северного моря в герцинский этап превратилась в эпиплатформенный осадочный бассейн.

Наиболее активное осадконакопление в этом бассейне происходило в южной части (Англо-Германский бассейн), где за карбоновое и пермтриасовое время накопилась относительно мощная толща осадков. В карбоновое время накопление шельфовых карбонатных осадков происходило на фоне блоковых движений. В конце карбона шельфовые условия уступили место прибрежно-дельтовым. Теплый гумидный климат этого времени способствовал развитию богатой растительности и соответственно гумусовой органики. Последняя после захоронения служила источником газа для газовых месторождений.

Отступление моря и относительное поднятие южной части Англо-Германского бассейна, начавшееся в карбоне, завершилось в раннепермское время накоплением континентальных эоловых отложений, переходящих в северном направлении в мелководно-морские, образовавшиеся в условиях сухого жаркого климата. В это время в некоторых районах отмечаются проявления вулканизма.

Общее погружение южной части Северного моря при неизменных климатических условиях привело к образованию над толщей ротлигендесовых песков эвапоритовых отложений, явившихся результатом осадконакопления верхнепермского эвапоритового бассейна. Активное соленакопление, видимо, происходило на юге бассейна. Этому способствовала изолированность бассейна за счет существования в его северной части двух крупных поднятий – Рингкёбинг-Фюн и Среднесевероморского. Правда, и севернее

этих поднятий накапливались эвапоритовые осадки, но не в столь крупных масштабах, как на юге. Заполнение бассейна эвапоритовыми осадками происходило циклично; выделяется до четырех эвапоритовых циклов. В триасе морские условия сменяются континентально-морскими. В то же время тектонические движения и пластичность солей дают толчок к началу формирования в среднем триасе солянокупольных структур. Важным моментом пермотриасового этапа развития Северного моря является завершение в основных чертах формирования Англо-Германского бассейна.

Новый этап геологической истории Северного моря начался в юрское время за счет общего погружения Норвежского бассейна, видимо, сопровождавшегося дроблением и значительным погружением Шетландско-Скандинавской полосы каледонид. В юре закладываются и активно развиваются крупные грабен-прогибы, в которых накапливаются осадки значительной мощности. В это время формируется Восточно-Шетландский трог и целый ряд осложняющих его структур. Для этого этапа характерно наличие вулканизма. Регрессия и общее поднятие большей части Северного моря в конце юрского времени привели к размыву юрских отложений в периферических частях бассейна. Новая трансгрессия, начавшаяся в мелу, привела к несогласному налеганию меловых отложений на нижележащие. Однако в принципе в меловое время сохранились те же области седиментации, что и в юре. В конце мела, как и в юре, произошло относительное воздымание Северного моря и сокращение площади седиментации, которая в датское время была ограничена центральной частью бассейна. Новая трансгрессия началась в третичное время, в результате чего были частично переотложены дотретичные отложения. Основной областью погружения на этом этапе является Норвежский бассейн. Трансгрессия развивалась неравномерно и на отдельных этапах сопровождалась регрессией и перерывом в осадконакоплении. Такие перерывы были зарегистрированы в конце эоцена, олигоцене и миоцене. Современный облик Северное море приобрело в конце третичного времени.

***Нефтегазоносность и характеристика отдельных крупнейших месторождений.*** Выполненные к настоящему времени поисково-разведочные работы показывают, что залежи нефти и газа в пределах Северного моря имеют достаточно широкий стратиграфический диапазон. Промышленные скопления углеводородов установлены в отложениях от нижнепермских до третичных. Существуют представления, что нефть и газ могут быть встречены и в более древних породах, в частности в девоне.

Наиболее древними отложениями, в которых в настоящее время встречены промышленные залежи газа, являются ротлигендесовые отложения перми. С ними связаны основные запасы газа в Англо-Германском бассейне. Коллекторы ротлигендеса перекрываются эвапоритами цехштейна, имеющими значительную мощность и в силу этого являющимися почти идеальной покрывкой. Песчаники ротлигендеса и карбонаты цехштейна нефтеносны в Норвежском бассейне.

Газоносность триасовых отложений установлена пока лишь на месторождении Хьюитт, где залежи связаны с нижнетриасовыми песчаниками. Небольшие запасы газа известны также здесь в карбонатах цехштейна. Нефть из триасовых песчаников получена на месторождении Джозефин.

Основные залежи нефти и газа в юрских отложениях встречены в Восточно-Шетландском бассейне. Коллекторами здесь являются преимущественно среднеюрские песчаники. Глубина залегания коллекторов составляет 2 600–3 200 м, а их мощность – около 100 м. В юрских залежах встречается растворенный газ в количестве от 40 до 300 м<sup>3</sup>/т.

Нефтегазоносность верхнемеловых (датских) отложений установлена на месторождениях группы Экофиск (Норвежский бассейн), где нефть приурочена к карбонатным коллекторам.

В третичных отложениях нефть и газ приурочены к палеоценовым песчаникам, которые обладают высокой пористостью и проницаемостью. Эти отложения нефтегазоносны в пределах Норвежского бассейна и южной части Восточно-Шетландского.

В соответствии с геологическим строением, возрастом продуктивных горизонтов и распределением нефтегазоносных скоплений в пределах Северного моря можно выделить три нефтегазоносные области: Южную (Англо-Германскую), Норвежскую (Центральносевероморскую) и Восточно-Шетландскую (Северную). Помимо этого, в Северном море открыто несколько отдельных месторождений (рис. 2.7).

*Южная нефтегазоносная область* является преимущественно газоносной. В геологическом отношении она совпадает с Англо-Германским бассейном Северного моря. Основным газоносным горизонтом здесь, за исключением *месторождения Хьюитт*, являются песчаники ротлигендеса. Этот продуктивный горизонт залегает на глубинах 1 800–4 000 м, его мощность достигает 250 м. Пористость песчаника составляет 10–20 %, а проницаемость относительно невысокая (1–10 мД) из-за процессов вторичной цементации. Общие извлекаемые запасы газа Южной газоносной области составляют около 1,2 трлн м<sup>3</sup>. По составу газ является главным образом ме-

таном с примесью азота и тяжелых углеводородов. Месторождения связаны с антиклинальными складками.

В Южной области к настоящему времени выявлено несколько крупных газовых месторождений, из которых месторождение Леман является одним из наиболее крупных морских газовых месторождений мира.

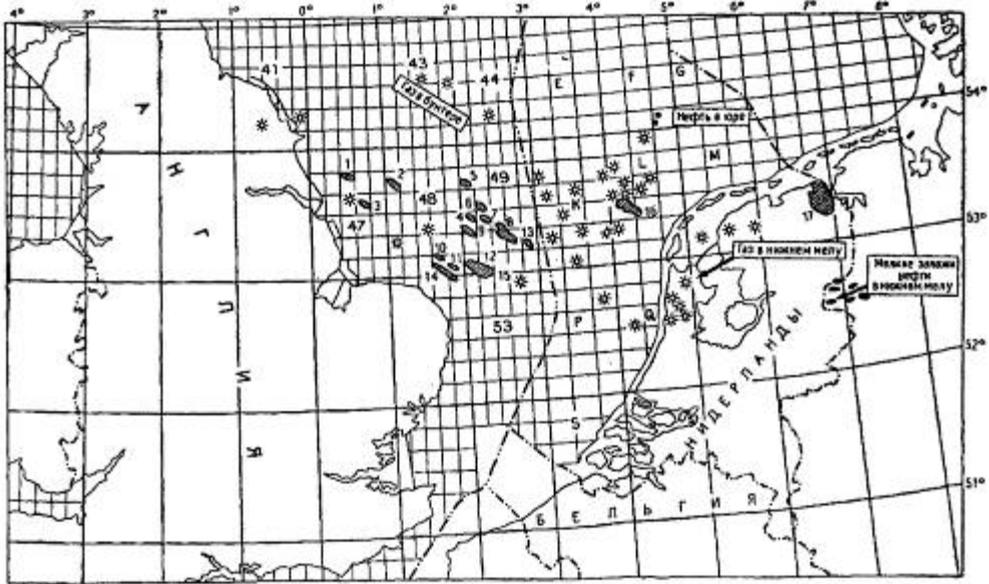


Рис. 2.7. Газовые месторождения и скважины, давшие притоки газа в южной части Северного моря. Месторождения: 1 – Раф, 2 – Вест-Соул, 3 – Аметайст, 4 – Сварт-Бэнк, 5 – Эни, 6 – Викинг-Норт, 7 – Вайш-Саут, 8 – Индифайтигейбл, 9 – Броукен-Бэнк, 10 – Хьюитт-Норт, 11 – Дебора, 12 – Леман, 13 – Сеан, 14 – Хьюитт, 15 – Дотти, 16 – Пласид, 17 – Гронинген

*Месторождение Леман* – крупнейшее газовое месторождение на шельфе южной части Северного моря; его размеры составляют около 28,8 км в длину и 12,8 км в ширину. Месторождение представляет собой пологую антиклиналь северо-западного простирания, параллельного доминирующему простиранию герцинских структур. Антиклиналь нарушена несколькими разломами или системами разломов. Она находится на юго-восточном борту трога Вест-Соул, испытавшего погружение в течение триасового, юрского и раннемелового времени, а затем быстрое воздымание, инверсию и эрозию в конце мелового периода. Об этих движениях можно судить по эрозионному срезу верхнемелового писчего мела. Писчий мел отсутствует в северо-западной части структуры. Территория месторождения Леман, особенно его юго-восточная часть, вероятно, подвергалась

также воздействию позднекиммерийского поднятия и эрозии, результатом чего явилось отсутствие юрских и верхнетриасовых отложений. Наложение ларамийской эрозии на киммерийскую фазу затрудняет восстановление точной истории тектонического развития месторождения. Месторождение открыто в 1966 г. скважиной 49/26-1; продуктивный горизонт – песчаники ротлигендес, мощность 236 м; пористость аквальных песчаников 11–20 %, проницаемость 0,5–30 мД; пористость эоловых песчаников 11–23 %, проницаемость 10–100 мД; пористость песчаников временных потоков (вади) 7–18 %, проницаемость 1–30 мД; извлекаемые запасы 330 млрд м<sup>3</sup>; добыча – шесть платформ, каждая с 12–14 эксплуатационными скважинами; транспортировка – трубопровод протяженностью 41 км, диаметром 76 см до Бэктона.

*Месторождение Индифайтигейбл-Викинг* представляет собой серию ограниченных разломами структур, в совокупности представляющих собой антиклиналь северо-западного простирания. Площадь Индифайтигейбл имеет общую длину около 19 км, а каждый блок около 3,2 км в ширину. Размер месторождения Викинг-Норт 16×4,8 км. Площади Индифайтигейбл и Викинг подвергались интенсивному воздыманию в киммерийскую эпоху. Поднятие, по-видимому, было наиболее интенсивным на юго-востоке. Результатом размыва явилось залегание нижнемеловых отложений на кейпере, мушелькальке и бунтере (триас). В позднемеловое время блоковые движения проявлялись мягче и, по-видимому, имели противоположное направление. Постепенное прогибание в юго-восточном направлении (т. е. к трогу Брод-Фортинс) выразилось в увеличении мощности верхнемелового писчего мела в этом направлении. Продуктивный горизонт ротлигендеса интенсивно нарушен сбросами в результате позднеюрских (киммерийских) тектонических движений, причем амплитуда сбросов часто достигает нескольких сотен метров. Эти смещения превосходят мощность продуктивного горизонта ротлигендеса (46 м), в результате чего отдельные блоки часто имеют разные газоводяные контакты. В общем амплитуда сбросов и глубина газоводяного контакта в северо-западном направлении постепенно увеличиваются. Месторождение Индифайтигейбл открыто в 1966 г. скважиной 49/18-1; продуктивный горизонт – песчаники ротлигендес; мощность 16–35 м; добыча – три платформы, каждая с восемью скважинами; транспортировка – трубопровод протяженностью 135 км, диаметром 76 см до Бэктона через месторождение Леман. Месторождение Викинг-Норт открыто в 1968 г. скважиной 49/12-2; продуктивный горизонт – песчаники ротлигендеса общей мощностью 150 м, эффективной 99–

135 м, извлекаемые запасы – 140 млрд м<sup>3</sup>; добыча – одна платформа с десятью скважинами; транспортировка – трубопровод протяженностью 98 км, диаметром 71 см до Тедлеторна (Линкольншир).

Наиболее характерным для Южной области является *месторождение Уэст Соул*, приуроченное к антиклинальной складке, вытянутой с северо-запада на юго-восток по отложениям нижней перми. Последние лежат с несогласием на верхнекарбонных породах. По своим особенностям газовая залежь может быть отнесена к типу массивных. Основной продуктивный горизонт связан с песчаниками ротлигендеса, залегающими на глубине около 3 000 м. Покрышкой служат верхнепермские – цехштейновые соленосные породы. Они образуют соляной купол, который смещен на северо-восток по отношению к нижнепермскому поднятию на 5 км. Нарушения, видимо, юрского возраста затронули карбон, ротлигендес и цехштейн, причем целостность последнего оказалась ненарушенной. Месторождение Вест-Соул открыто в декабре 1965 г. скважиной 48/6-1, извлекаемые запасы газа – 67 млрд м<sup>3</sup>, приток при опробовании 0,3 млн м<sup>3</sup>/сут; добыча из зон трещиноватости и локальной проницаемости; четыре стационарные платформы, каждая с пятью или шестью эксплуатационными скважинами; транспортировка – трубопровод длиной 64 км и диаметром 40 см до Изингтона на Йоркширском побережье.

Перечисленные месторождения лежат на юго-западе Южной области и находятся в британском секторе Северного моря. В этой же области в 100 км восточнее месторождения Индефатигейбл в нидерландском секторе было открыто месторождение L/10 (Пласид). Продуктивный горизонт месторождения L/10 – песчаники ротлигендеса; они залегают на глубине около 4 000 м. Залежь газа приурочена к крупной пологой складке, ориентированной в направлении, близком к меридиональному. Ее запасы не менее 150 млрд м<sup>3</sup>.

*Месторождение Хьюитт* несколько отличается от описанных. Оно связано с вытянутой в северо-западном направлении антиклинальной складкой, расположенной в непосредственной близости от месторождения Леман. На месторождении Хьюитт имеется три продуктивных горизонта, нижний из которых приурочен к доломитам цехштейна и залегает на глубине 1 400 м. Два основных газоносных пласта находятся в нижнем триасе и залегают соответственно на глубинах 1 250 и 900 м. Триасовые коллекторы представлены песчаниками с хорошими коллекторскими свойствами – пористостью 25 % и проницаемостью 1 000 мД. Скопление газа в триасовых отложениях этого месторождения объясняется тем, что оно лежит за пределами развития соленосных пород цехштейна, которые «гасят» дизь-

юнктивные нарушения, поэтому наличие разломов способствовало вертикальной миграции газа вверх через толщу пермских пород. Верхняя газовая залежь характеризуется примесью сероводорода. Месторождение открыто 20 октября 1966 г. скважиной 48/29-1; извлекаемые запасы газа – 98 млрд м<sup>3</sup>, добыча – четыре стационарные платформы, каждая с восемью скважинами; транспортировка – трубопровод длиной 29 км и диаметром 76 см до Бэкстона на Норфолкском побережье.

Интерес нефтяных компаний к шельфу Северного моря непосредственно связан с открытием *месторождения Гронинген* в северо-восточной части Нидерландов в 1959 г. скважиной 1 Слехтерен. Мощные нижнепермские газоносные песчаники, вскрытые скважиной-открывательницей, были отмечены также в скважине 1 Дельфицель, пробуренной, как полагали, на отдельной структуре. Впоследствии она оказалась частью одного большого газового месторождения. Интервалы третичных отложений и верхнемелового пясчег мела изменчивы по мощности вследствие главным образом соляной тектоники цехштейна; юрские и верхнетриасовые породы отсутствуют, вероятно, благодаря позднекиммерийскому размыву. Цехштейн, представленный четырьмя полными эвапоритовыми циклами, изменяется по мощности вследствие проявления соляной тектоники. Тем не менее, он имеет минимальную мощность около 600 м и служит весьма эффективной покрывкой для нижележащего газосодержащего коллектора. Крупные сбросы, секущие ротлигендес и более древние породы, затухают в пластичных соляных пластах и, следовательно, не служат путями миграции накопившегося газа.

Пачка слехтерен – основной газоносный горизонт месторождения Гронинген – постепенно увеличивается в мощности от 82 м на юге до 201 м на севере. В нижней части обычно присутствуют конгломераты; перекрывающие их дюнные песчаники часто рыхлые, плохо уплотненные, с великопоровыми пористостью и проницаемостью. Однако переслаивающиеся с ними пласты отложений временных потоков обладают менее благоприятными коллекторскими свойствами. Ротлигендес подстилается дельтовыми песчаниками, сланцами и углями верхнего карбона, являющимися газопроводящими отложениями. Структура газового месторождения Гронинген контролируется разломами. Преобладает северо-западное простирание позднекиммерийских (поздняя юра) разломов с амплитудой, превышающей 300 м. Некоторые из этих разломов, возможно, имели более древнее заложение и активизировались в позднекиммерийскую тектоническую фазу. Есть указания на то, что структура месторождения Гронинген к тому

времени уже была частично сформирована, но несомненно, что поздне-кimmerийские движения изменили ее, придав более или менее современный вид, а последующим размывом были уничтожены отложения юрского и верхнетриасового возраста. Впоследствии структура была погребена под меловыми породами, и ларамийская и альпийская фазы движений земной коры оказали на нее незначительное воздействие.

Характеристика месторождения Гронинген: пористость 15–20 %; проницаемость – обычно от 100 до 1 000 мД; состав газа – метан 81 %, азот – 14 %, двуокись углерода – 1 %; доказанные запасы газа 2 трлн м<sup>3</sup>.

Примечательно, что открытие этого месторождения произошло после бурения 200 безрезультатных поисковых скважин. Весьма интересна история формирования месторождения. По мнению специалистов, первоначально содержащийся в антиклинальной ловушке газ ушел в атмосферу. Потребовался дополнительный источник углеводородного газа. Таким источником стала толща каменноугольных отложений, лежащих значительно ниже продуктивных горизонтов. По разломам земной коры в кайнозойскую эру новые порции газа стали поступать в антиклинальную ловушку до тех пор, пока не сформировалось уникальное месторождение Слохтерен. На этом примере видно, как важно уметь правильно расшифровать историю развития геологических объектов.

На востоке Южной области были обнаружены также нефтяные непромышленные залежи, связанные с юрскими отложениями. Непромышленный характер залежей обусловлен тем, что они залегают неглубоко от поверхности, а содержащие их отложения эродированы на большей части Южной области.

*Норвежская нефтегазоносная область* в геологическом отношении совпадает с Норвежским бассейном. Она расположена между Южной областью на юге и Восточно-Шетландской на севере. Как указано выше, в геологическом отношении рассматриваемая область представляет собой крупный третичный прогиб. Для него характерен широкий диапазон нефтегазоносности: от перми до третичных осадков. В настоящее время здесь известно 22 нефтяных и 5 газовых месторождений. Наиболее крупные нефтяные месторождения: Фортис, Экофиск, Пайпер, Монтроз и др. Месторождения связаны с крупными пологими брахиантиклинальными складками. Тип коллектора как терригенный, так и карбонатный.

*Месторождение Фортис* является самым крупным в описываемой зоне, оно расположено в центральной части Норвежского бассейна. В структурном отношении Фортис представляет собой крупную пологую складку, вы-

тянутую в широтном направлении. По отложениям палеоцена ее размер 16×8 км, при соотношении ширины и длины 1:2. Площадь складки по наиболее нижней замкнутой изолинии 90 км<sup>2</sup>, а ее амплитуда 155 м. Восточная периклиналь складки осложнена сбросом небольшой амплитуды. Поднятие в третичных отложениях располагается согласно над поднятием в меловых отложениях, которые перекрывают выступ изверженных пород, сложенных базальтами. В отложениях, перекрывающих палеоценовые, складка постепенно выполаживается; она не фиксируется по верхнемиоценовым и плиоценовым породам, имеющим моноклиальное падение в юго-восточном направлении.

Анализ геологической истории месторождения Фортис показывает, что в раннетретичное время его структура была относительно приподнятой, это способствовало ранней миграции углеводородов. Основной продуктивный горизонт данного месторождения – палеогеновые песчаники, покрывкой служат палеоценовые глины и аргиллиты, карбонатность которых меняется по площади. Мощность палеоценовых пород-покрышек составляет около 50 м. В нижней части они сложены темно-серой алевролитистой глиной, а вверху – зеленовато-серым слабокарбонатным аргиллитом. Продуктивный пласт не является однородным по всей площади месторождения, а характеризуется фациальной изменчивостью. На юге и востоке структуры песчаники замещаются зелеными и серыми глинами и алевролитами. Однако основная часть продуктивного пласта сложена пачкой песчаников мощностью 35–80 м с редкими глинистыми прослоями; на отдельных участках развита карбонатная цементация. Наблюдаются также галечниковые прослой. Сортировка песчаников – от плохой до средней, однако коллекторские свойства их хорошие: пористость 25–30 %, проницаемость до 3 900 мД.

Залежь нефти на месторождении Фортис массивная, высота залежи 155 м. Нефть залегает в интервале глубин 2 100–2 200 м и характеризуется низким содержанием серы и парафина. Газовая шапка на месторождении отсутствует; содержание растворенного газа относительно невысокое (около 70 м<sup>3</sup>/т). Геологические запасы месторождения составляют около 700 млн т, а извлекаемые (при коэффициенте нефтеотдачи 40 %) – около 280 млн т.

*Экофиск* – второе по величине нефтяное месторождение Норвежской нефтегазоносной области. Оно находится в погруженной части Норвежской впадины и является наиболее крупным из установленных в данном районе месторождений, являющихся его «спутниками». В структурном от-

ношении Экофиск – двухвершинное куполовидное поднятие по верхнемеловым отложениям. Оно находится над соляным куполом в отложениях перми. Структура ориентирована в меридиональном направлении и имеет размеры 12×7 км; площадь – 55 км<sup>2</sup>.

Нефтегазоносными являются карбонатные породы датского яруса верхнего мела, а покрывками – глины палеоцена и вышележащих отложений. Мощность продуктивного горизонта составляет 120 м, а эффективная мощность – 119 м. Он залегает в среднем на глубине 3 000 м. Залежь пластового типа, ее высота – 190 м. Коллекторские свойства пласта-коллектора не очень хорошие: при высокой пористости (30–40 %) мелоподобные породы датского яруса Северного моря имеют невысокую проницаемость (до 1 мД). Однако на месторождении Экофиск в силу тектонической трещиноватости, обусловленной ростом соляного купола, проницаемость карбонатов датского яруса в среднем составляет 10–12 мД. Запасы нефти месторождения 600 млн т, а извлекаемые – 150 млн т при коэффициенте нефтеотдачи 25 %; запасы растворенного газа составляют 100 млрд м<sup>3</sup>.

Предполагают, что месторождение в дальнейшем будет снабжать нефтью Великобританию и другие страны Западной Европы. Потенциальная годовая добыча 90 млн т нефти.

Западноевропейские специалисты большие перспективы связывают с дальнейшими поисками месторождений в акватории Северного моря. Даже огромные затраты не охлаждают пыл поисковиков. Французский экономист Ж. Шевалье оценивает освоение нефтяного месторождения в наиболее «обжитой» части моря в 250 млн фунтов стерлингов (т. е. примерно 375 млн долл.), что соответствует стоимости одного путешествия на Луну. Освоение газового гиганта Тролль в северной части моря обойдется уже в 10 млрд долл.

*Месторождение Тролль* открыто в 1979 г. и расположено в 65 км от побережья Норвегии (терминал Коллснесс). Извлекаемые запасы газа месторождения составляют порядка 1,3 трлн м<sup>3</sup>, газового конденсата – 31,6 млн т. Ежегодная добыча составляет в среднем порядка 26,4 млрд м<sup>3</sup> газа и 0,55 млн т газового конденсата. Пока что на месторождении пробурено 106 эксплуатационных скважин; из них 36 – мультилатеральные. Скважина, вскрывшая новую залежь, пробурена при глубине моря 341 м до конечной глубины 2 055 м от уровня морского дна.

*Месторождение Монтроз* было первым нефтяным месторождением, открытым в Британском секторе. Первая скважина была пробурена в конце 1969 г. Нефтяная продуктивная зона месторождения относительно мало-

мощная, и сначала возникли сомнения относительно его промышленной ценности. Сейчас на месторождении пробурены три скважины, и идет подготовка его к эксплуатации.

Месторождение Монтроз приурочено к антиклинали, осложненной тремя куполами. Нефтяной коллектор сложен мощными пористыми песчаниками палеоцена, т. е. возраст продуктивного горизонта тот же, что и на более крупном месторождении Фортис, находящемся северо-западнее. Средняя глубина водонефтяного контакта – 2 520 м ниже уровня моря, на 281 м глубже, чем на месторождении Фортис. Структура месторождения Монтроз, по-видимому, представляет собой компенсированный осадками погребенный блок, который, может быть, является юго-восточным продолжением блока месторождения Фортис. Неясно, являются ли продуктивные песчаники месторождения Монтроз мелководными дельтовыми образованиями, как на месторождении Фортис, или это более глубоководные песчаники, отложенные турбидитовыми потоками.

Характеристика месторождения: открыто 28 декабря 1969 г. скважиной 28/8-1; продуктивный горизонт – палеоценовые песчаники максимальной мощностью 57 м.

Помимо месторождений Экофиск и Монтроз, в данном районе Норвежского бассейна установлены более мелкие месторождения, которые в геологическом отношении подобны Экофиску, т. е. имеют тот же нефтегазонасыщенный горизонт, близкие по особенностям геологического строения структуры, но значительно меньшие размеры и, соответственно, меньшие запасы. Это месторождения Западный Экофиск, Торфельт, Еда, Альбусткель и др. Суммарные извлекаемые запасы всей группы месторождений, включая и Экофиск, составляют 350–400 млн т.

На юге Норвежской области в датском секторе Северного моря было открыто три месторождения, из которых наиболее крупным является *Дан*. По строению и нефтегазонасыщенности оно напоминает место рождения группы Экофиск. Здесь также продуктивны известняки датского возраста, которые залегают на глубине 1 830–2 000 м. Высота нефтяной залежи 90 м, а газовой шапки – 75 м. Однако при разработке месторождения наблюдалось резкое сокращение дебита скважин, что ставит вопрос о целесообразности его дальнейшей эксплуатации.

В непосредственной близости от группы месторождений Экофиск в осевой зоне Норвежской впадины находятся *месторождения Джозефин, Ок и Арджил*. Они относительно небольшие, с запасами нефти от 10 до 30 млн т, отличаются от описанной выше группы более древним возрастом продук-

тивных горизонтов (песчаники нижней перми, карбонаты цехштейна и песчаники мезозоя). На месторождении Джозефин нефть получена из песчаников триаса с глубины 3 600–3 700 м. Нефть этих месторождений, по видимому, мигрировала из юрских отложений осевой части впадины. В геологическом отношении эти месторождения представляют собой приразломные антиклинальные складки, сформированные над приподнятыми блоками фундамента. На этих блоках наблюдается несогласное налегание меловых отложений на более древние в результате предмеловых движений и размыва.

Севернее месторождения Монтроз находится месторождение Морин, приуроченное к осевой зоне Норвежской впадины. Как и в Монтрозе, продуктивные горизонты здесь связаны с песчаниками палеоцена. Извлекаемые запасы этого месторождения оцениваются в несколько десятков миллионов тонн.

И, наконец, последним крупным нефтяным месторождением Норвежского бассейна, расположенным в северо-западной краевой части одноименной впадины, является *месторождение Пайпер*. Это относительно небольшая структура типа структурного носа площадью около 25 км<sup>2</sup>. По строению она несколько напоминает складку месторождения Фортис. На месторождении имеются два продуктивных горизонта, связанных с юрскими песчаниками. Основной продуктивный пласт минимальной мощностью 90 м залегает на глубине 2 440 м. На 300 м ниже этого горизонта залегает второй, мощностью 15 м. Извлекаемые запасы месторождения составляют 120 млн т, полностью оно пока не оконтурено.

В этом же районе находится *месторождение Клеймор*, расположенное в 24 км западнее.

Весьма ограниченными запасами обладают *месторождения Брим и Бристлинг*, расположенные на востоке Норвежской впадины в норвежском секторе. Продуктивные горизонты в них залегают на глубинах более 4 км.

Помимо нефтяных и нефтегазовых месторождений в Норвежской нефтегазоносной области известно газоконденсатное *месторождение Код, газовое Ломонд* и др. Они имеют залежи в нижнетретичных отложениях и являются относительно небольшими по размерам.

*Восточно-Шетландская нефтегазоносная область* является наиболее северной в Северном море и открыта в 1972–1973 гг. Она совпадает с Восточно-Шетландским трогом. По площади эта область значительно меньше описанных, но имеет наибольшие запасы нефти и газа. В настоящее время здесь открыто более 15 месторождений нефти и газа, продуктивные гори-

зонты которых находятся в среднеюрских и палеоценовых отложениях. Наибольшее число крупных месторождений расположено в северной части Восточно-Шетландского трога; они образуют группу месторождений Брент, приуроченную к платформенному блоку одноименного названия. На этом участке, расположенном к восток-северо-востоку от Шетландских островов, известно 10 месторождений нефти, общие извлекаемые запасы которых составляют около 1,5 млрд т. Все они, за исключением месторождения Статфиорд, находятся в британском секторе Северного моря. Открытые месторождения в этом районе расположены буквально одно возле другого, и зачастую неясно, являются ли месторождения самостоятельными или представляют собой единую залежь.

Рассматриваемую область в настоящее время нельзя считать полностью изученной. В начальной стадии находится разведка норвежского сектора, а в британском еще несколько структур не введено в разведку. Несмотря на суровые климатические условия, в этом районе ведутся весьма активные поиски нефти.

Одним из наиболее крупных месторождений Северного моря является *месторождение Брент*. В структурном отношении оно размером 20×8 км. Эта складка выражена в третичных и меловых породах, а по юрским и нижележащим отложениям представляет собой приподнятый блок, ограниченный с запада и востока разрывными нарушениями. Меловые отложения залегают несогласно на юрских породах в результате размыва, имевшего место в киммерийское время. Основные коллекторы представлены юрскими песчаниками. Эти отложения залегают на глубине 3–3,5 км. В юре имеется несколько горизонтов. Кроме того, предполагаются залежи углеводородов в отложениях от девона до карбона. Извлекаемые запасы нефти в юрских отложениях составляют около 350 млн т. Месторождение открыто в июне 1971 г. скважиной 211/29-1, которую долго не испытывали вследствие предстоявшего «четвертого раунда» выдачи лицензий; продуктивный горизонт – среднеюрские песчаники (брент) мощностью приблизительно 240 м, пористостью 7–37 %, проницаемостью до 8 Д, нижнеюрские – рэтские песчаники (статфиорд) мощностью 176 м, пористостью до 26 %. Песчаники «брент» содержат газ (этаж – 76 м) и нефть (этаж – 144 м); плотность нефти – 0,83 г/см<sup>3</sup>, газовый фактор 300 м<sup>3</sup>/т; песчаники «статфьорд»: этаж газоносности – 150 м; этаж нефтеносности – 130 м; плотность нефти – 0,85 г/см<sup>3</sup>, газовый фактор 600 м<sup>3</sup>/т.

В непосредственной близости находится *месторождение Найниан*, напоминающее по своему строению месторождение Брент. Здесь также на-

блюдается складка в третичных отложениях над приподнятым блоком фундамента, тот же продуктивный горизонт – среднеюрские песчаники; глубина их залегания около 3 км. Доказанные извлекаемые запасы этого горизонта – 180–270 млн т.

*Месторождения Данлин и Тистл* расположены непосредственно к северу от месторождения Brent. Они имеют сложное строение и, помимо продольных разломов, осложнены поперечными нарушениями, разбивающими единые структуры на ряд блоков. Продуктивным горизонтом здесь, как и на месторождении Brent, являются среднеюрские песчаники, эффективная мощность которых составляет 100–120 м. Основной нефтегазоносный горизонт залегает на глубине 2 700 м. Два других прослоя песчаника, залегающие в интервале 2 805–2 865 м, насыщены в основном водой с небольшим количеством нефти. Извлекаемые запасы месторождения Данлин – 100–150 млн т; приблизительно столько же сосредоточено на месторождении Тистл.

Неподалеку от месторождения Brent в 1974 г. было открыто *месторождение Статфиорд* (рис. 2.8) в норвежском секторе Восточно-Шетландского трога. Это гигантское месторождение на шельфе Северного моря находится в разработке уже более 30 лет. По строению оно напоминает месторождение Brent. Здесь продуктивны средне- и нижнеюрские песчаники. Первая нефть была добыта 24 ноября 1979 г. Остаточные извлекаемые запасы хотя и невелики по сравнению с начальными запасами месторождения, но в сравнении с вновь открываемыми залежами на шельфе Северного моря выглядят впечатляюще.

Вследствие работ по ремонту скважин, дополнительному разбуриванию месторождения и применению метода попеременной закачки воды и газа нефтеотдача в целом по месторождению повысилась с запланированных ранее 48 % до текущих 66 %. Эксплуатация месторождения Статфиорд будет продолжаться вплоть до 2020 г., несмотря на некоторые сложности.

В пределах северной части Восточно-Шетландской впадины известны и более мелкие месторождения – Корморант, Алвин, Магнус и др. Их извлекаемые запасы меньше запасов описанных месторождений (за исключением месторождения Корморант), оценка которых колеблется от 13 до 100 млн т. Эти месторождения также связаны со среднеюрскими отложениями, а складки имеют блоковое строение. В южной части Восточно-Шетландского прогиба находится крупное газоконденсатное месторождение Фригг. Это большое куполовидное поднятие дотретичных пород площадью 175 км<sup>2</sup>. Продуктивным горизонтом являются песчаники палеоцена,

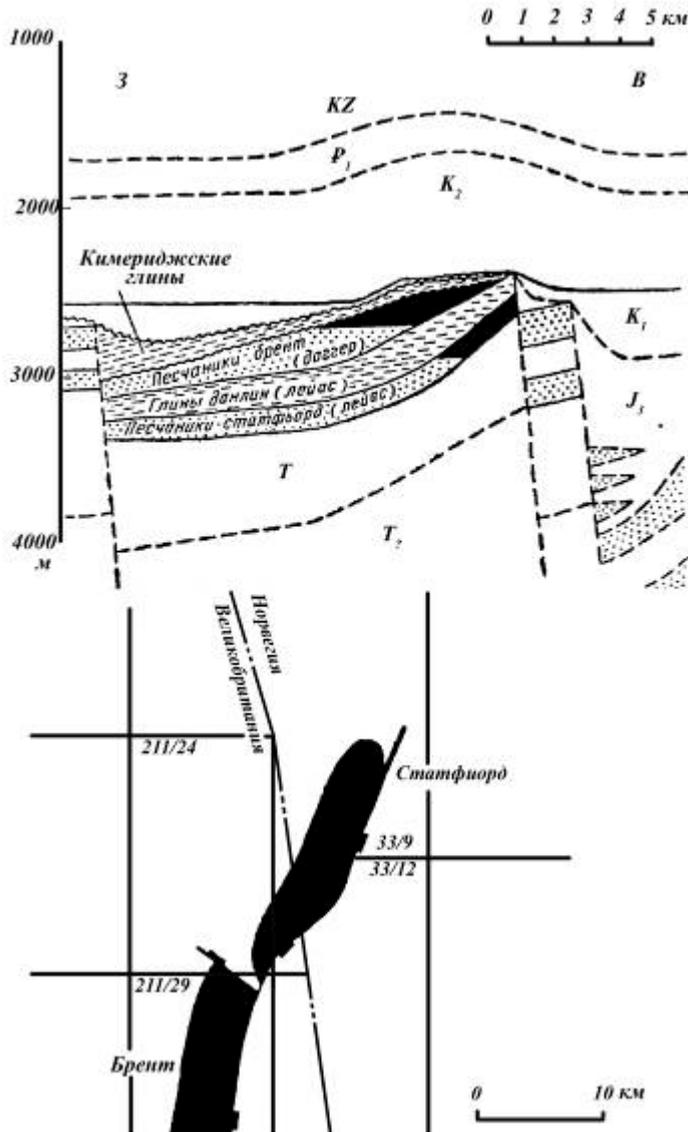


Рис. 2.8. Схема строения месторождения Статфьорд

коллекторские свойства которых близки коллекторским свойствам палеоценовых отложений месторождения Фортис. Глубина залегания продуктивного горизонта в своде структуры 1 800 м. Эффективная мощность палеоценовых отложений 130 м. Запасы газа около 300 млрд м<sup>3</sup>, газоконденсата 100 млн т. Не совсем ясно, почему в Восточно-Шетландском прогибе одни структуры являются газонасыщенными, а другие нефтенасыщенными.

ми. Возможно, газоносность поднятия Фригг обусловлена тем, что газовое месторождение расположено над зоной развития мезозойских отложений, имеющих значительную мощность и глубину погружения. Благодаря этому здесь углеводороды образуются в зоне высокого давления и находятся в газообразном состоянии. При миграции вверх они не меняют фазового состояния.

В 2004 г. добыча газа на северноморском месторождении Фригг прекращена. За 26 лет эксплуатации месторождения добыто 190 млрд м<sup>3</sup>. Истощение месторождения предсказывали еще в конце 1980-х гг., но внедрение более совершенной технологии добычи помогло продлить срок жизни месторождения. Непосредственно южнее расположено месторождение Хеймдал с продуктивными горизонтами в палеоцене. Глубина залегания продуктивного горизонта – 1 800–2 130 м, его мощность – около 180 м. Промышленные притоки газа были получены непосредственно к северу и востоку от месторождения Фригг. Таким образом, в этом районе можно ожидать открытия нескольких газовых и газоконденсатных месторождений.

В южной части Восточно-Шетландского прогиба кроме газоконденсатных открыты нефтяные месторождения. К их числу относится месторождение Берил с извлекаемыми запасами 70–80 млн т и блок 2/5 с запасами 50–70 млн т, расположенные в британском секторе. Притоки нефти были получены также в блоке 2/5 норвежского сектора, непосредственно к югу от месторождения Хеймдал.

Изложенные данные свидетельствуют, что Северное море является довольно крупной нефтегазоносной провинцией (табл. 2.3). Разведанные геологические запасы оценивались в 9,6 млрд т условного топлива (с использованием коэффициентов пересчета по угольному эквиваленту). Извлекаемые запасы составляли более 25 трлн м<sup>3</sup> газа и около 3 млрд т нефти и конденсата. Как уже указывалось, эти ресурсы сосредоточены в широком стратиграфическом диапазоне – от перми до палеогена. Стратиграфическое распределение запасов показывает, что около половины разведанных геологических запасов приурочено к юрским отложениям, приблизительно по 20 % – к пермским (ротлигендес) и палеоценовым, а остальные запасы – к верхнемеловым (датский ярус) и триасовым. Если рассмотреть распределение по площади, то видно, что более 50 % запасов нефти (геологических и извлекаемых) сосредоточено в Восточно-Шетландской впадине, наложенной на древнюю погребенную зону поднятий каледонского возраста. Около 50 % запасов газа приурочено к отложениям ротлигендеса и сосредоточено в Англо-Германской впадине. Здесь

основные наиболее крупные месторождения связаны с бортовой зоной Англо-Брабантского массива. К настоящему времени большая часть разведанных запасов углеводородов находится в британском секторе Северного моря. На него приходится около 80 % разведанных извлекаемых запасов нефти и более половины запасов газа. Затем большие темпы были достигнуты в Норвежском секторе Северного моря.

Таблица 2.3

### Запасы основных нефтяных месторождений Северного моря

Месторождения	Извлекаемые запасы, млн т	Предполагаемая годовая добыча, млн т
Брент	350	25–30
Группа Экофиск	350–400	25–45
Фортис	280	20
Найниан	270	20–25
Хаттон	110–140	10–12,5
Пайпер	100–120	10–12
Тистл	100–150	10
Данлин	100–150	7,5–12,5
Корморант	100	2,5–7,5
Арджил	30	2,0
Ок	10–20	2,5
Джозефин	30	2,0
Монтроз	80	3–5
Морин	110	7,5
Берил	70	5,0
Элвин	50–70	5,0–7,5
Блок 2/5	40–70	2,5–5,0
Статфиорд	270–410	25–30
<b>Всего</b>	<b>2460–2850</b>	<b>184,5–241,0</b>

Таким образом, данные о геологии и нефтегазоносности показывают, что Североморская мегасинеклиза, занимающая основную часть Северного моря, является сложнопостроенным шельфовым осадочным бассейном, заложенным на гетерогенном основании. В целом для осадочной толщи этого бассейна характерны:

1. Компенсированность прогибания осадконакоплением.
2. Наличие на севере впадины погребенного барьера каледонских складчатых сооружений, который отделяет осадочный бассейн Северного моря от Норвежского моря.
3. Общее погружение стратиграфических комплексов осадочной толщи вдоль оси впадины с юга на север.
4. Нарастание разреза в этом же направлении за счет более молодых отложений, что свидетельствует о постепенной миграции в том же направлении оси максимального прогибания.
5. Увеличение стратиграфического диапазона нефтегазоносности по направлению к осевой зоне впадины за счет более молодых (мезозойско-кайнозойских) отложений.
6. Приуроченность наиболее крупных скоплений нефти к району наложения Североморской синеклизы на древний порог – погребенный барьер каледонских складчатых сооружений. Наличие указанного барьера способствовало накоплению в пределах Североморской впадины мощной толщи осадков, что являлось благоприятным фактором для образования здесь нефтегазовых скоплений.

***Краткая история открытия месторождений нефти и газа на шельфе Северного моря.*** В 1960 г. в Нидерландах на суше на расстоянии 30 км от берега Северного моря было открыто уникальное газовое месторождение Гронинген с запасами 1,7 трлн м<sup>3</sup>. Именно это открытие послужило толчком к интенсивному изучению сопредельной акватории, поскольку ранее из более чем 1 500 месторождений УВ, выявленных в континентальных НГБ Центральной и Западной Европы, не было ни одного даже рядового гиганта с извлекаемыми запасами свыше 100 млн т условного топлива.

Начавшееся таким образом изучение Северного моря не имело сколь угодно целостной общей программы, было ориентировано на уже свершившиеся открытия и опиралось на: 1) результаты геолого-геофизических исследований неравномерно и в целом слабо разведанной акватории; 2) результаты нефтепоисковых работ на побережье, выявивших значительное число преимущественно мелких и в основном газовых месторождений;

3) представления о том, что в условиях относительно неглубокого морского бассейна характер нефтегазонакопления вряд ли будет существенно отличаться от установленного на побережье.

Первые скважины, пробуренные в 1961–1963 гг. на побережье и в мелководье в районе Гронингена, оказались сухими. Более успешным было бурение в открытом море в британском и немецком секторах в 1965–1966 гг.: из 28 скважин 7 оказались результативными, было открыто четыре крупных газовых месторождения, в том числе самое большое на то время газовое месторождение Леман (330 млрд м<sup>3</sup>). С 1968 г. началось бурение в нидерландском секторе, который заранее рассматривался как весьма перспективный в силу своего расположения между британским сектором, где уже были сделаны значительные открытия, и уникальным Гронингеном, однако за 5 лет 56 скважинами было открыто всего 9 газовых и 1 небольшое нефтяное месторождение. В датском секторе начиная с 1966 г. за первые 5 лет было пробурено 5 сухих скважин и только в 1971 г. открыто первое месторождение Дан (7,6 млн т). К концу 1968 г., когда продуктивность перспективных объектов в Северном море была уже доказана и стала очевидной ее преимущественно газовая направленность, несколько буровых платформ перебазировали из акватории для исследования более перспективных площадей, поскольку низкие цены на газ в Великобритании не обеспечивали высокую рентабельность освоения газовых залежей.

В 1968 г. компанией «Филипс» в центральной части моря было пробурено 7 практически сухих скважин и лишь восьмой были вскрыты несколько горизонтов нефтенасыщенных миоценовых песков. В следующем 1969 г. в километре от последней была пробурена еще одна скважина с целью прослеживания перспективных горизонтов, но она неожиданно вошла в насыщенный нефтью горизонт писчего мела мелового возраста мощностью 210 м. Несмотря на высокий дебит скважины – 1 340 т/сут, большинство нефтяников скептически отнеслись к возможности ее устойчивого фонтанирования. Так был открыт первый и крупнейший в Северном море нефтяной гигант Экофиск (486 млн т), для чего понадобилось пробурить 200 скважин в течение 8 лет.

В итоге в Северном море нефти оказалось даже больше, чем газа, а число гигантских нефтяных скоплений превысило число газовых гигантов в 1,3 раза. А. Перродон считает Северное море примером эффективных работ в очень богатой нефтегазонасыщенной провинции (плотность запасов 8 000 т/км<sup>2</sup> нефти и 7 000 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> газа): менее чем за 20 лет здесь было пробурено около 1 500 поисково-разведочных скважин, обеспечивших запасы нефти

4 000 млн т и газа 3 600 млрд м<sup>3</sup>; на одну скважину в среднем приходится более 5 млн т условного топлива открытых запасов УВ.

Правда, ранее один из пессимистов обещал выпить всю нефть, которая будет найдена в Северном море. Вероятно, он уже захлебнулся.

### 2.3. Бразильский шельф

Вплоть до конца прошлого столетия Бразилия сильно зависела от импорта нефти и нефтепродуктов. В значительной мере эта зависимость наряду с недостаточными разведанными запасами нефти – результат особенностей транспортной системы страны: 80 % грузов перевозится по автодорогам. Решение о развитии сети автострад было принято еще в 1930-е гг., когда быстро начали развиваться бразильская промышленность и соответственно внутренний рынок. Правительство сделало выбор в пользу автомобильных дорог в ущерб железнодорожному транспорту. Поэтому повышение цен на нефть странами – членами ОПЕК в 1972 г. сильно затронуло экономические интересы Бразилии. На импорт нефти приходилось свыше 40 % стоимости всего импорта страны. С 377 млн долл. в 1971 г. эти расходы увеличились до 4 млрд долл. в 1977 г. и 10,2 млрд долл. в 1980 г. Эти огромные расходы на закупку нефти способствовали увеличению дефицита внешнего торгового баланса и быстрому росту инфляции.

Страна оказалась перед выбором – либо попасть в окончательную зависимость от импорта нефти, потребность в которой возрастала по мере экономического развития, либо начать более активные разведочные работы. Выбор был сделан в пользу второго сценария. Но тут же возник весьма актуальный вопрос: есть ли в Бразилии крупные месторождения нефти? На первый взгляд крайне низкие темпы прироста достоверных запасов, практически стабильный в течение 1960–1980-х гг. уровень добычи (7–10 млн т в год), значительный рост потребления обуславливали ярко выраженную тенденцию снижения самообеспеченности страны нефтью, и открытие новых месторождений ставилось под вопрос. Государственной компании «Петробраз», несмотря на значительные средства, было не под силу активное осуществление поисковых работ на континентальном шельфе и в труднодоступных районах на севере страны. Тем не менее, средства на разведку были найдены, и постепенно Бразилия стала наращивать мощности по производству нефти, увеличивая добычу на морских месторождениях. По сравнению с 1980 г., когда добыча составляла лишь 8,9 млн т, в 2001 г. она уже достигла 56,3 млн т и продолжает увеличиваться. Страна поставила перед собой задачу достичь самообеспеченности по нефти и надеется

осуществить ее в ближайшие годы. Добыча в основном ведется на шельфовых месторождениях Атлантического побережья, а именно в бассейне Кампус (рис. 2.9).

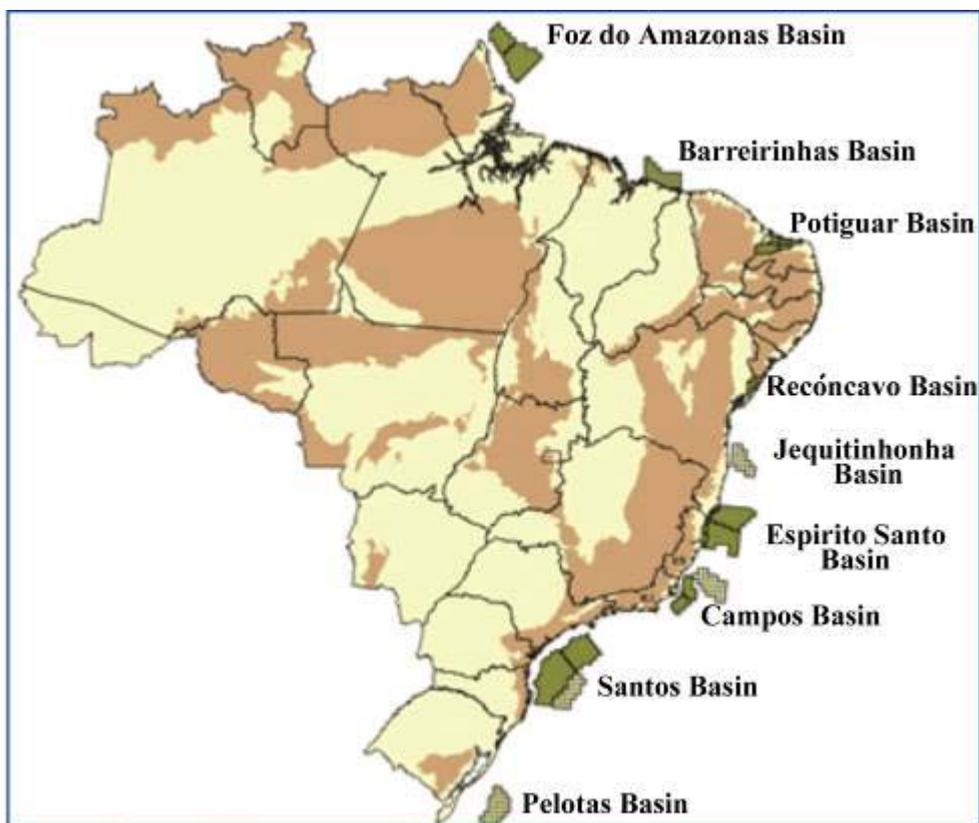


Рис. 2.9. Обзорная карта шельфов Бразилии

«Петробраз» начал работы на морском шельфе в 1973 г. Для этого в северной части страны было установлено около двух десятков платформ донного бурения. Добыча велась с глубины 30 м, что по тем временам считалось значительным достижением. Бассейн Кампус был открыт в 1974 г., после того как были разведаны новые крупные месторождения вокруг нынешней части Кампуса, участка Гароупа. Глубины здесь были 120 м, расстояние от берега – более 10 км, а продуктивность в 7 раз больше чем на месторождениях северного бассейна. На первых порах «Петробраз» использовал только иностранные технологии. Платформы устанавливались на глубинах от 120 до 200 м, максимально возможных для того времени. В 1984 г. в пределах бассейна Кампус был открыт участок Альбакора, вско-

ре поле этого – участки Марлим и Барракуда. Здесь нефть залежала еще глубже. Прежде чем приступить к разработке этих богатых участков, «Петробраз» в течение 5 лет вел исследования района, разрабатывая программу, которая позволила бы извлекать нефть со сверхбольших глубин. На эту программу потратили свыше 70 млн долл. В 1987 г. был преодолен барьер 1000 м, когда открыли высоко продуктивный участок Марлим Сул. Затем, в 1996 г. началась разведка, а вскоре и добыча на участке Ронкадор. Нефть на этих двух участках залежала на глубинах от 800 до 2 600 м.

Бассейн Кампус в настоящее время является главной нефтяной провинцией Бразилии. Он находится на атлантическом шельфе у штата Рио-де-Жанейро на юго-востоке страны и занимает 100 км<sup>2</sup> на глубинах моря от 50 до 3 400 м.

Первые платформы начали функционировать в бассейне Кампус в 1995 г. В 2000 г. на 33 продуктивных участках вели работу 32 платформы донного бурения, которые обеспечивали 71 % всей нефтедобычи Бразилии и 42 % добычи газа (рис. 2.10).

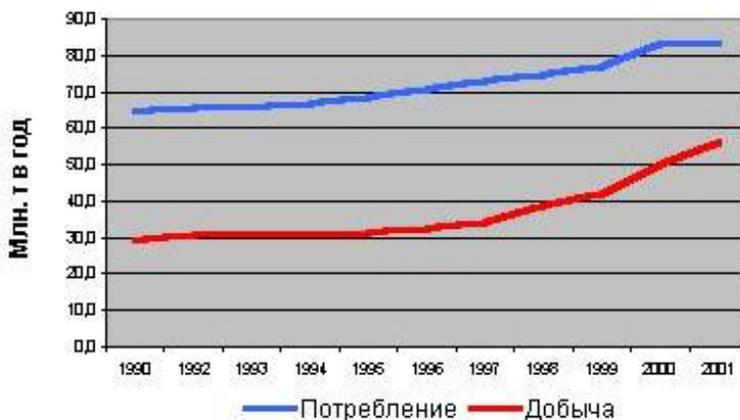


Рис. 2.10. Потребление и добыча нефти в Бразилии в 1991–2001 гг.

«Петробраз» играет важную роль в изучении и развитии технологий глубоководного бурения. Сейчас эта компания ведет разработки на 4 крупных участках (полях): Марлим, Марлим Сул, Ронкадор, Барракуда. В конце 1999 разведанные запасы нефти в Бразилии составляли 1 млрд т. Около 33 % из них залегают на морском шельфе на глубинах от 100 до 400 м. Запасы нефти, залегающие на глубинах свыше 1 000 м, классифицируются как сверхглубоководные и составляют 39 % от всех разведанных. В этом случае необходимы новейшие технологии, которые позволят вести работы в таких специфических условиях. Таким образом, свыше 70 % всех разведанных бразильских запасов нефти являются глубоководными и сверхглу-

боководными. Кроме того, по данным «Петробраз», 60 % предполагаемых запасов нефти, также находятся на глубинах свыше 400 м. Это говорит о том, что будущее нефтедобычи страны напрямую связано с развитием и совершенствованием технологий донного бурения.

Как уже говорилось, одна из главнейших задач, стоящих перед экономикой Бразилии, – достичь самообеспеченности по нефти и нефтепродуктам. Рынок страны является крупнейшим потребителем энергии в Латинской Америке. Потребление постоянно увеличивается, что связано со значительным прогрессом бразильской экономики, которая является наиболее динамично развивающейся во всем регионе. Несмотря на открытие продуктивных месторождений и увеличение добычи, «домашнее» производство нефти обеспечивает потребность внутреннего рынка не полностью, хотя, например, по сравнению с 1970 и 1980 гг., когда этот показатель не достигал и 30 %, прогресс очевиден. Пока же для удовлетворения потребностей экономики, страна вынуждена импортировать значительную часть энергии. Импорт сырой нефти и нефтепродуктов, в основном ведется из Аргентины, Саудовской Аравии и Венесуэлы.

«Петробраз» – одна из самых благополучных государственных монополий в Латинской Америке. Являясь крупнейшей фирмой Бразилии и семнадцатой по величине нефтяной компанией мира, «Петробраз» вот уже 45 лет осуществляет добычу, разведку, импортно-экспортные операции по нефти, а также владеет всеми нефтеперерабатывающими заводами страны.

«Петробраз» начинает свою историю с 3 октября 1953 г., когда был опубликован закон, устанавливающий основные принципы национальной политики в области нефти. Он определял полномочия Национального совета нефти и провозглашал создание акционерного общества «Петролео Бразильеро». Первоначальный капитал компании, который был полностью внесен государством, составил 4 млрд крузейро. Федеральному правительству, несмотря на любые увеличения доли частного капитала, принадлежали не менее 51 % голосующих акций. Также устанавливались источники финансирования «Петробраз» государством (бюджетные ассигнования, взносы штатов, муниципалитетов, сбор с владельцев автотранспорта и т. д.). Закон объявлял всю нефтяную отрасль страны стратегической и возлагал на «Петробраз» ответственность за поиск и разработку необходимых стране новых нефтяных месторождений. Старые не удовлетворяли спрос, который стал резко увеличиваться с началом эпохи индустриализации в 1950-х гг. В 1960-х гг. импорт обеспечивал свыше 70 % потребностей в нефти и нефтепродуктах. Это тормозило процессы экономического роста,

и перед страной еще более остро встали вопросы о дальнейшей ситуацией с энергоисточниками. Проблему стали решать по двум направлениям. Во-первых, было решено провести интернационализацию «Петробраз», расширить деятельность компании в странах, обладающих крупными континентальными запасами нефти, а во-вторых, обратить внимание на собственный шельф, всегда считавшийся перспективным. «Бразпетро» («Петробраз Интернасьональ») был основан в 1972 г. Сейчас эта компания работает совместно с 40 нефтяными концернами, имеет свыше 150 контрактов на разведку, разработку месторождений в девяти странах – Анголе, Аргентине, Боливии, Колумбии, Эквадоре, Ливии, Перу, Великобритании и США (табл. 2.4).

Таблица 2.4

**Деятельность филиалов «Бразпетро» в 2000 г.**

<b>Филиал</b>	<b>Страна</b>	<b>Комментарий</b>
ПАР (Петробраз Аргентина)	Аргентина	Выиграл конкурс на разработку продуктивного участка Пуэсто Суньиха в пределах континентального нефтяного бассейна Неукен
ПЕБ (Петробраз Боливия)	Боливия	Долевое участие (20 %) в разработке месторождения Монте Агудо. Долевое участие в разработке месторождения Максус (20 %), Монтеро (10 %), Иньяо (50 %)
Бразойл	Перу	Совместно с Репсол разрабатывает шельфовое месторождение Трухильо
Бразойл	Тринидад и Тобаго	Долевое участие (40 %) в разработке шельфового месторождения Блок 27
БЮК (Петробраз Ю.К.)	Великобритания	Совместно с Эджип, Филипс, Рэнджер Ойл ведет разработки на продуктивном участке Трэнч-44 в Северном море. Здесь же совместно с Бритиш Петролеум ведет разведку на четырех перспективных участках
ПАИ (Петробраз Америка)	США	Разведка на нефть и долевое участие в последующих разработках в Техасе
Бразойл	Нигерия	Заклучил договор по ведению разведки на нефть на шельфовых участках
Бразойл	Азербайджан	Ведет научные исследования на шельфе с целью последующего долевого участия в разработках

Нефтеперерабатывающая промышленность имеет очень важное значение для экономики страны. В 2001 г. на 14 нефтеперерабатывающих предприятиях Бразилии перерабатывалось около 82,8 млн т сырой нефти. Загрузка этих мощностей обеспечивается в значительной мере за счет привозной нефти. Свыше 70 % мощности нефтеперерабатывающих заводов сконцентрировано на юго-востоке, 11,3 – на юге и 1,3 % – на севере. На юго-востоке производится большая часть всех нефтепродуктов: свыше 90 % сжиженного газа, 75 бензина, 70,6 % дизельного топлива. Нефтеперерабатывающая промышленность Бразилии удовлетворяет в настоящее время около 90 % внутренних потребностей в нефтепродуктах. Большая их часть используется в качестве топлива.

В последние годы отмечается рост доли нефтепродуктов, используемых в качестве нефтехимического сырья, что отвечает мировым тенденциям в развитии нефтехимии. Основным центром нефтехимии является муниципия Кубатан в штате Сан-Паулу. Крупный нефтехимический комплекс действует на северо-востоке страны в муниципии Камасари (штат Баия). Это предприятие использует в качестве сырья природный газ. Газ штата Баия, добываемый, главным образом, в районе Реконкаву, отличается высоким содержанием в нем метана (более 85 %), что затрудняет его использование. Однако он служит хорошим исходным сырьем для получения аммония, этилена и пропилена, в которых Бразилия испытывает недостаток. В значительной мере этот недостаток восполняется этиловым спиртом, который Бразилия получает из сахарного тростника. Кроме того, действует нефтехимический завод в Риу-Гранди-ду-Сул, а также существует множество проектов строительства новых предприятий вокруг нефтеперерабатывающих заводов.

Несмотря на успешную деятельность, «Петробраз» было решено частично приватизировать. Это вызвано необходимостью получить дополнительные финансовые вливания для активизации деятельности на участках новых разработок: Кампус; Реконкаву и Сержипи-Алагоас, где возможны новые открытия продуктивных участков; Солимозс, который находится в труднодоступных районах штата Амазонас (в нем добыча уже ведется). В середине 1999 г. решено было выставить на продажу 31,7 % голосующих акций «Петробраз», что принесло Бразилии не менее 5 млрд долл. Это событие не повлекло за собой полный уход «Петробраз» из-под контроля государства, оставляя за последним большую часть пакета акций. Одновременно отмечено оживление иностранных инвесторов, готовых вкладывать деньги в нефть. В период с 1999 по 2003 гг. Бразилия планировала

привлечь значительные иностранные инвестиции благодаря лишь разгосударствлению ранее стратегической и закрытой нефтяной промышленности. Американская «Тексако» подписала контракт, по которому обязуется заплатить бразильской стороне 2 млрд долл. в течение 5 лет, взамен она получит право на совместное участие с «Петробраз» в разведке и добыче нефти на новых участках. Кроме того, в начале года «Петробраз» заключил соглашение о партнерстве в освоении новых перспективных на нефть территорий с международным консорциумом в составе аргентинского ЯПФ-Репсол, американского «Вайзер Ойл» и бразильских «Сотерп» и «Петросерв». Затем предполагалось подписать договоры с «Бритиш Петролеум» и «Эксон-Мобил». Доход бразильской стороны от этих сделок превысит 7 млрд долл. Эти контракты помогут Бразилии не только более спокойно преодолеть кризис и частично разрешить финансовые затруднения, но и увеличить обеспеченность страны нефтепродуктами, так как допущенные на внутренний, ранее закрытый нефтяной рынок небольшие частные компании могут реагировать на меняющуюся конъюнктуру более гибко и оперативно, нежели «Петробраз».

Кроме того, в Бразилии разработана крупномасштабная программа развития топливно-энергетического комплекса на перспективу. Стратегическая цель ставится такая: государственная нефтяная компания «Петробраз» должна превратиться в энергетическое предприятие, активно действующее на международной арене и занимающее лидирующее положение в Латинской Америке.

Как заявил президент «Петробраза» Анри Филипп Рейшстул, транснациональная корпорация помимо нефти и газа будет работать в области производства электроэнергии. При этом полной приватизации государственной топливной монополии не предвидится.

В ближайшей перспективе в развитие «Петробраза» предполагается произвести крупные капиталовложения – 32,9 млрд долл. Каждые 7 долларов из 10 будут инвестированы за счет собственных прибылей.

Расчет такой: на разведку и добычу нефти уйдет 68 % капиталовложений, 17 % – на ее очистку, транспортировку и коммерциализацию. Часть указанной выше суммы (14 %) будет инвестирована в проекты, осуществляемые в зарубежных странах.

Предполагается, что основным видом топлива, используемым в промышленности, будет газ. Спрос на него в Бразилии, по имеющимся прогнозам, в ближайшее время будет возрастать очень быстрыми темпами, увеличиваясь в среднем на 35 % в год.

В 2008 г. государственная компания «Петробраз» объявила об открытии крупного месторождения углеводородов, запасы которого оцениваются в 5–8 млрд барр. нефти и газа.

Запасы нефти и газа Бразилии (без учета нового открытия) оцениваются в 14 млрд барр. (2 млрд т), половина из них разведана в 2004–2008 гг. Значительная часть углеводородных ресурсов страны сосредоточена в глубоководных месторождениях шельфа. В Бразилии добывается в основном тяжелая нефть с большим количеством примесей (прежде всего серы), поэтому для производства нефтепродуктов страна вынуждена закупать легкую нефть за рубежом.

Новое месторождение, получившее название «Тупи», обнаружено на шельфе юго-восточного побережья страны. Нефтяные пласты расположены на глубине более 7 000 м: они скрыты под толщей воды (2 000 м), песка и твердой породы (3 000 м) и соляных пластов (2 000 м). Для оценки ресурсов месторождения «Петробраз» уже пробурила 15 поисковых скважин. Как отмечается в пресс-релизе компании, более половины этих скважин дали приток ценной с коммерческой точки зрения легкой нефти и значительно количества попутного газа.

Если данные о ресурсах Тупи подтвердятся, то общие запасы Бразилии возрастут на 40–50 %. Впрочем, пока неизвестно, какую долю этих углеводородных богатств удастся извлечь из недр: нефть месторождения залегает не только на большой глубине, но и под мощным соляным пластом. По данным «Петробраза», около 80 % разведанных к настоящему времени запасов углеводородов Бразилии расположены выше соляных пластов.

Разработка такого сложного месторождения, как Тупи, потребует современных технологий и серьезных финансовых затрат. Впрочем, у «Петробраза» есть все ресурсы для реализации такого проекта: компания является мировым лидером в области разработки глубоководных шельфовых месторождений углеводородов.

Между тем специалисты «Петробраза» полагают, что перспективное месторождение Тупи – это лишь часть гораздо более крупного углеводородного массива, возможно крупнейшей нефтяной провинции, сопоставимой по запасам с важнейшими нефтяными регионами мира.

Сейчас Бразилия занимает семнадцатое место в списке стран, обладающих наибольшими запасами нефти и газа в мире. Благодаря открытию страна сможет переместиться на восьмое место. Обнаружение новых запасов углеводородов дает латиноамериканской стране возможность потес-

нить на нефтяном рынке ведущих экспортеров «черного золота» – Венесуэлу и арабские страны.

Зарубежные инвесторы наверняка проявят интерес к разработке месторождений «Тупи». Сегодня в проекте разработки Тупи «Петробразу» принадлежит 65 %, британской *BG Group* – 25 %, португальской *Petrogal* – 10 %. Впрочем, Бразилия пока не торопится привлекать новых иностранных партнеров к разработке Тупи и прилегающих к нему месторождений.

До некоторого времени Бразилию не расценивали как крупного экспортера нефти и газа. Более того, эта южноамериканская страна долгое время не могла даже себя обеспечить сырьем, поэтому была импортером. Большая часть бразильской нефти залегает на большой глубине и является тяжелой, что затрудняет ее добычу и переработку. На протяжении многих лет геологоразведчики настаивали на том, что запасы углеводородов в стране огромны, а амазонские леса – вообще нефтегазовое Эльдorado, но из-за сложности проведения разведочных работ исследования практически не проводились.

Компания «Петробраз» пошла другим путем, решив профинансировать геологоразведку на морском шельфе. И вот в конце 2007 г. весь мир узнал о новых бразильских месторождениях высококачественной легкой нефти и природного газа. Новые месторождения позволят Бразилии достичь объемов добычи, сравнимых с Венесуэлой и Саудовской Аравией. Его потенциальный запас, по оценкам, составляет около 40 % всей когда-либо обнаруженной в Бразилии нефти.

Однако это не единственные достижения бразильской нефтяной промышленности. Только в 2007 г. страна ввела в строй шесть новых платформ. Обнаруженные запасы смогут полностью удовлетворить запасы страны, но, чтобы стать экспортером, Бразилии надо продолжать разведку нефти в глубоководной части своих акваторий.

В последние десятилетия нефтехимическая промышленность Бразилии пережила бурный рост. Гигантские месторождения Басиа дос Кампос в штате Рио-де-Жанейро, чья оценочная мощность составляет 1,3 млрд барр. нефти, и Басиа дос Сантос мощностью 700 млн барр. нефти удовлетворяют более половины всех потребностей страны. При продолжении активной геологоразведки на морском шельфе и в бассейне Амазонки есть вероятность обнаружить крупные залежи углеводородов. С учетом последних открытий страна рассчитывает увеличить запасы углеводородов более чем на 50 % и войти в первую десятку мировых лидеров по запасам нефти и газа.

Еще один важный энергетический сектор для Бразилии – это добыча природного газа. В 2007 г. в стране было добыто более 12 млрд м<sup>3</sup> природного газа. Потребление же его внутри страны приблизилось к отметке в 20 млрд м<sup>3</sup>. Недостающие объемы Бразилия закупала в Боливии и Аргентине.

Однако в конце 2007 г. компания *Petroleo Brasileiro SA* объявила о новом газовом месторождении недалеко от Рио-де-Жанейро. По данным компании, эта находка по масштабам сопоставима с обнаруженным в ноябре 2007 г. нефтяным месторождением Тупи, резервы которого оцениваются в 5–8 млрд барр. Газ находится на глубине 5,1 тыс. м в 37 км к западу от Тупи. Площадь месторождения, названного «Юпитер», составляет 1 290 км<sup>2</sup>, однако пока рано говорить о его запасах. На изучение месторождения понадобится около двух лет, и в случае подтверждения коммерческой целесообразности добычи там начнется разработка, но не ранее чем в 2014 г. Директор по добыче *Petroleo Brasileiro SA* Гуильермо Эстрелла считает, что благодаря обнаружению этого месторождения Бразилия сможет отказаться от закупок газа в других странах. Но для полной энергетической независимости и экономически эффективной системы газоснабжения Бразилии требуется современная система газопроводов.

#### 2.4. Вьетнамский шельф

Уникальность вьетнамского шельфа – открытие крупных месторождений в гранитах.

Нефтегазовая отрасль Вьетнама очень молода. Еще до гражданской войны некоторые американские компании, например *Mobil*, безуспешно пытались найти во Вьетнаме нефть. Советские нефтяники впервые применили здесь практику бурения не на 500–600 м, как это делалось обычно, а на 3 000 м, пытаясь обнаружить запасы нефти и газа в глубинных породах.

В 1983 г. при непосредственной помощи Советского Союза на шельфе было открыто первое значительное нефтяное месторождение Баххо (*White Tiger* – «Белый тигр»). Его промышленная эксплуатация началась в 1986 г. Первая газовая скважина была заложена в этом же районе и дала результат в 1994 г. В результате интенсивных геологоразведочных работ за 12 последующих лет было установлено, что недра Вьетнама обладают достаточно высоким потенциалом для того, чтобы обеспечить страну энергоресурсами и позволить ей выйти на мировой рынок нефти в качестве экспортера. По данным *BP Amoco Statistical Review of World Energy* за 2001 г., подтвержденные запасы нефти на континентальной и шельфовой частях террито-

рии СРВ оцениваются в 100 млн т, а природного газа в 190 млрд м<sup>3</sup> (рис. 2.11).

В настоящее время в СРВ существует пока только нефтегазодобывающая промышленность, и руководство страны настойчиво проводит линию на создание перерабатывающих предприятий. Под каждый предложенный проект объявляются международные торги. Победитель заключает соглашение о разделе продукции (СРП). Вьетнам предоставляет свои землю и ресурсы, иностранный партнер – оборудование и технологию под конкретный проект. После этого происходит раздел произведенной продукции в процентном соотношении согласно подписанному договору, причем если раньше иностранному партнеру допускалось иметь в своем распоряжении не более 15–20 % акций совместного предприятия, то теперь разрешено обладание пакетом в 50 %. Возможно также погашение стоимости амортизации оборудования, принадлежащего фирме-партнеру, добытой нефтью.



Рис. 2.11. Карта шельфа Вьетнама с расположением месторождений углеводородов (Аршев, 2003): 1 – зоны спрединга; 2 – изобаты морского дна, м; категории перспектив нефтегазонасности Меконгского НГБ: 3 – среднеспективные; 4 – высокоперспективные; 5 – месторождения нефти

Так, государственная компания *PetroVietnam* заключила уже более 30 контрактов на общую сумму свыше 2 млрд долл. с ведущими зарубежными фирмами: *Unocal*, *Mobil*, *Conoco*, *British Gas*, *British Petroleum*, *Statoil*

(Норвегия), *Petronas* (Малайзия), *Anzoil* (Австралия – Новая Зеландия), *Idemizu* (Япония) и *Shell*.

**Советско-российско-вьетнамское сотрудничество.** На вьетнамском рынке функционируют два совместных предприятия: *VietSovpetro* (50/50) и *VietRoss*. При их непосредственном участии начато строительство крупного нефтеперерабатывающего завода и 800-километрового нефтепровода в районе Дункуат (провинция Куангнгай), стоимость проекта – 1,3 млрд долл. Мощности завода должны покрыть 65 % потребностей страны в таких нефтепродуктах, как пропилен, сжиженный попутный газ, дизельное и авиационное топливо. Срок действия соглашения – 25 лет. Фактическим монополистом на нефтяном рынке Вьетнама является российско-вьетнамское СП *VietSovpetro* – на его долю приходится 90 % добываемой в стране нефти. Вьетнамцы не делали попыток свернуть сотрудничество, наоборот, намерены расширять его.

*VietSovpetro* было создано 20 лет назад, когда было подписано соглашение между «Зарубежнефтью» и госкомпанией *PetroVietnam* о начале разработки при содействии советской стороны нефтяных месторождений на шельфе у берегов Южного Вьетнама. В 1986 г. месторождение с экзотическим названием «Белый тигр» дало первую нефть. Сейчас среднегодовой объем добычи нефти составляет 13 млн т, темпы роста – 15 % в год. По планам руководства СП, в ближайшее десятилетие этот показатель возрастет до 20–22 млн т. *VietSovpetro* на сегодня является крупнейшим и наиболее успешным в стране совместным предприятием с иностранным участием. При создании СП в 1981 г. его уставный фонд был определен в 1,5 млрд долл., а в настоящее время основной капитал равен 2,8 млрд долл. Общая выручка от продажи сырой нефти за 1991–1998 гг. превысила 7,5 млрд долл., значительная часть которых пополнила государственные бюджеты СРВ и России.

Для работы на шельфе Советский Союз специально построил во Вьетнаме базу по строительству буровых платформ (всего их у *VietSovpetro* двенадцать). Типичный проект социалистического хозяйствования оказался рентабельным и в рыночных условиях. Если иностранные компании вынуждены транспортировать свои платформы на расстояния в тысячи километров, то *VietSovpetro* собирает их на месте, причем и для других стран региона, к примеру, Малайзии, и даже по заказам американских и британских компаний. Не без посредничества «Зарубежнефти» во Вьетнаме появилось и ОАО «Газпром». Речь идет о планах освоения на шельфе Центрального и Северного Вьетнама газового месторождения с запасами, по

предварительным оценкам, в 700 млрд м<sup>3</sup>. Работа российского газового монополиста во Вьетнаме начинается, как и в случае с *VietSovpetro*, с создания совместного предприятия. Новая компания в первую очередь займется поставками газа вьетнамским потребителям, однако не исключен и его дальнейший экспорт в соседние страны, например в КНР.

Несомненно, вьетнамским нефтегазовым потенциалом интересуется не только Россия. Недавно британская *British Petroleum*, индийская *ONGC* и норвежская *Statoil* подписали соглашение с правительством Вьетнама о разработке месторождения природного газа на шельфе страны. В течение 20 лет компании обязуются поставлять газ на три вьетнамские электростанции и вложить в его добычу и транспортировку около 1,5 млрд долл. Однако российская сторона не считает, что ее интересы могут быть ущемлены. Позиции России во Вьетнаме очень сильны. Тем не менее, нынешняя ситуация свидетельствует о том, что российская сторона должна осуществлять активную и разумную политику. Тем более что без обновления ресурсной базы через пять лет добыча *VietSovpetro* может существенно сократиться.

Уверенность России придает и еще один факт. Недавно стороны подписали документы, согласно которым в течение 23 лет Вьетнам должен выплатить России (на принципах Парижского клуба кредиторов) 1,7 млрд долл. При этом стороны договорились, что долг Вьетнама следует гасить вложениями в крупные межгосударственные проекты, в том числе и нефтегазовые.

**Нефтегазовые месторождения и их использование.** На сегодняшний день в стране разведано 10 основных пластов залегания углеводородов, на четырех из них подтверждено наличие нефти и газа (дельты рек Красная, Меконг, Южный Коншон, Тхотю). Особое внимание уделяется разработке газовых месторождений на шельфах Тонкинского и Сиамского заливов. Шельфовая зона Вьетнама составляет 327,9 тыс. км<sup>2</sup> и на ней в настоящее время разрабатываются пять основных нефтяных полей: Баххо (*White Tiger*) – с 1986 г., в 150 км юго-восточнее города Вунгтау, объемы добычи – 7 млн т в год с перспективой увеличения производительности до 8,5 млн т в 2000 г. и до 13 млн т к 2005 г.; Дайхунг – с 1994 г., производительностью 565 тыс. т в год; Ронг – с 1994 г., производительностью 475 тыс. т в год; Бунгкеква – 755 тыс. т в год; Рангдонг – с перспективой до 12,1 млн т в год.

Однако пока существуют противоречия (взаимные претензии) с Китаем по поводу принадлежности Парасельских о-вов, о-вов Спратли и приле-

гающих к ним участков шельфа, а также шельфа северной части залива Бакбо (Тонкинского) и спорной акватории в Сиамском заливе, на которую претендует Малайзия, разведка и промышленная разработка около половины перспективной нефтегазоносной площади остается весьма проблематичной.

Первое газовое месторождение Баххо начало давать отдачу в 1994 г. (совместная компания *PetroVietnam-Hyundai*), за ним последовали открытое в 1970 г. месторождение Тьенхай (с производительностью 110 млн м<sup>3</sup> в год) и Намконшон. Общие подтвержденные запасы природного газа составляют 190 млрд м<sup>3</sup>, а прогнозируемые – 325 млрд м<sup>3</sup> (по данным *US Energy Information Administration* на декабрь 1998 г.). К концу 2000 г. Вьетнам увеличил производство газа до 3–4 млрд м<sup>3</sup>. При содействии американского концерна *Mobil* был разработан генеральный план развития газовой промышленности на период до 2010 г.

Рост объемов добычи газа связывается с дальнейшим развитием электроэнергетической сети страны. Сооружается крупнейшая работающая на газе электростанция Фуму, общая мощность которой к 2010 г. достигнет 3 600 МВт. Рассматривается возможность строительства ряда химических предприятий, использующих природный газ в качестве исходного сырья.

Как известно, ранее корейские компании в сотрудничестве с иностранными партнерами обнаружили месторождение нефти у берегов Вьетнама. Это месторождение, находящееся на глубине 47 метров, в 180 километрах к северо-востоку от города Хошимина, предположительно располагает запасами нефти в 570 млн барр. Планировалось, что чистый доход корейских компаний составит не менее 800 млн долл., включая все инвестиционные затраты. В консорциуме, созданном для поиска и разработки вьетнамских нефтяных месторождений, Корейская национальная нефтяная корпорация и корпорация SK имеют соответственно 14,25 и 9 % акций, американская компания *Copoco* – 23,25 % акций. Остальную часть акций контролируют *PetroVietnam* – 50 % и *Geopetrol* – 3,5 %. Первое бурение в районе найденного месторождения было проведено в августе 2000 г., а дополнительное, проверочное – в мае 2001 г. Благодаря участию корейских фирм в этом проекте Корея сможет получать в сутки около 28,6 тыс. т, или 10 % необходимой ей сырой нефти из Вьетнама, что в значительной степени сократит ее зависимость от поставок нефти с ближневосточных месторождений. Сейчас Корея вынуждена импортировать 77 % сырой нефти из района Персидского залива.

**Геология и геологоразведочные работы.** Акватория шельфа юга СРВ, где проводило геологоразведочные работы СП «Вьетсовпетро», приурочена к Кыулонгской и Южно-Коншонской впадинам, разделенным поднятием Коншон. Это область молодого прогибания, характеризующаяся накоплением мощной толщи терригенных и хемогенно-терригенных отложений олигоцен-плиоценового возраста. Среди них достаточно широко распространены тела эффузивных пород. В наиболее погруженных участках впадин предполагается наличие более древних палеогеновых отложений. Отложения залегают на эрозионной поверхности гетерогенного кристаллического фундамента, сложенного гранитоидами различного состава. Возраст пород фундамента, по имеющимся ограниченными данным, поздне триасовый – раннемеловой.

Геологическое изучение шельфа Южного Вьетнама началось с конца 1960-х гг. фирмами *Mandrel, Shell, Mobil Oil, Marathon, Pecten*, а позже *Deminex, Agip, Bow Walley* и др. В пределах акватории деятельности СП «Вьетсовпетро» были проведены аэромагнитные исследования, отработано около 30 тыс. км региональных и детальных сейсмических профилей, пробурено девять поисковых скважин.

Планомерные работы по освоению ресурсов нефти и газа континентального шельфа юга СРВ начались в 1981 г. после создания СП «Вьетсовпетро». Акватория деятельности СП охватывала семь блоков шельфа общей площадью около 50 тыс. км<sup>2</sup>. Она включала практически всю Кыулонгскую впадину и северную часть Южно-Коншонской. По предварительной оценке, потенциальные геологические ресурсы углеводородов этой акватории по осадочному разрезу в объеме нижнего олигоцена и нижнего миоцена составляли 6 200 млн т условного топлива (извлекаемые – около 1 800 млн т). В последующем площадь деятельности СП была ориентирована на ускоренную разведку и разработку месторождения Белый Тигр. Это был исключительный объект с наличием нефти в гранитном фундаменте под палеогеновыми отложениями. Такое открытие в практике нефтегазовых работ считается революционным. После этого из сферы работ СП были исключены акватории, содержащие почти 60 % начальных ресурсов по Кыулонгской впадине и полностью – по Южно-Коншонской. Тем не менее, к 1996 г. СП выполнено 63,4 тыс. км сейсмических исследований, в том числе 15 тыс. км – пространственных (трехмерных). Пробурено 34 поисковых и разведочных скважин, из 28 получены притоки нефти и газа. Открыто 7 месторождений, из них три: Белый Тигр, Дракон и Дайхунг относятся к категории крупных. Прове-

ден большой объем научно-исследовательских работ по изучению геологического строения и нефтегазоносности региона.

Основным районом работ СП является Кыулунгская впадина площадью около 30 тыс. км<sup>2</sup>. Со стороны материка она ограничивается моноклиной Чатан, на юго-востоке – поднятием Коншон. В пределах впадины выделяются Центрально-Кыулунгская и Южно-Кыулунгская мульды, разделенные Центральным поднятием. В мульдах поверхность фундамента находится на глубине 6,5–8 км, в наиболее приподнятых блоках Центрального поднятия – на глубине 2,5–3 км. Характерной чертой геологического строения впадины является наличие крупных, протяженностью несколько десятков километров и амплитудой до 1 500–1 600 м конседиментационных сбросов и сброс-сдвигов, а также многочисленных более мелких нарушений. Сбросы северо-восточного простирания обусловили образование высокоамплитудной горстовой структуры Белый Тигр – главного элемента Центрального поднятия. В пределах Кыулунгской впадины выявлено значительное число антиклинальных структур, образовавшихся в результате разнонаправленных подвижек блоков фундамента. Широко распространены структуры неантиклинального типа, связанные с литологическими замещениями, выклиниваниями, прилеганиями к фундаменту песчано-алевролитовых горизонтов, а также с внутрiformационными размывами.

В Южно-Коншонской впадине «Вьетсовпетро» проводила работы только в пределах северной части, на структурах Дайхунг и Тханьлонг. Первая соответствует высоко поднятому блоку фундамента (поверхность его находится на глубине 2 600 м), на второй кристаллические образования предполагаются на глубине более 6 000–7 000 м.

В соответствии с существовавшими представлениями о геологическом строении и нефтеносности Кыулунгской и Южно-Коншонской впадин первые поисковые скважины бурились в сводовых частях наиболее крупных и приподнятых антиклинальных структур. Вначале основными объектами поисков были терригенные отложения нижнего олигоцена и нижнего миоцена. Образования кристаллического фундамента как перспективные не рассматривались. В поисковое бурение последовательно вовлекались структуры Центрального поднятия, моноклинали Чатан, Южно-Коншонской впадины и Приконшонской моноклинали. Это позволило аргументированно оценить промышленный потенциал значительной части акватории деятельности СП «Вьетсовпетро».

Первыми поисковыми скважинами были получены различные притоки нефти и открыты месторождения Белый Тигр (1984 г.), Дракон (1985 г.),

Тамдао и Дайхунг (1988 г.), Бави и Баден (1989 г.), Волк (1990 г.). На всех месторождениях, кроме месторождения Тамдао, продуктивными оказались отложения нижнего олигоцена и нижнего миоцена; на месторождении Тамдао незначительный приток нефти был получен из фундамента.

В связи с открытием в 1988 г. на месторождении Белый Тигр уникальной залежи в фундаменте объективно изменились направления поисков и разведки.

Главным открытием СП «Вьетсовпетро» является месторождение Белый Тигр, крупное по запасам и уникальное по геологическому строению и нефтегазосности. Здесь сосредоточенно примерно 70 % начальных геологических запасов категорий  $C_1+C_2$ . Оно характеризуется большим объемом нефтенасыщенных гранитоидов, высотой залежи фундамента не менее 1 300 м, большой накопленной добычей безводной нефти. Скважины здесь пробурены до глубины 5 014 м, однако даже на этих отметках подошвенная вода не обнаружена. Продуктивны также отложения нижнего и верхнего олигоцена и нижнего миоцена. Структура Белый Тигр представляет собой крупное горст-антиклинальное поднятие, образованное продольными конседиментационными сбросами северо-восточного простирания. Амплитуда их по поверхности фундамента достигает 1 500–1 600 м. Месторождение Белый Тигр уже достаточно хорошо разведано.

Месторождение Дракон расположено близко от месторождения Белый Тигр и сочленяется с ним кулисообразно. Месторождение приурочено к сложнопостроенной структуре и состоит из двух разобщенных частей, не имеющих общего контура нефтеносности ни по одной залежи. Условно к месторождению Дракон отнесены небольшие локальные структуры, связанные с приподнятыми блоками фундамента на Приконшонской моноклинали.

Несмотря на то что структура Дракон, как и Белый Тигр, расположена в пределах Центрального поднятия, строение их существенно различается – структура Дракон не является горстом, здесь отсутствуют продольные разрывы. Строение осадочной толщи на обоих месторождениях примерно одинаковое. На месторождении Дракон стратиграфический диапазон продуктивности такой же, как и на месторождении Белый Тигр, однако запасы его значительно меньше. Основная часть их сосредоточена на центральном участке (скв. 16–109) и приурочена к отложениям нижнего миоцена. Залежи представляют собой сложнопостроенные тела, состоящие из переслаивающихся маломощных проницаемых песчано-алевролитовых и глинистых прослоев. Образования фундамента до самой поверхности водоносны.

На северо-восточном участке (скв. 3–7) промышленные потоки нефти и газа получены из отложений нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена, незначительный приток нефти из образований фундамента, где залежь нефти подстилается водой.

Присводовая часть месторождения Дракон достаточно хорошо разведана, потенциал ее достоверно оценен. Основные перспективы поисков новых залежей здесь связывают с отложениями нижнего олигоцена, развитыми в пределах обширного восточного крыла структуры. По имеющимся геолого-геофизическим данным, толщина их значительно больше, чем на участках, изученных бурением. Здесь развиты многочисленные ловушки неантиклинального типа, тектонически и литологически экранированные, прилегания к поверхности фундамента, под поверхностями размывов (несогласиями).

На других локальных структурах (блоках) Приконшонской моноклинали пробурено по одной-две скважины. В скв. 11 высокодебитные притоки нефти получены из гранитоидов фундамента и отложений нижнего олигоцена, в скв. 14 – из образований фундамента; нижнеолигоценые отложения в своде структуры размыты.

Разведанность ресурсов в целом по СП «Вьетсовпетро» достаточно высокая – запасы категории С<sub>1</sub> составляют 61,5 %, а категории С<sub>3</sub> – лишь 18,1 %. С учетом этого показателя, а также ограниченной площади деятельности предприятия и имеющейся по ней геолого-геофизической информации, можно констатировать, что нет оснований для прогнозирования открытия здесь новых месторождений, значительных по запасам. Вместе с тем, имеющиеся нелокализованные перспективные ресурсы категории С<sub>3</sub> на месторождении Дракон позволяют надеяться на открытие нескольких месторождений (залежей) – спутников, возможно, рентабельных для разработки. Реальной базой для увеличения промышленных запасов являются запасы категории С<sub>2</sub>.

В СП «Вьетсовпетро» разработана программа геологоразведочных работ. Определяется она фактическими результатами геологоразведочных работ по изучению нефтеносности отдельных участков и продуктивных комплексов месторождений; величиной и структурой неразведанных запасов и ресурсов категорий С<sub>2</sub> и С<sub>3</sub>; технико-экономическими возможностями предприятия. В соответствии с указанными факторами сформулированы два основных направления геологоразведочных работ.

1. Доразведка уже открытых залежей нефти и поиски новых на наиболее перспективных объектах (участках, блоках) месторождения (площади)

Дракон. Для реализации этого направления планируется бурение нескольких скважин на периферийных участках структуры Дракон. Это позволит перевести в категорию С<sub>1</sub> не менее 50 % запасов категории С<sub>2</sub> и около 30 % ресурсов категории С<sub>3</sub>.

2. Доразведка Южного свода месторождения Белый Тигр и поиски новых залежей в отложениях олигоцена и образованиях фундамента в отдельных его блоках. Для его реализации планируется бурение дополнительных скважин.

Выполнение указанной программы позволит укрепить ресурсную базу добычи нефти на ближайшие годы. Обеспечение же более далекой перспективы деятельности совместного предприятия требует принципиально новых решений.

**Концепции образования уникальных залежей в гранитоидах.** Начальные геологические запасы залежи фундамента месторождения Белый Тигр ранее оценивались в 600 млн т, а олигоценовых отложений – 150 млн т, что в сумме составляет более 750 млн т нефти. Расчеты показывали, что при реализации генерационного потенциала олигоценовых отложений в пределах нефтесборной площади вокруг месторождения Белый Тигр могли сформироваться залежи нефти лишь в самом олигоценовом комплексе.

Полученные данные опровергают устоявшиеся традиционные представления о механизме формирования залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр только за счет ресурсов олигоценовых отложений. По-видимому, в гранитном фундаменте сосредоточены собственные дополнительные УВ-источники для накопления нефтяной залежи в реальных параметрах.

Многие исследователи отмечают, что формирование УВ-скоплений в фундаменте платформенных областей могло происходить как за счет притока углеводородов из прилегающих осадочных толщ, так и за счет собственного углеводородного потенциала фундамента. Большинство гранитоидов, слагающих фундамент платформенных областей, а также весь «гранитный» слой земной коры имеют не столько магматическое, сколько метаморфическое происхождение. Образование гранитных пород могло происходить в зонах субдукции при погружении океанической плиты под островную дугу или под активную окраину континента. Базальтовая кора океанов вместе с пелагическими осадками попадает на значительные глубины со все возрастающими температурой и давлением. Под действием этих факторов породы фундамента и осадочного покрова постепенно теряют связанную воду, избыточный кремнезем, щелочи, литофильные эле-

менты. Происходит процесс дегидратации океанической коры по сложной многоступенчатой реакции. Высвобождающаяся вода представляет собой водяной пар, обладающий очень высоким щелочным резервом.

Таким образом, с одной стороны, горячий водоминеральный поток выносит избыточное тепло из зон субдукции, а с другой – насыщает породы литосферы богатыми кремнеземом и щелочами флюидами. В результате земная кора обогащается оксидами калия, натрия, алюминия, кремния и другими соединениями, типичными для «гранитного» слоя. В итоге это и приводит к процессам гранитизации и появлению андезитового магматизма.

С предлагаемой моделью генезиса гранитоидов тесно увязывается и механизм насыщения нефтидным флюидом кристаллических пород фундамента. В первичных осадочных комплексах (юрского, мелового и раннепалеогенового возраста), участвовавших в процессах аккреции, гранитизации и образовании «гранитной» коры Зондского шельфа, содержалось и рассеянное органическое вещество. Термальный водоминеральный поток оказывал температурное и метасоматическое воздействие на вышерасположенные осадочные толщи. При этом частично органическое вещество (ОВ) переплавлялось в субмагматических очагах, но его большая масса вполне могла сохраниться и стать основой для образования различных типов нефтидогенерирующих систем:

- твердоуглеродистые, антраксолитоподобные скопления;
- дисперсно-рассеянные, сорбированные, легкие;
- капсулированные газожидкие УВ ( $C_2 - C_6$ ) и др.

Таким образом, практически одновременно с формированием «гранитного» слоя коры Зондского шельфа возникают и УВ-флюиды, включающиеся в общий водоминеральный поток, вместе с которым они и попадают в осадочные породы островной дуги.

Важным аргументом в пользу выдвигаемой идеи является обнаружение УВ-газов в пузырьках, капсулированных в гранитах этого региона. Специальными исследованиями, проведенными во ВНИИгеоинформсистем, были выделены и проанализированы газожидкие флюиды, образующие включения в образцах фундамента месторождений Белый Тигр и Дракон. Выделялись и анализировались лишь флюиды закрытых пустот, которые можно было получить только при механическом разрушении образца в условиях глубокого вакуума. Эти флюиды капсулированы в капиллярах, каналах роста минералов, пустотах специфических минеральных структур в виде обособленных включений (вакуолей).

Суммарное содержание флюидов во включениях колеблется в весьма широких пределах – от 8 до 180 см<sup>3</sup>/кг породы, среднее содержание составляет около 30 см<sup>3</sup>/кг породы. В их составе преобладают водород и метан. Подсчеты по всем типам пород показывают, что в среднем содержание метана в одном образце составляет 14,66 см<sup>3</sup>/кг породы, а водорода – 9,87 см<sup>3</sup>/кг породы.

Во включениях наблюдается сравнительно высокое содержание УВ-газов С<sub>2</sub> – С<sub>6</sub> и выше. Так, в граните, поднятом с глубины 4584,1 м (скв. 442 Белый Тигр), содержание С<sub>4</sub>Н<sub>10</sub> достигало 11,6 см<sup>3</sup>/кг, С<sub>5</sub>Н<sub>12</sub> – 11,2, С<sub>6</sub>Н<sub>14</sub> – 11,9 см<sup>3</sup>/кг породы. Это указывает, по мнению московских исследователей, на то, что первоисточником УВ могли быть осадочные породы, как участвовавшие в перекристаллизации и гранитизации, так и затягивавшиеся в зоны субдукции. Возникал своеобразный водоминеральный поток, насыщенный и УВ-газами. Последние могли быть захвачены и капсулированы в вакуолях гранитизировавшихся пород.

Если принять, что среднее содержание УВ-газов равно 15 см<sup>3</sup>/кг, то в 10-километровом «гранитном» слое коры только Кыулонгской впадины площадью 20 тыс. км<sup>2</sup> содержится в рассеянном виде порядка 10 трлн м<sup>3</sup> углеводородных газов, преимущественно метана.

Участие углеводородного флюида в «газовом дыхании» земных недр и, как следствие, капсулирование углеводородных газов в виде включений в микротрещины пород, минералы фундамента, отмечено рядом исследователей и для других регионов древних и молодых платформ.

В результате движения углеводородного потока снизу вверх на месторождении Белый Тигр отмечается четко выраженная вертикальная зональность в распределении нефтей: легкие нефти в фундаменте и нижнеолигоценых отложениях, более тяжелые – в верхнеолигоценых и нижнемиоценовых породах. Такая зональность объясняется тем, что процесс образования нефтей происходит в фундаменте и в настоящее время. Приход новых, свежих порций «разбавляет» нефти, делает их относительно легкими, тогда как расположенные выше по разрезу нефти верхнего олигоцена – нижнего миоцена, не связанные с этим источником, утратили часть своих легких фракций.

Обобщая приведенные доводы, можно высказать предположение о том, что в период формирования «гранитного» слоя за счет гранитизации первично-осадочных толщ происходил процесс трансформации рассеянного ОВ в УВ нефтяного ряда. В условиях жесткого термобарического режима генерировались легкие УВ-фракции, которые и составили основу нефтяной за-

лежи в фундаменте месторождений Белый Тигр и Дракон. Кроме того, УВ-флюиды, поднимающиеся из зон поддвига вместе с водоминеральным потоком, при изменении термобарических условий оседали в магматических и осадочных породах. По трещинам и другим каналам жидкие УВ фундамента могли проникать в нижнеолигоценые отложения.

Если принять изложенную идею об образовании нефти в породах фундамента Зондского шельфа, то потенциальные ресурсы нефти месторождения Белый Тигр значительно возрастут. Кроме того, предлагаемый механизм нефтегазообразования может быть распространен и на соседние структуры, расположенные в ареале действия рифтов или зон поддвига и имеющие аналогичные месторождению Белый Тигр геологические условия.

Как уже упоминалось, в 1988 г. в трещиноватых гранитоидах мезозойского фундамента Кылулонгской впадины было открыто уникальное нефтяное месторождение Белый Тигр. Оно имеет доказанную толщину более 1 600 м и объем нефтенасыщенных гранитоидов 88,2 млрд м<sup>3</sup>. Это открытие активизировало поисково-разведочные работы на образования магматогенного фундамента на шельфе Вьетнама и в регионе в целом, и в других районах мира.

Несмотря на наличие в мире нескольких сотен месторождений, приуроченных к магматогенным и метаморфическим породам фундамента, месторождение Белый Тигр является уникальным как по запасам, так и по уровням добычи. За 13 лет разведки и разработки залежи нефти в фундаменте месторождения добыто уже около 100 млн т.

Меконгский НГБ (особенно Кылулонгская впадина) является первым районом на шельфе Вьетнама, где из трещиноватых гранитоидных выступов фундамента были получены мощные фонтаны нефти. На месторождении Белый Тигр с глубины 3 150 м был получен фонтан нефти с дебитом около 2 830 т / сут.

Напомним, что фундамент Белого Тигра представляет собой крупное горст-антиклинальное поднятие сложного строения, размером 22×9 км. Оно состоит из трех сводов – Южного, Центрального и Северного. Структура разбита серией разломов, в основном, субмеридионального простираения и подчиненных субширотных разломов. В настоящее время на фундамент пробурено более 120 разведочных, добывающих и нагнетательных скважин, которые дают более 90 % общей добычи нефти на месторождении (рис. 2.12).

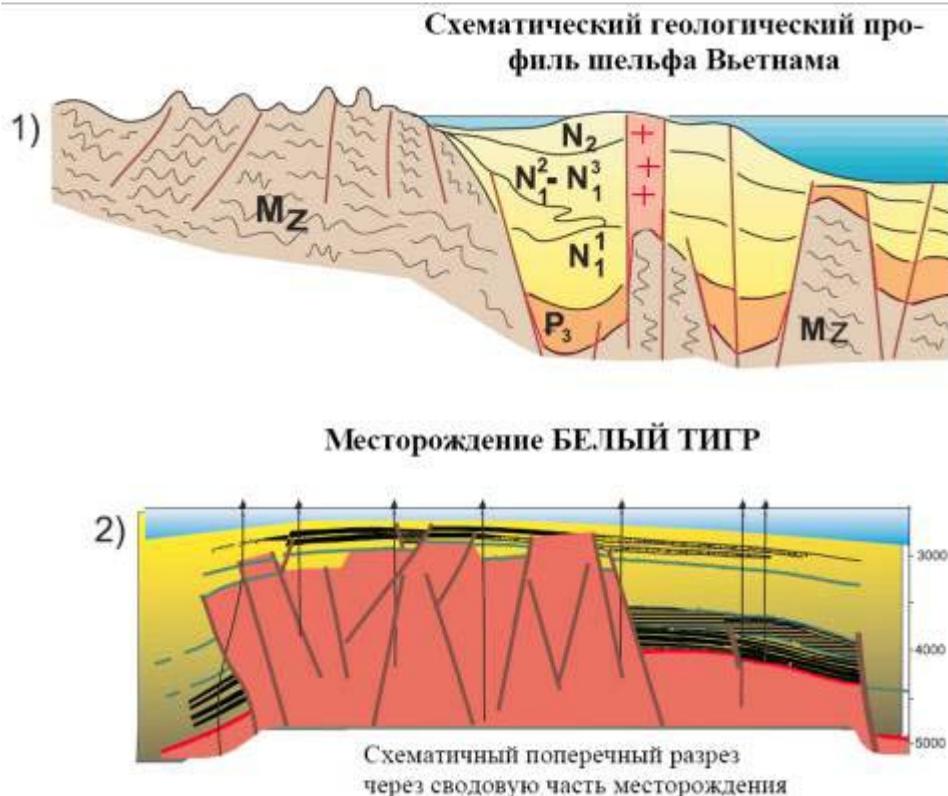


Рис. 2.12. Геологический профиль шельфа Вьетнама (Аршев, 2003):

1 – геологический профиль шельфа Вьетнама, иллюстрирующий гранитоидные выступы фундамента; 2 – схематический профиль месторождения Белый Тигр

Большинство скважин на Белом Тигре, пробуренных на фундамент, являются высокодебитными (дебиты более 1 000 т/сут.). Вскрытая толщина магматических пород фундамента достигает 2 000 м. Нижняя граница залежи установлена условно до абсолютной глубины 5 014 м. Нефте содержащими являются трещиновато-кавернозные коллектора, пустотность которых представлена макро- и микротрещинами, изометрическими кавернами и пустотами матрицы. Уникальность месторождения Белый Тигр заключается, прежде всего, в большой мощности продуктивного разреза, в котором нефте содержащими являются в первую очередь молодые поздне меловые гранитоиды.

По минеральному составу разрез интрузивного массива Белый Тигр представлен гранитами, гранодиоритами, кварцевыми диоритами, монцодиоритами, амфиболовыми лейкодиоритами (диоритами), переход между

которыми не всегда достаточно четкий. Кроме того, массив рассекают многочисленные дайки комагматов олигоценых эффузивов, представленные диабазами, базальтами, трахибазальтовыми порфиритами, образующими лавовые покровы над фундаментом.

Представляется возможным обобщить эти явления с помощью математических моделей. Основная проблема, которая возникает на этом пути, состоит в том, что указанные флюидные процессы являются многофакторными и многопараметрическими. Среди них трудно выделить лишь один доминирующий фактор, который можно упростить и схематизировать.

## 2.5. Индийский шельф

В Индийском океане необходимо отметить нефтегазоносные бассейны Индостана (Бомбейский и Бенгальский) и Индостанской окраины Австралии (Броуз и Бонапарт). Нефтегазоносные осадочные бассейны континентальных окраин Индийского океана отличаются более широким стратиграфическим диапазоном осадочных толщ и менее четким, чем в Атлантическом океане, делением на рифтогенный и кайлогенный структурные этажи.

### *Краткая история развития индийской нефтяной промышленности*

Премьер-министр Индии Джавахарлал Неру считал главной задачей обеспечение страны нефтью и газом. Выступая в парламенте, он сказал: «Страна, которая не производит собственную нефть, является слабой страной. С точки зрения обороны, отсутствие нефти есть фатальная слабость».

В эти трудные моменты именно Советский Союз протянул руку помощи индийскому народу и оказал эффективную поддержку в развитии промышленности и сельского хозяйства в Индии. Необходимо отметить, что это были трудные годы и для Советского Союза, которые восстанавливал народное хозяйство после Великой Отечественной войны. Подчеркнем, что одновременно шло освоение нефтяных богатств в Западной Сибири и в Индии. Фактически Советский Союз создал два крупнейших центра нефтедобычи: на своей территории, в Западной Сибири, и в Индии.

В декабре 1955 г. группа обладающих большим опытом высококвалифицированных советских специалистов – таких известных экспертов, как Н. Калинин, Э. Тагиев и Н. Чунарев, прибыла в Индию для изучения данных по нефти, исследования возможностей ее обнаружения и выработки плана геологоразведки и поисков нефти в Индии. Группа сразу отправилась по наиболее перспективным, с «нефтяной» точки зрения, штатам –

Мадрас, Пенджаб, Бомбей, Андра, Западная Бенгалия и Раджастан. Советские специалисты пришли к выводу, что нефть в Индии есть. Уже в марте 1956 г. правительству Индии был представлен отчет о запасах промышленной нефти и подготовлен детальный пятилетний план работ по разведке нефти и газа. В августе 1956 г. было оформлено создание государственного самостоятельного предприятия по нефти и газу (*ONGC*). В декабре 1956 г. в Индию прибыли советские специалисты по лабораторным исследованиям, гравитационная и сейсмическая партии.

В мае 1958 г. скважина № 1 в Джаваламуки, пробуренная нашими специалистами, дала фонтан газа с небольшой глубины, примерно с 800 м. В конце 1958 г. советские нефтяники получили фонтан нефти из этой же скважины, но с глубины 1 500 метров. Перед началом бурения этой скважины индийцы сомневались: начинать бурение или нет. Их давно убеждали: чтобы получить нефть, надо пробурить минимум 100 скважин.

В сентябре 1959 г. в 250 км к северу от Бомбея еще одна скважина дала новый фонтан нефти с ежедневным дебитом 50 т. В течение 1960 г. было открыто новое месторождение в Анклешваре, в 100 км от Камбея. Здесь скважина № 1 дала фонтан с дебитом около 100 т нефти в сутки с глубины 1 200 метров. Кроме этого нефтяного пласта был вскрыт еще ряд перспективных горизонтов. В том числе высокодебитное многопластовое месторождение с запасами не менее 40–50 млн т нефти на структуре Сибсагар в штате Ассам, первая же скважина которого дала фонтан чистой нефти с дебитом 70 т в сутки с глубины 3 100 метров. Индия поверила в то, что у нее есть своя нефть, и приступила к развитию нефтяной промышленности. Особое место в этом сотрудничестве занимали морские геофизические работы в Аравийском море западнее г. Бомбея. В 1956–1957 гг. на специально оборудованном судне «Академик Архангельский» в сложных морских условиях были проведены сейсмические работы, которые позволили выявить и подготовить под глубокое бурение гигантскую структуру, которую советские специалисты назвали «Бомбей-Хай». Это было первое крупное месторождение на шельфе Индии. В последующие годы в этом районе было открыто несколько десятков месторождений, которые обеспечивают основном объем добычи нефти и газа в Индии. Так, в 2005 г. из 27 млн т индийской нефти в море было добыто 18 млн т. Примерно такое же соотношение и по газу. Масштабы и объемы морских работ весьма впечатляющие: более 150 буровых и промысловых платформ, 50 судов разного назначения, протяженность морской трубопроводной сети составляет 3 500 км.

В январе 1960 г. дали нефть разведочные скважины № 3 и 4 в Камбее, в марте нефть была обнаружена в разведочной скважине № 5, и тогда же в Нью-Дели был заключен долгосрочный договор о поставках керосина и дизельного топлива из СССР. В мае 1960 г. дала нефть первая разведочная скважина в Анклешваре (штат Гуджарат), пробуренная советскими и индийскими специалистами с помощью буровой установки «Уралмаш-5Д», пробная добыча нефти здесь началась в августе 1961 г.

В целях быстрого освоения нефтяных месторождений и лучшей координации этой деятельности было принято решение о сосредоточении разработки углеводородных ресурсов в руках государства. Эту миссию возложили на специально образованный директорат нефти и газа, получивший статус одного из подразделений Министерства природных ресурсов и научных исследований Индии. В 1956 г. директорат был преобразован в нефтегазовую комиссию (*Oil and Natural Gas Commission – ONGC*), в полномочия которой с 1959 г. входило осуществление программ развития углеводородной ресурсной базы, производство и реализация нефти и нефтепродуктов, а также исполнение других функций, которые может наложить на нее центральное правительство. С помощью советских геологов *ONGC* открыла еще ряд крупных месторождений, а в начале 1970-х гг. приступила к разведке шельфовых месторождений на востоке и западе Индии. Усилиями *ONGC* общий углеводородный потенциал страны был увеличен до почти 6,0 млрд т нефтяного эквивалента (из них извлекаемые – 1,3 млрд т). Общие прогнозные ресурсы с учетом перспективных глубоководных шельфовых участков оцениваются в 29 млрд т.

Все эти события и вся история становления индийской нефтяной промышленности отражены в книге Н. П. Запывалова и Ф. В. Павлова «Индия – путь к большой нефти».

В настоящее время основные индийские нефтегазовые месторождения находятся на участке Бомбей-Хай (шельф Бомбейского залива). Здесь добывается около 37 тыс. т в сутки, или более 30 % всей индийской нефти, а также до 70 % природного газа (с учетом месторождения Гуджарат). Другие крупные месторождения расположены в районе границы с Мьянмой (Ассам-Трипура) на юго-восточном (Кришна-Годавари) и западном (Камбэй) побережье Индии. В целом же все имеющиеся в стране (или предполагаемые) нефтегазовые структуры, по оценке индийских источников, можно разделить на бассейны:

- с доказанными резервами, с которых ведется коммерческая добыча (Камбэй, Верхний Ассам, Бомбейский шельфовый, Кришна-Годавари, Каувери и Ассам-Аракан);
- с доказанными резервами, с которых пока не ведется коммерческая добыча (Куч, Андаман, Раджастан);
- где отсутствуют значительные доказанные запасы углеводородов, однако являющиеся достаточно перспективными по своей геологической структуре (Маханади, Керала-Конкан);
- аналогичные по ряду параметров крупным углеводородным структурам мира и поэтому считающиеся перспективными (Пранига-Годавари, Сатпура-Сауф Рева, Дамодар, Нармада, Декканская синеклиза, Виндъян, тектоническая зона Гималаев, Карева, Спити-Занскар, Кудалпа, Бирма-Каладги, Бастар, Чаттисгар).

В Индии имеется 26 осадочных бассейнов, пока только в семи открыта промышленная нефть.

В стране создана и сеть из 17 нефтеперерабатывающих заводов, продукция которых (в основном керосин, дизельное и авиационное топливо, бензин, лигроин) наряду с импортом некоторого количества нефтепродуктов позволяла до поры до времени покрывать потребности страны в энергосырье. Тому способствовала и политика индийского правительства по регулированию внутреннего рынка нефтепродуктов.

Чтобы обеспечить их стабильные поставки для национальных нужд и их доступность для населения, государство создало специальную систему механизмов. Например, внутренние цены на нефть и нефтепродукты контролировались посредством «административного ценового механизма», предназначенного для субсидирования государством приобретения топлива отечественными потребителями, а также для его относительно равномерного распределения по всей территории страны. Согласно этому механизму, внутренние цены на нефть устанавливались исходя из необходимости компенсации операционных издержек и получения 15 % прибыли нефтяными компаниями, а внутренние цены на нефтепродукты – из необходимости компенсации операционных издержек и получения 12 % прибыли перерабатывающими, маркетинговыми и трубопроводными компаниями. Это, с одной стороны, ограничивало возможности нефтяных компаний на получение сверхприбыли, а с другой – защищало потребителей от непомерно высоких цен на нефть и нефтепродукты.

Следует также отметить, что добыча энергоресурсов, их переработка и сбыт находились преимущественно под государственным контролем. На-

пример, доля государства в четырех наиболее крупных компаниях, контролирующих в совокупности от 80 до 100 % индийского рынка переработки и сбыта нефтепродуктов (*Indian Oil Corporation – IOC, Hindustan Petroleum Corporation – HPC, Bharat Petroleum Corporation – BPC и IBP*), до последнего времени составляла более 50 %. Существовали и многочисленные ограничения со стороны государства на присутствие в нефтяной отрасли иностранных компаний. Так, доля иностранного капитала в геолого-разведочных компаниях не должна была превышать 50 %, в торговых компаниях – 74 % и в трубопроводном секторе – 51 %. Кроме того, одним из условий выхода на рынок сбыта нефтепродуктов являлись инвестиции в разведку/добычу (не менее 500 млн долл.) и переработку сырья (не менее 400 млн долл.).

На сегодняшний день Индия испытывает колоссальные потребности в иностранных инвестициях в разведку и добычу первичного сырья. В 2000 г. потребление нефти в стране (99,6 млн т в год) лишь на 32,1 % удовлетворялось за счет собственной добычи, составлявшей 32 млн т. Остальные 67,9 % сырой нефти Индия была вынуждена импортировать – в основном из Саудовской Аравии, Кувейта, Ирана, Ирака, ОАЭ и Малайзии. Меньшие объемы поступали в страну из Северного моря, Западной Африки, Алжира, Египта, Индонезии и Австралии.

Иная ситуация с природным газом, потребление которого примерно равно производству (26,8 и 28,4 млрд м<sup>3</sup> соответственно). Однако согласно индийским и международным прогнозам, в течение ближайшего десятилетия оно будет увеличиваться очень быстрыми темпами и к 2010 г. достигнет 76,5 млрд м<sup>3</sup>. К этому же времени потребности Индии в сырой нефти увеличатся до 154,4 млн т в год.

Страна не располагает достаточным для удовлетворения такого спроса объемом доказанных ресурсов. В 2000 г. запасы индийского газа составляли 628 млрд м<sup>3</sup> (до 70 % находятся в бассейне Бомбей Хай и на территории штата Гуджарат), нефти – всего 658 млн т (бассейны Бомбей Хай, Аппер Ассам, Камбэй, Кришна-Годавари, Каувери).

***Нефтегазоносность акваторий Индии.*** Осадочные бассейны пассивных окраин Атлантического и Индийского океанов несут признаки унаследованности от более ранних этапов тектонического развития, хотя, в основном, переработаны в процессе деструкции континентальных окраин и смещены в сторону континентального склона, захватывая иногда и ложе океана. Они частично сохраняют месторождения, отвечающие раннему этапу формирования окраин, и наращивают нефтегазовый потенциал за

счет кайнозойского комплекса осадков. Большинство месторождений осадочных бассейнов Атлантической и Индийской континентальных окраин имеет двухъярусное строение, причем чаще всего скопления углеводородов приурочены к нижнему рифтогенному структурному этажу нефтегазонасности, хотя известны и в верхнем, позднемеловом – кайнозойском, комплексе осадков.

Бомбейский нефтегазоносный бассейн (НГБ) расположен в западной акватории Индии и является периконтинентальным рифтовым бассейном Индийской плиты. Формирование бассейна связано с окраинно-континентальным рифтогенезом, начало которого относится к позднемеловому времени. Отличительными чертами этого бассейна являются большая площадь и оживление рифтогенеза в отдельные отрезки кайнозойского времени. Бассейн развивался в условиях длительного растяжения. По геодинамическим особенностям Бомбейский НГБ относится к бассейнам современной пассивной окраины.

Фундамент этого НГБ характеризуется блоковым строением, наличием выступов, сложенных гранито-гнейсами и плотными сланцами, участками трещиноватыми.

В НГБ выделяется ряд суббассейнов. В суббассейне Бомбейская платформа выделяется два объекта: Бомбей-Хай и блок В-119-122.

*Бомбей-Хай* был зафиксирован советскими сейсморазведчиками. Он представляет собой огромный палеовыступ кристаллических пород фундамента. На востоке блок ограничен сбросом значительной амплитуды. В западном, северном и южном направлениях кровля докембрийских кристаллических пород полого погружается. Восточный региональный сброс имеет протяженность 60–70 км и амплитуду 500–650 м. Более мелкие нарушения (амплитудой 50–60 м) осложняют сводовую часть поднятия. На большей части поднятия граниты перекрываются песчано-глинистыми породами комплекса *Parma Formation*. Вероятным генерационным источником являются глинисто-аргиллитовые породы Сауратской и Тапти-Доманской депрессий через региональный разлом *DIU Fault*, ограничивающий выступ Бомбей-Хай с севера.

Интересно отметить, что из 28 пробуренных на фундамент скважин 13 оказались продуктивными. Максимальный дебит нефти (410 м<sup>3</sup>/сут) получен в скважине ВН-37. Притоки углеводородов получены преимущественно из трещиноватых гранитов, гранито-гнейсов и филлитов. В трех скважинах промышленный приток (до 100 м<sup>3</sup>/сут) получен из базальтов траппового покрова.

При оценке распространения открытых трещин по разрезу месторождения зафиксированы верхняя граница трещинных коллекторов (–1 575 м) в скв. ВН-19 и нижняя (–2 367 м) в скв. ВН-59. Таким образом, разведанная протяженность открытых трещин по разрезу составляет 792 м. Площадь развития трещинных коллекторов составляет ~ 800 км<sup>2</sup> и образует единую гидродинамическую систему в залежи фундамента, положение ВНК определено на отметке –2 020 м.

Блок В-119-122 расположен южнее Бомбей-Хая. Он непосредственно примыкает к региональному нарушению *East Bombay High (EBH) Fault*.

Площадь блока равна 280 км<sup>2</sup>. Поверхность фундамента блока воздымается от *EBH Fault* в западном направлении, а затем круто погружается. Докембрийские породы залегают под тонким покровом траппов, который в районе скважин И-119 и В-40-1 отсутствует.

Вероятным генерационным источником для этого блока могут являться примыкающие с востока терригенные отложения погруженных комплексов суббассейнов *Panna-Heera* и *Murud Depression*. Глубина кровли кристаллического фундамента равна 2 250–2 350 м. В этом блоке установлена газоносность фундамента.

*Суббассейн Panna-Heera*. В этом суббассейне выявлено нефтяное месторождение *Heera*. *Heera*-блок представляет собой крупный площадью 400 км<sup>2</sup> асимметричный блок докембрийских гранитов и гнейсов. С юго-востока он ограничен разломом *Fault Ratna* амплитудой 200–300 м/с, с запада малоамплитудным нарушением *Fault Heera*, с востока блок ограничен сбросом значительной амплитуды северо-северо-западного простирания.

Поверхность блока довольно плоская, полого наклонена на запад. Глубина залегания кровли кристаллических пород составляет 1 400–1 600 м. На большей части блока *Heera* на докембрийских гранитах залегают палеоген-неогеновые отложения.

На месторождении *Heera* на фундамент пробурено 13 скважин (1997 г.). В скважине В-38-11, вскрывшей 98 м гранитов, получен приток нефти и газа.

*Ассамско-Араканский бассейн – структура Борхолла*. Она расположено в 55 км к югу от реки Брахмапутра и в 35 км к югу от г. Джората. Докембрийский гранитный фундамент перекрыт несогласно залегающими палеоценовыми отложениями.

Сложная система разломов разделяет фундамент на блоки различной величины. В пределах месторождения Борхолла пробурено более 10 скважин. Все из них достигли фундамента, но только три из них являются неф-

теносными. Емкость пород связана только с зонами трещиноватости, общая пористость которых не превышает 3 %.

На всех месторождениях нефти и газа в кристаллических образованиях Индии фундамент характеризуется значительной неоднородностью литологического состава, фильтрационно-емкостных свойств и продуктивности. Ключевым моментом поисков и разведки промышленных скоплений углеводородов в фундаменте является картирование этой неоднородности: выявление на поисковых объектах зон разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов. Одним из авторов статьи предложена новая технология выявления таких зон на основе использования рассеянной компоненты сейсмического поля. На ряде объектов эта технология уже опробована и дала положительный эффект.

В 2003 г. Индия объявила о начале долгосрочной программы по разведке и освоению глубоководных перспективных объектов в акваториях Аравийского моря и Бенгальского залива. Программа предусматривает масштабные инвестиции в проведение глубоководного бурения. В ближайшие пять лет в нее планируется вложить 10 млрд долл. Предполагается увеличить разведанную ресурсную базу углеводородного сырья на 4 млрд т.

В соответствии с Новой разведочной лицензионной политикой (*NELP*), осуществляемой в Индии с 1993 г., практически каждые два года проводится очередной лицензионный раунд. Показательным является седьмой по счету раунд, проведенный в 2008 г. Было предложено 57 перспективных лицензионных участков (объектов) по всей Индии, из них 28 на море и 29 на суше, причем из морских – 19 глубоководных (рис. 2.13).

Как правило, в этих лицензионных торгах реализуется более 80 % предлагаемых участков (блоков). В последние годы разведочный успех сопутствует недропользователям именно на морских объектах.

Впечатляющие открытия были сделаны в прибрежных районах Кришна-Годавари, где на одном из глубоководных блоков (Дирубаи-1) в 2002 г. были получены мощные притоки газа с предварительной оценкой запасов в объеме более 4,0 млрд м<sup>3</sup>. В последние годы в этом районе Бенгальского залива появились новые открытия. Поэтому возрос интерес к морским глубоководным участкам всех морских акваторий вокруг Индии (рис. 2.14).

## 2.6. Суэцкий залив

Суэцкий залив ограничен 32°10' и 34° восточной долготы и 27° и 30° северной широты. Бассейн Суэцкого залива является интраконтинентальным бас-

сейном, вытянут в северо-западном направлении и представляет собой асимметричный грабен длиной 320 км и шириной 30–80 км, ограниченный двумя крупными окраинными разломами. Палеозой-триасовые толщи и блоки докембрийского фундамента выходят на поверхность по окраинам бассейна.

Бликие к поверхности залежи углеводородов известны лишь в южной части бассейна Суэцкого залива.

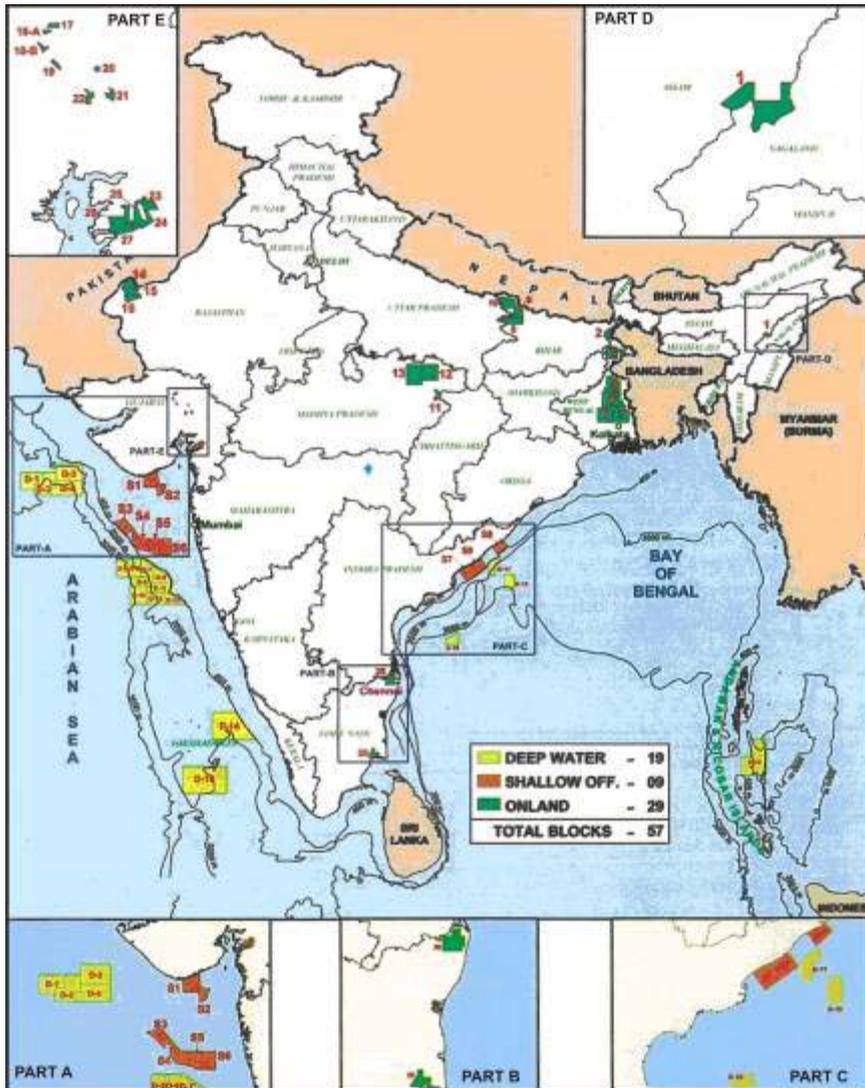


Рис. 2.13. Разведочные лицензионные блоки Индии, раунд-2008

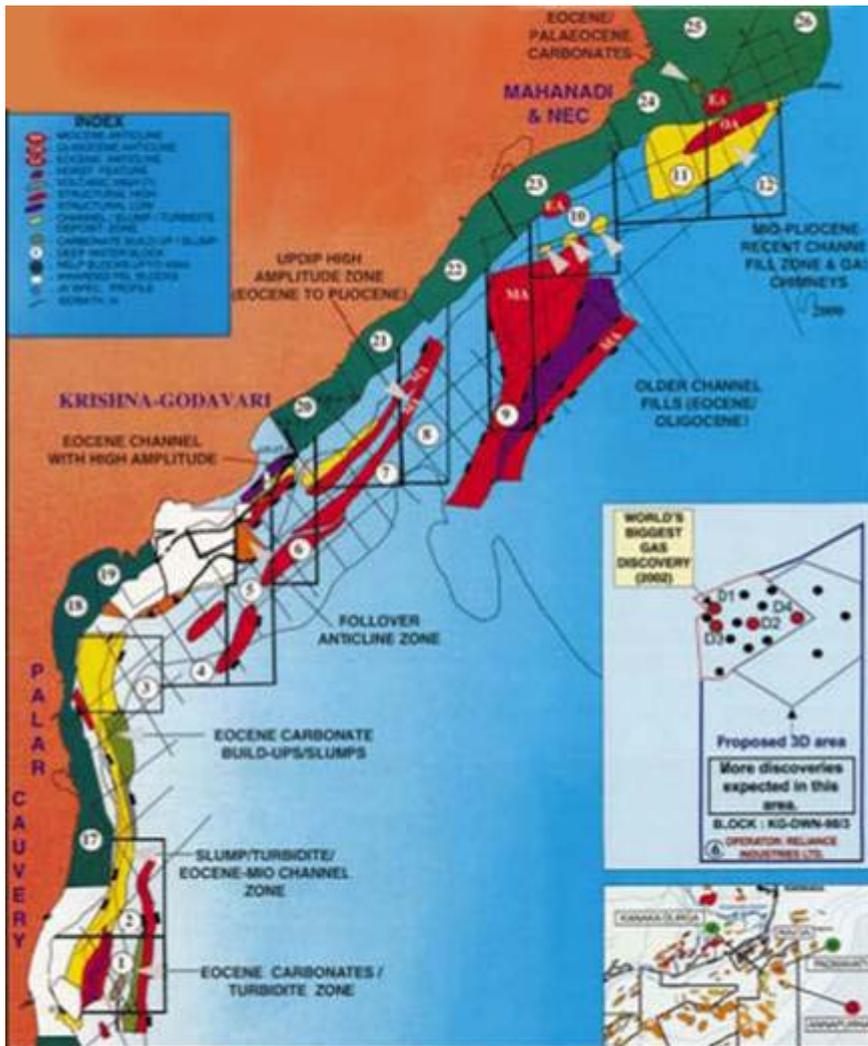


Рис. 2.14. Глубоководные перспективные объекты на восточном побережье Индии (Бенгальский залив)

Первые признаки нефти были установлены в 1886 г., когда в шахтах района Гемса, на западном побережье Суэцкого залива, где добывалась сера, по стенам стала стекать нефть. Первая скважина была пробурена на месторождении Гемса в 1907 г., одновременно являясь первой на Среднем Востоке и в Африке. Месторождение Абу Дурба в восточной части бассейна открыто в 1918 г. англо-египетской нефтяной компанией, но оно было невыгодным с коммерческой точки зрения. А освоение этого района в промышленном масштабе начато с открытия в 1938 г. месторождения Рас Гхариб в западной части компанией *Standart Oil Company of Egypt*. Буре-

ние приостанавливалось во время Второй мировой войны и возобновилось в 1948 г.



Рис. 2.15. Обзорная карта месторождений Суэцкого залива. Месторождения: 1 – Норт Дара; 2 – Судр; 3 – Рас Матарма; 4 – Асл; 5 – Рас Будран; 6 – Норт Октябрь; 7 – Октябрь; 8 – Абу Рудеис; 9 – Сидри; 10 – Фейран; 11 – Белайим Марин; 12 – Белайим Лэнд; 13 – Рахми; 14 – Норт Амер; 15 – Амер; 16 – Исхаран; 17 – Вест Бакр; 18 – Рас Гхариб; 19 – Бакр; 20 – Рас Фанар; 21 – Абу Дурба; 22 – Рамадан; 23 – Саус Рамадан; 24 – Джулай; 25 – Умм Эль Юср; 26 – Карим; 27 – Ал Аюн; 28 – Кхаир; 29 – Шукейр; 30 – Шукейр Бэй; 31 – Бадри; 32 – Морган; 33 – Варда; 34 – Амал; 35 – Варда; 36 – Сидки; 37 – Ист Зейт; 38 – Хилал; 39 – Шоаб Али; 40 – Ашрафи; 41 – Зейт Бай; 42 – Гемса; 43 – Гейсум; 44 – Ист Эш Эль Меллаха; 45 – Ист Эш Эль Меллаха Марин; 46 – Хургада

К началу 1980 г. было выявлено уже 24 нефтяных и 3 газонефтяных месторождения, в том числе три крупных: Эль-Морган, Джулай и Рамадан (рис. 2.15). Сейчас на территории Суэцкого залива эксплуатируется более 1 000 скважин.

***Литостратиграфия.*** Литостратиграфические уровни на изучаемой площади от докембрийского до голоценового возраста разделены на три части: пострифтовый (постмиоценовый), синрифтовый (миоценовый) и дорифтовый (домиоценовый) уровни.

***Дорифтовый литостратиграфический уровень*** состоит из песчаных, аргиллитовых и карбонатных литофаций докембрий-позднеэоценового возраста, которые образовались в континентальных и морских условиях. Породы фундамента вскрыты около 200 скважинами в южной части Суэцкого залива на глубине 1 000–5 000 м и представлены гранитами. В южной части бассейна толщина терригенных и карбонатных литофаций составляет 25–430 м, в северной и западной частях максимальная толщина составляет около 700 м, а в центральной, увеличиваясь к востоку, – почти 915 м.

***Синрифтовый литостратиграфический уровень.*** Оligоценовые известняки, песчаники и аргиллиты распространены в южной части бассейна и несогласно залегают на эоценовых породах. Красноцветная пачка Тайба была отложена в позднеолигоценовое время и накапливалась во время ранней стадии рифтогенеза в центральных и северных районах бассейна Суэцкого залива. Миоценовые отложения разделены на две главные группы Гхарандал и Рас Малааб.

***Пострифтовый литостратиграфический уровень.*** Пострифтовое осадочное заполнение бассейна Суэцкого залива произошло в плиоцен-голоценовое время. Мощность отложений, слагающих этот литостратиграфический уровень, варьирует от одной площади к другой. Этот уровень состоит, главным образом, из песков и песчаников, аргиллитов и/или известняков. Пески и песчаники и в меньшей степени аргиллиты преобладают на окраинах бассейна, в то время как известняки и в меньшей степени аргиллиты широко представлены в центральных частях, а карбонаты с тонкими прослоями ангидритов – в южной части. Отложения формировались в переходных условиях (от мелко- к глубоководноморским). Мощность таких отложений изменяется в пределах 15–1 525 м.

### ***Продуктивные отложения***

Залежи Суэцкого залива имеют многопластовый характер и содержат несколько продуктивных залежей. Залежи могут классифицироваться на дорифтовые и синрифтовые.

Палеозойские песчаники бассейна Суэцкого залива характеризуются зрелостью, хорошей сортировкой и слагают один из основных продуктивных пластов в нубийской песчаной формации. Общая мощность достигает более 300 м. Песчаники обладают хорошей пористостью (свыше 29 %) и проницаемостью (около 400 мД). Эта группа содержит свыше 60 % углеводородного потенциала.

Миоценовые песчаники являются самым важным продуктивным пластом в бассейне Суэцкого залива с пористостью 15–35 %. Доломитизированные рифовые известняки также имеют немалое значение в миоцене.

Синрифтовые продуктивные пласты имеют больший потенциал в бассейне Суэцкого залива, чем дорифтовые, так как они лучше сохраняются, более широко распространены и содержат углеводороды в нескольких формациях.

### ***Дорифтовые залежи***

*Выветрелые и трещиноватые породы фундамента.* Нефть и газ в таких породах впервые были вскрыты скважинами в 1981 г. Пористость составляет 1–15 %, а проницаемость – 10–300 мД. Породы фундамента – гранитоиды (кварц-диорит, гранодиорит, щелочной гранит, сиенит-гранит, андезитовый порфир). Эти породы содержат 3,2 % всего углеводородного потенциала.

*Песчаники нубийской толщи.* Нубийские породы (кембрий – нижний мел) в бассейне Суэцкого залива представлены хорошо отсортированными песчаниками. Эти породы слагают один из основных дорифтовых продуктивных пластов и охватывают четыре формации (Араба, Накус, Кисеиб, Малха). Общая мощность составляет 30–350 м, в северной части достигая 465 м и уменьшаясь к югу, а в южной части такие отложения могут отсутствовать. Пористость составляет 13–29 %, а проницаемость – 70–400 мД. Количество продуктивных пластов зависит от количества аргиллитовых прослоев, диагенетических процессов (включая вторичное растворение кварца) и глубины погружения. Эта толща содержит около 17 % всего углеводородного потенциала Суэцкого залива.

Формация Араба состоит из песчаников с каолинитовым, иллитовым и кальцитовым цементом. Этот пласт общей мощностью 45–450 м имеет пористость 15 % (на месторождениях Бакр и Рас Гхариб).

Формация Накус представлена средне- и крупнозернистыми песками и песчаниками, с небольшими прослоями глин и каолинита в верхней части уровня. Нефтеносность этих отложений доказана на месторождениях Джу-

лай, Хургада и Рамадан с мощностью соответственно 210, 340 и 230 м, средней пористостью 15 % и проницаемостью 250 мД.

Формация Кисеиб сложена красноцветными мелко- и крупнозернистыми косослоистыми песчаниками с прослоями аргиллитов. Пористость составляет 18 %.

Формация Малха представлена песчаниками наилучшего качества с пористостью 13–28 %. Общая мощность песчаников Малха составляет, например, на месторождениях Октябрь, Хилал и GS382, соответственно, 245, 95 и 30 м.

Группа *Неззагат* сложена песчаниками формаций Матулла, Вата, Абу Када и Раха, которые содержат около 1,1 % углеводородного потенциала. Нефть добывается с таких месторождений, как Белайим-Марин, Октябрь, Рас Будран, Абу Рудеис/Сидри. Фейран, Бакр, Рас Гхариб, Амер, Карим, Джулай, Рамадан, Сидки, Шоаб Али, Зейт Бай, Гейсум и Бакр. Пористость составляет 15–23 %, а проницаемость 100–250 мД.

Формация *Тебес* имеет всего около 1,1 % углеводородного потенциала и разрабатывается на месторождениях Судр, Асл, Рас Матарма, Бакр, Западный Бакр, Карим, Рахми, Исхаран и Шоаб Али. Она сложена морскими карбонатами со средней пористостью 13 % и общей мощностью 15–17 м.

### ***Синрифтовые залежи***

Формация *Нукхул*. Песчаники формации Нукхул хорошо распространены в бассейне Суэцкого залива. Мощность песчаников уменьшается к окраинам бассейна и достигает максимума в центральной прибрежной части. Песчаники этой формации составляют около 11,5 % от углеводородного потенциала бассейна и продуктивны на нефтяных месторождениях Рудеис, Сидри, Шоаб Али, Хайлал, Зейт-Бэй, Ашрафи, Гемса, Дара и газовом Харид. Пористость в таких песчаниках составляет 17–25 %. Карбонаты данной формации продуктивны на трех нефтяных месторождениях (Зейт-Бэй, Ал Аюн и Карим) и нефтегазовом Фелефел, со средней пористостью 16 %. Общая мощность формации составляет 20–60 м.

Формация *Рудеис*. Резервуар Рудеис распространен почти на всей территории Суэцкого залива и составляет около 20 % от углеводородного потенциала бассейна. Песчаники формации Рудеис продуктивны на таких месторождениях, как Шоаб Али, Восточный Зейт, Ашрафи, Амал, Асл, Белайим-Марин, Белайим-Лэнд, Ал Аюн, Джулай, Карим, Матарма, Судр, Морган, Кхаир, Умм Эль Юср и Фелефел. Общая мощность формации составляет 15–30 м на юге и 20–75 м на севере бассейна, пористость – 13–26 %. Проницаемость – 10–1000 мД. Карбонаты этой формации продуктив-

ны на месторождениях Зеит-Бэй, Бакр, Судр, Асл, Матарма и Фелефел со средней пористостью 16 %.

*Формация Карим.* Песчаники формации Карим – один из самых важных резервуаров в бассейне Суэцкого залива и продуктивны на многих месторождениях (включая Морган, Белайим-Лэнд и Белайим-Марин, Амал, Карим, Бадри, Зеит-Бэй, Восточный Зеит, Шоаб Али, Хилал, Сидки, Гейсум, Ашрафи, Бакр, Варда, Кхаир, Харид и Эш Эль Меллаха). Из 10 потенциальных резервуаров в бассейне почти 23 % нефти добывается из песчаников формации Карим. Их мощность достигает 10–200 м, пористость варьирует от 7 до 33 %, а проницаемость – от 20 до 730 мД. Качество резервуара зависит от содержания аргиллитов, диагенетических процессов (растворение силикакластики) и глубины погружения. Карбонаты формации Карим имеют хорошую вторичную пористость и продуктивны на газовом месторождении Фелефел.

*Формация Белайим.* Из резервуара Белайим добывается около 10,5 % нефти Суэцкого залива. Песчаники формации Белайим продуктивны на месторождениях Белайим-Лэнд, Белайим-Марин, Рас Фанар, Шукейр, Шоаб Али, Эш Эль Меллаха и Морган. Средняя пористость в таких песчаниках 16 %, мощность их составляет 8–35 м. Карбонаты формации Белайим представляют собой отложения рифовых построек на поднятиях, контролируемых разломами, и имеют пористость до 19 %. Средняя мощность карбонатов около 9–12 м. Нефть и газ из таких отложений добываются на месторождении Эш Эль Меллаха, нефть – на месторождении Рас Фанар, газ – на месторождениях Харид и Фелефел.

*Формации Зеит и Южный Гхариб.* Нефтегазоносность верхнемиоценовых песчаников формаций Зеит и Южный Гхариб доказана на месторождениях Белайим-Лэнд, Белайим-Марин и Рас Фанар. Мощность таких отложений не превышает 15 м, а средняя пористость составляет 18 %.

### ***Пострифтовые залежи***

Нефтеносность четвертичных отложений на территории Суэцкого залива известна лишь только на месторождении Абу Дурба. Средняя мощность таких отложений составляет 15 м, пористость варьирует от 16 до 33 %, проницаемость – от 20 до 730 мД.

*О покрывках.* Продуктивные отложения бассейна Суэцкого залива могут перекрываться аргиллитами, эвапоритами и плотными известняками.

Миоценовые эвапориты в бассейне Суэцкого залива достигают мощности 3 км. Они являются отличными покрывками для мелководноморских известняков.

Миоценовые силикакластические отложения (формации Рудеис и Карим) также могут служить покрывками, особенно на площадях, где развиты глинистые фации.

Дорифтовые меловые карбонаты (формации Черный Известняк и Судр), палеоценовые аргиллиты формации Эсна и эоценовые известняки формации Тебес могут служить вертикальными покрывками для меловых песчаников.

## 2.7. Каспийские акватории

Трудности при работе на Каспии связаны с тем, что это внутреннее море, поэтому всю тяжелую технику для морских работ приходится строить здесь же, на его берегах. Плавающую установку для разведочного бурения у российских берегов вывели в море только в 1999 г. Ее назвали «Астра» – «звезда». Это квадратная платформа размером 53×53 м и весом 5 000 т. Над ней возвышаются буровая вышка и три 50-метровые ноги, которые при бурении опускают, и они опираются на дно. «Астра» может работать на глубинах от 5 до 50 м. Платформа снабжена мощной электростанцией, имеет вертолетную площадку; 60 человек, работающих на установке, живут здесь же.

До конца 80-х гг. XX в. поиски нефти в Каспийском море вели на участке между Азербайджаном и Туркменией. Этот район считался наиболее перспективным. Большинство ранее открытых нефтяных месторождений сосредоточено именно здесь.

Северная и центральная части дна Каспийского моря, ныне примыкающие к Казахстану и России, были исследованы слабо, их считали малоперспективными. Детальное изучение этого региона началось только с середины 1990-х гг. Затем пришли сообщения об открытии богатейших месторождений, возможно, выдвигающих Каспий на третье место в мире по нефтегазовым запасам.

В Казахстане обнаружены и уже разрабатываются несколько таких месторождений. Среди них – найденный в 1979 г. Тенгиз, его считают шестым в мире по величине. Это на суше. Но шельф моря, как мы уже говорили, – продолжение суши, у него такое же геологическое строение. И вот в 2000 г. у Тенгиза появился «брат» – гигантское месторождение на шельфе Кашаган.

Ему уже прочат пятое место в мире по размерам. Новые крупные месторождения обнаружены в азербайджанской и российской зонах шельфа. Меньше нефтяных кладов открыто в зоне Туркменистана; и пока ничего не обнаружено у берегов Ирана.

Нефть и газ в пласте, как правило, неразлучны. А месторождение принято называть нефтяным или газовым в зависимости от того, чего там больше. Газ, который содержится в нефти, называют попутным. Из него обычно выделяют конденсат – легкую по составу нефть. На Каспии (имеется в виду весь регион: и море, и прибрежная суша, так как у них единое геологическое строение) газ, в пересчете на нефтяной эквивалент (н. э.), составляет примерно 30 %.

На карте Каспия (рис. 2.16) показаны месторождения, открытые за последние годы. Среди них гигантское на казахстанском шельфе – Кашаган. Когда пробурили первую скважину, было объявлено, что запасы этого месторождения могут составить от 1,1 до 6,9 млрд т. В целом запасы нефти Каспийского региона определялись в основном шестью крупнейшими месторождениями. Это Тенгиз и Карачаганак, находящиеся на берегу и уже эксплуатируемые, и четыре недавно открытых на шельфе – Кашаган, Азери-Чираг-Гюнешли, Шах-Дениз и блок северных месторождений России. На долю Кашагана из суммы запасов этих шести месторождений приходится более 25 %. Другое крупное месторождение (на границе азербайджанского и туркменского участков) – Азери-Чираг-Гюнешли. Его запасы нефти – 700 млн т. Добыча там уже ведется.

Обратим внимание: весомость запасов Казахстана – 75 % по нефти и 45 % по газу (рис. 2.17). Таковыми эти цифры стали после открытия месторождения Кашаган. Туркменистан имеет почти столько же газа, а нефти – 6 %. Доля России весьма скромна – 2 % нефти и 1 % газа. А у Азербайджана нефти 17 % и газа – 10 %. У Ирана – 0 %.

Вблизи Баку расположено месторождение Шах-Дениз с запасами 1 000 млрд м<sup>3</sup> газа и 400 млн т конденсата. Первая скважина пробурена там в 1999 г. на глубине моря 132 м, вторая – в 2000 г. на глубине 348 м, обе дали большой приток газа и нефти. Полагали, что такие же богатства лежат и в мелководной части месторождения. Однако в третьей скважине, пробуренной на глубине 50 м, ни газа, ни нефти не оказалось. Начало добычи на этом месторождении пришлось отложить.

Туркменистан оценивает суммарные запасы своего участка шельфа в 12 млрд т.

Блок северных месторождений (на российском шельфе) включает Хвалыньское, им. Ю. Корчагина, Ракушечное и Центральное. Несколько уже разведанных структур пока еще не разбурены. По первоначальной оценке, запасы блока – около 3 млрд т, Ялама-Самурского месторождения (оно лежит на границе Дагестана и Азербайджана) – около 400–730 млн т.

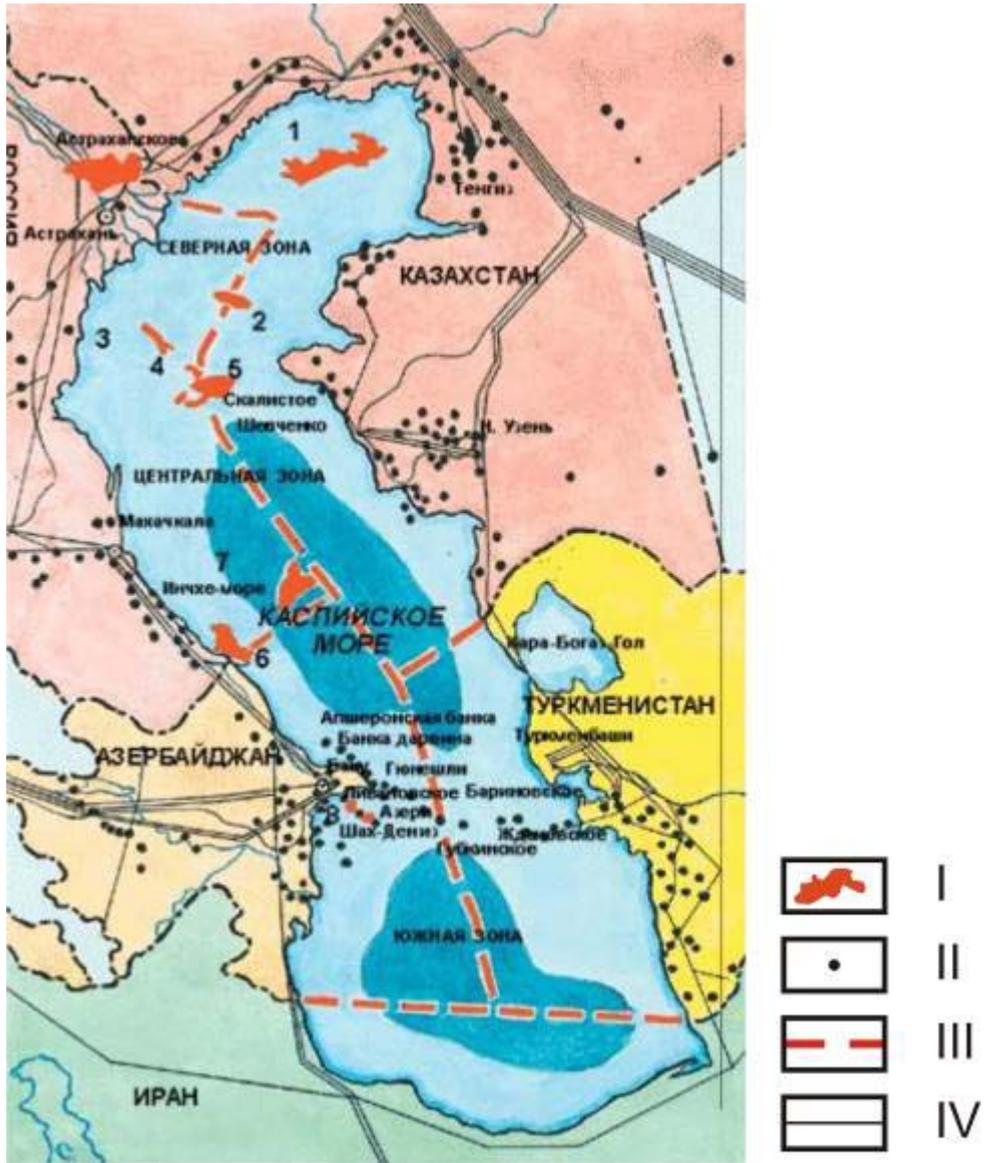


Рис. 2.16. Каспийское море и его богатства. I – месторождения нефти и газа, открытые за последние годы и утроившие запасы Каспия: 1 – Кашаган; 2 – Курмангазы; 3 – Ракушечное; 4 – им. Ю. Корчагина; 5 – Хвалынское; 6 – Ялама-Самурское; 7 – Центральное; 8 – Шах-Дениз; II – уже разрабатываемые месторождения; они «перешли» море по подводной гряде и усеяли оба берега; III – деление моря на сектора по срединной линии с продолженными к ней границами пяти государств; IV – существующие нефте- и газопроводы

Месторождение «Хвалынское» открыто в 2000 г. и расположено в северной части Каспийского моря в 260 км от Астрахани. Глубина моря в районе месторождения составляет 25–30 м. В результате сейсморазведочных работ 3D и бурения двух поисковых скважин было выявлено пять залежей: четыре газоконденсатных и нефтяная. В 2002 г. ЦКЗ «Минприроды России» утвердило запасы по газоконденсатным и нефтяным залежам месторождения (C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>) в следующих объемах: природного газа – 332 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 17 млн т, нефти – 36 млн т. На Хвалынском месторождении промышленный приток газа с конденсатом дебитом 849 тыс. м<sup>3</sup>/сут. и содержанием конденсата 95 г/м<sup>3</sup> получен из доломитизированных высокопористых известняков верхней юры (интервал 2 978–2 998 м). Из песчаников нижнего мела (интервал 2 422–2 479 м) дебит газа составил 253 тыс. м<sup>3</sup>/сут., конденсата – 19,2 м<sup>3</sup>/сут. Открыто две промышленных залежи, еще четыре требуют доразведки.



Рис. 2.17. Распределение нефтяных и газовых запасов Каспия между странами, по западным оценкам, на начало 2002 г.

Для структуры «Центральная» подготовлен проект технико-экономического обоснования на условиях СРП и разрабатывается договор о совместной деятельности для создания консорциума. В 2003 г. российские компании «Лукойл» и «Газпром» уже создали на паритетных началах совместное предприятие – ООО «ЦентрКаспнефтегаз» для реализации этого проекта. И сейчас на структуре Центральная они пока без участия казахстанской стороны проводят разведочное бурение. Как известно, данная структура была определена как перспективный район по результатам широкомасштабных геолого-геофизических исследований, проведенных «Лукойлом» в акватории Каспия в середине 1990-х гг. В 2001 г. здесь были проведены сейсмические исследования, подтвердившие высокую экономическую эффективность про-

екта. По оценкам «Лукойла», извлекаемые запасы нефти структуры Центральной составляют 521 млн т, попутного газа – 91,7 млрд м<sup>3</sup>.

Месторождение, носящее имя бывшего председателя совета директоров НК Лукойл Юрия Корчагина, расположено в российском секторе Каспия, на структуре Широкая, в 180 км от Астрахани и 240 км от Махачкалы; глубина моря – 11–13 м. Было открыто в 2000 г. Месторождение им. Ю. Корчагина включает 6 залежей с промышленным содержанием углеводородов на глубинах от 690 до 1 860 м. Наибольший дебит газа – 627 тыс. м<sup>3</sup>/сут. и конденсата – 46,3 м<sup>3</sup>/сут. получен из песчаников батского яруса средней юры. Нефтегазоконденсатная залежь открыта в доломитах волжского яруса, дебит нефти – 377,5 м<sup>3</sup>/сут., газа – 123,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Еще четыре газоконденсатных залежи открыты в нижнемеловых песчаниках и палеогене.

На месторождении «170-км», открытом в 2000 г. западнее Хвалынского месторождения, высокодебитный приток нефти (свыше 350 м<sup>3</sup>/сут.) получен из отложений верхней юры в интервале 3 021–3 040 м. Промышленный приток газа с дебитом 600 тыс. м<sup>3</sup>/сут. получен из кровельной части верхнеюрских отложений. Газоносными оказались также и нижнемеловые отложения.

На месторождении Ракушечное, открытом в 2000 г. в терригенном комплексе нижнего мела, выявлено три газоконденсатных залежи с промышленной газоносностью. Из альбских коллекторов получен интенсивный приток газа дебитом 403 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Кроме того, притоки нефти получены в готеривских песчаниках нижнего мела (глубина 1 420 м) и доломитах волжского яруса верхней юры (глубина 1 470 м). Нефти открытых залежей легкие, высокопарафинистые, малосернистые. Газы – жирные, содержание метана 74 %, этана 7–8 %, пропана до 4,5 %, C<sub>7+</sub> до 6 %. Конденсаты – легкие, содержат мало твердых парафинов, серы, силикагелевых смол и асфальтенов. Содержание конденсатов в газе до 90 г/м<sup>3</sup>.

В начале 2006 г. «Лукойл» объявил об открытии на Каспии крупнейшего многопластового нефтегазоконденсатного месторождения на лицензионном участке Северный, на структуре Южно-Ракушечная. Месторождение расположено в 220 км от Астрахани. Новое месторождение было названо в честь известного нефтяника Владимира Филановского, внесшего большой вклад в развитие нефтяной отрасли страны.

Из скважины-первооткрывательницы в конце 2005 г. получен фонтанный приток легкой безводной малосернистой нефти дебитом более 800 т/сут при депрессии 0,2 МПа. Такие дебиты в России известны только на единичных скважинах.

Нефть составляет 75 % суммарных запасов месторождения, тогда как все остальные месторождения, открытые «Лукойлом» на Каспии, преимущественно газовые.

В соответствии с государственной экспертизой запасов месторождение имени В.Филановского является самым крупным по запасам нефти месторождением, открытым в России за последние 10 лет.

Месторождение им. В. Филановского является наиболее крупным в данном регионе, к тому же в отличие от ранее открытых месторождений оно является преимущественно нефтяным. По предварительным расчетам, максимальный уровень добычи нефти на новом месторождении составит около 10 млн т/год, что позволит группе «Лукойл» существенно повысить рентабельность дорогостоящих работ в Каспийском море. В настоящее время «Лукойл» ведет доразведку и подготовку к добыче на месторождениях Северного Каспия.

Месторождения имени Ю. Корчагина и В. Филановского закладывают основу для будущей крупной шельфовой инфраструктуры нефтедобычи с надежной сырьевой базой и значительными годовыми уровнями добычи.

Многие оценки запасов предварительные, сделаны по первой скважине. Они, безусловно, будут уточняться после бурения всех запланированных разведочных скважин.

**Специфика работ на Каспии.** Прежде всего, морские условия требуют более сложной и дорогостоящей техники. В российском секторе Каспия работы по поиску нефти на шельфе ведет с 1995 г. крупнейшая отечественная компания «Лукойл», добывающая более 1/5 всей российской нефти. Началось все, как обычно, с детального изучения геологического строения дна и выявления перспективных на нефть структур.

Наиболее полную информацию о геологическом строении, об особенностях и толщине пластов с разными свойствами обеспечивает сейсморазведка.

На Каспии исследования начали с того, что условно «расчертили» море продольными и поперечными профилями, раздвинутыми один от другого километров на десять. Получили общую картину строения пластов шельфа на данном участке. Затем перспективные участки исследовали еще детальнее.

Эти исследования на море и дальнейшая обработка материалов позволили получить сейсмические разрезы, отражающие картину глубинного строения территории. По результатам обработки многих пересекающихся профилей данного района были построены карты ловушек.

Следующий важный этап работы – бурение скважины. Только оно дает возможность выявить, есть ли в структуре нефть и газ, и оценить, пусть пока еще предварительно, запасы.

Первая оценка запасов Хвалынского месторождения показала, что здесь находится более 300 млн т.

Огромные размеры Кашагана и его многоэтажность дали большой разницей в первых оценках этого месторождения. Но все же сразу было ясно, что открыто новое гигантское месторождение.

***Соседи делят Каспий.*** Как разделить между странами эти вновь открытые под морским дном богатства? Претендуют на них все пять стран, окружающие Каспий. В апреле 2002 г. в Ашхабаде состоялась встреча глав этих пяти государств, но прийти к общему соглашению им не удалось.

Россия предлагает такой принцип: делим дно, а море общее. Для раздела дна надо провести с севера на юг срединную линию по Каспийскому морю и продолжить до нее сухопутные границы государств, примыкающих к морю.

Иран, обделенный природой месторождениями у своего берега (но имеющий у себя на юге огромное газовое месторождение с запасами, составляющими 1/3 мировых), в случае раздела по срединной линии получает 14 % дна. Но он хотел бы поделить море, включая все его запасы нефти и газа, «по-братски»: каждому по 20 %.

Возникли некоторые разногласия между Туркменистаном и Азербайджаном по вопросам добычи нефти на месторождениях Чираг и Азери.

Видя, что сразу прийти к согласию не удастся, Россия предложила заключать договоры попарно, с соседями. Россия и Казахстан уже заключили договор о разделе дна между ними и, что особенно важно, о том, что три месторождения, лежащие на границе, – Курмангазы, Хвалынское и Центральное – будут осваиваться на равных: каждому по 50 %. Таким образом, «раздел Каспия, – как сказал президент Казахстана Назарбаев, – сдвинулся с мертвой юридической точки».

В сентябре 2002 г. аналогичный договор был подписан между Россией и Азербайджаном. Итак, Россия с соседями договорилась (рис. 2.18).

Вероятно, не без трудностей будут решаться и вопросы, связанные с транспортировкой добываемых на Каспии нефти и газа.



Рис. 2.18. Добыча нефти на Каспии и прогноз на ближайшие 20 лет. Прогнозы составлены на основе анализа проектов 30 компаний, уже заключивших контракты на разработку этих месторождений



Рис. 2.19. Сеть нефтепроводов для транспортировки каспийской нефти:  
 1 – Баку-Новороссийск; 2 – Баку-Новороссийск (новый участок в обход Чечни);  
 3 – Атырау-Самара; 4 – Баку-Супса; 5 – Тенгиз-Новороссийск (с пятью насосными станциями первой очереди); 6 – Баку-Джейхан; 7 – Тенгиз-Актау-Баку; 8 – Чарджоу-Пакистан;  
 9 – Тенгиз-Китай; 10 – Тенгиз-Узень-Харг

В 2001 г. начал работать первый крупный трубопровод (рис. 2.19), огибающий море с севера, собирающий нефть с нескольких месторождений и соединяющий Тенгиз в Казахстане с Новороссийском. По нему же пойдет

нефть Кашагана. Но одного этого трубопровода явно недостаточно. Соседи хотят иметь и другие пути выхода. Словом, трубопроводная паутина Каспия – это отдельная сложная тема, связанная с «большой» политикой.

## 2.8. Персидский залив

Ближний Восток обеспечивает 30 % от общего объема добываемой в мире нефти. На долю самого крупного в мире производителя – Саудовской Аравии – приходится 12 % мировой нефтедобычи. И, что еще важнее, на долю Ближнего Востока приходится 40 % подтвержденных мировых запасов природного газа и 65 % подтвержденных запасов нефти. Одна только Саудовская Аравия располагала 25 % мировых нефтяных запасов, далее следует Ирак (11 %), Кувейт, Объединенные Арабские Эмираты и Иран (у каждого – по 9 %). На долю Северной Америки и бывшего СССР приходится всего по 6 % совокупных нефтяных запасов планеты.

По прогнозам американского Министерства энергетики, к 2020 г. потребление нефти возрастет на 54 %. Если этот прогноз верен, то придется признать, что большая часть возросшего спроса может быть удовлетворена только странами Персидского залива. Значение этого региона со временем будет все больше и больше возрастать, если только в сфере потребления и производства энергии не произойдет какой-нибудь революции.

Следовательно, Соединенные Штаты, Европа, Япония и большая часть остального мира кровно заинтересованы в долгосрочных и стабильных поставках ближневосточной нефти. Другой жизненный интерес тех же стран – чтобы Саудовская Аравия не оказалась во враждебном лагере.

Есть и другая сторона этого богатства. По словам министра окружающей среды и вод ОАЭ Мухаммеда аль-Кинди, Персидский залив – главная нефтяная артерия мира и одна из самых загрязненных морских акваторий мира. Четверть всей перевозимой в мире танкерами нефти проходит через залив. Ежедневно от 400 до 600 танкеров проходят по его водам. Сбрасываемые ими нефтяные отходы оцениваются в 20 тыс. т в год. Нефте-содержащие сбросы осаждаются в виде шариков на глубине около 60 см – слое, где размножается планктон, главная пища многих представителей фауны. На днищах судов в залив проникают медузы, также уничтожающие планктон. Загрязнение моря угрожает существованию 21 вида птиц, 4 видов млекопитающих, 40 видов членистоногих и 3 видов рыб. Контроль за состоянием водной флоры и фауны в заливе ведется со спутников Земли.

Следует отметить, что еще хуже ситуация в Средиземном море, на побережье которого расположены несколько арабских стран. В его воды ежегодно сбрасывается 600 тыс. т нефтяных отходов. Сейчас только 4 % акватории этого моря пригодно для размножения рыбы.

Бассейн Персидского залива занимает обширную погруженную область земной коры, которая ограничивается на юго-западе выступом докембрийского фундамента Африкано-Аравийской платформы, а на севере, северо-востоке и востоке окаймлена элементами альпийского складчатого пояса – Восточным Тавром и Загросом. На тектонической карте бассейна выделяются две главные части – Аравийская плита и Месопотамский краевой прогиб. Кристаллический фундамент залегает здесь на глубине от 5 до 8 км, и в этой огромной осадочной толще образовались многочисленные поднятия и прогибы, с которыми и связана нефтегазоносность. Основной этаж нефтегазоносности располагается на глубине 1 500–3 000 м (табл. 2.5).

**Нефтяные месторождения и их запасы.** Нефтегазоносный бассейн Персидского залива охватывает залив и прилегающую часть суши. В его пределах находятся территориальные воды Саудовской Аравии, Кувейта, Ирака, Ирана и Объединенных Арабских Эмиратов (ОАЭ). Общая площадь залива – 239 тыс. км<sup>2</sup>, площадь бассейна с его сухопутной частью – 720 тыс. км<sup>2</sup>. Здесь выявлено более 70 нефтяных и 6 газовых месторождений, которые группируются вдоль разломов северо-западного и северо-восточного простирания.

Персидский залив характеризуется высокой концентрацией запасов нефти в сравнительно небольшом числе гигантских месторождений. Более половины нефтяных ресурсов этого региона сосредоточено всего в 13 месторождениях. Непосредственно в заливе расположены следующие гигантские месторождения нефти: Сафания-Хафджи, Манифа, Ферейдун-Марджан, Абу-Сафа, Умм-Шейф, Берри, Зулуф, Зукум, Лулу-Эсфандияр, Эль-Букуш и др. (рис. 2.20).

*Сафания* (Сафания-Хафджи) – крупнейшее в мире морское месторождение, принадлежит Саудовской Аравии. Открыто в 1951 г., введено в эксплуатацию в 1957 г. Начальные извлекаемые запасы – 3,8 млрд т. Месторождение было открыто на суше, куда заходит его небольшая западная периклиналь. В геологическом отношении – это крупная антиклинальная складка размером 65×18 км. Средние глубины залегания продуктивных отложений нижнего мела составляют здесь 1,5–2 км. В отличие от других уникальных месторождений бассейна оно расположено в основном в пределах шельфа Персидского залива и считается самым крупным морским

месторождением в мире. По начальным запасам нефти Сафания превосходит все месторождения Северного моря.

Таблица 2.5

**Гигантские и уникальные нефтяные месторождения  
бассейна Персидского залива**

Месторождение	Страна	Начальные запасы, млрд т
Науруз	Иран	6,0
Сафания	Саудовская Аравия	3,5
Манифа	Саудовская Аравия	1,5
Ферейдун-Марджан	Иран, Саудовская Аравия	1,3
Эсфандияр	Иран	1,2
Ферейдун	Иран	1,2
Сирри	Иран	1,2
Катиф	Саудовская Аравия	1,2
Биби-Хакиме	Иран	1,1
Зубайр	Ирак	1,0
Сальман	Иран	0,8
Даммам	Саудовская Аравия	0,8
Берри	Саудовская Аравия	0,8
Хурсания	Саудовская Аравия	0,8
Абу-Хадрия	Саудовская Аравия	0,8
Зулүф	Саудовская Аравия	0,8
Закум	ОАЭ	0,75
Умм Шеиф	ОАЭ	0,7
Вафра	Кувейт	0,7
Мурбан	ОАЭ	0,6
Духан	Иран	0,6
Меседжеде-Солейман	Иран	0,5
Лулу-Эсфандияр	Саудовская Аравия	0,4



Рис. 2.20. Месторождения Персидского залива

Южнее месторождения Сафания находится второй нефтяной гигант Персидского залива – месторождение *Манифа* с извлекаемыми запасами 1,5 млрд т. Антиклинальная складка, к которой приурочены залежи, находится в 13 км от берега. Размеры ее – 23×15 км, глубина залегания продуктивных горизонтов – 2–2,5 км. Месторождение открыто в 1957 г. В непосредственной близости от Сафании-Хафджи открыто еще два нефтяных гиганта – месторождения *Зулуп* и *Лулу-Эсфандияр*, запасы которых оценивают соответственно в 0,78 и 0,4 млрд т нефти. В 50 км от западного берега Персидского залива находится еще одно крупное нефтяное месторождение – *Абу-Сафа* (568 млн т нефти). Нефть содержится в трещинах и в кавернах известняков позднеюрского возраста (свита Араб). Скважины отличаются высокими дебитами. Своеобразный рекорд был установлен в

1966 г., когда из четырех эксплуатируемых скважин на месторождении за год было получено 2 млн т нефти. Месторождение *Умм-Шейф* (707 млн т нефти) открыто в 1958 г. в 35 км к востоку от о-ва Дас при глубине моря 15 м. В 86 км на юго-восток от месторождения *Умм-Шейф* в 1963 г. обнаружено еще одно крупное нефтяное месторождение *Закум* (744 млн т нефти). Оба месторождения принадлежат эмирату Абу-Даби (ОАЭ), которое более половины нефти добывает со дна моря.

Основными нефтяными месторождениями акватории являются Науруз (запасы 6 млрд барр. нефти), Абу Зар (5 млрд барр.), Эсфандьяр, Ферейдун, Сирри (1,2 млрд барр.), Сальман (800 млн барр.), но они не идут ни в какое сравнение с супергигантом, крупнейшим газоконденсатным месторождением в Мире, – месторождением Южный Парс (рис. 2.21).



Рис. 2.21. Схема месторождения Северный Купол/Южный Парс

Если быть точным, название Южный Парс – всего лишь половина настоящего имени газоконденсатного гиганта. Целиком оно звучит как Северный Купол/Южный Парс. Оно находится в центральной части Персид-

ского залива в территориальных водах Катара (Северный Купол) и Ирана (Южный Парс). Северный Купол и Южный Парс разделены тектоническим разломом. Оба они являются самостоятельными разновозрастными залежами: Северный Купол – поздним мелом, а Южный Парс – триасового возраста. Запас Северного Купола/Южного Парса оценивается в 20–25 трлн м<sup>3</sup> газа и 27 млрд барр. или 4,5 млрд т нефти, тогда как общие запасы природного газа на Земле составляют 179,5 трлн м<sup>3</sup>.

Северный Купол был открыт в 1971 г. Разработка Северного Купола началась в 1989 г. Газ из Северного Купола по газопроводам отправляется в ОАЭ. Запасы Северного Купола оцениваются в 8–10 трлн м<sup>3</sup>.

Южный Парс был открыт в 1990 г. Разработка Южного Парса будет проходить в 25 фазах и рассчитана сроком на 20 лет. К концу 2007 г. реализовано 10 фаз, а к 2010 г. уже 16. Газ из Южного Парса по газопроводам отправляется в Ассалуе. В Ассалуе расположена промышленно-производственная зона Парс. Запасы Южного Парса оцениваются в 13–15 трлн м<sup>3</sup>.

Персидский залив, образно говоря, – это нефтяная жемчужина мира.

Общеизвестно, какую огромную роль в экономике стран Персидского залива играет нефтяное хозяйство. Достаточно сказать, что доля нефти в экспортных поступлениях Саудовской Аравии, Кувейта и Ирана составляет 90–95 %, а Ирака, Катара и ОАЭ – даже 95–100 %. Благодаря притоку нефтедолларов эти страны за относительно короткое время сумели реконструировать свою экономику и обеспечить очень высокий уровень доходов из расчета на душу населения (в ОАЭ и Катаре – 27 тыс. долл., первое место в мире). Именно богатство нефтью во многом предопределяет и геополитическое положение зоны Персидского залива на карте Азии и мира в целом. Это связано с наличием здесь месторождений углеводородов, относящихся к категории гигантских.

Специалисты в области нефтяной геологии в зависимости от размеров начальных запасов подразделяют нефтяные месторождения на пять групп: мелкие (до 10 млн т), средние (10–50), крупные (50–500), гигантские (500–1 000) и уникальные (свыше 1 млрд т). По данным известного советского геолога-нефтяника А. А. Бакирова, в начале 1980-х гг. из 25 тыс. нефтяных месторождений мира к категории уникальных и гигантских относились всего 45 (0,18 %), но доля их в общих запасах превышала 80 %. Самой большой концентрацией таких месторождений отличается регион Ближнего и Среднего Востока; не случайно по запасам нефти он занимает внекон-

курентное первое место в мире. А в пределах этого региона пальма первенства принадлежит нефтегазозоному бассейну Персидского залива.

Бассейн Персидского залива выделяется в мире не только по числу месторождений-гигантов, но и по качеству нефти (преимущественно легкая и малосернистая), а также по размерам дебита нефтяных скважин. Благодаря тому, что большинство из них – фонтанирующие, средняя их продуктивность в Саудовской Аравии, Иране, Ираке, Кувейте составляет 800 т в сутки, тогда как в среднем для мира этот показатель составляет всего 3 т. На месторождениях Гавар и Большой Бурган среднесуточный дебит скважины составляет 700–800 т, а в отдельных случаях 1 500–2 000 т. Но «рекордсменом мира» в этом отношении служит месторождение Ага-Джари, где многие скважины дают 3–5 тыс. т, а отдельные даже до 10 тыс. т в сутки. Нетрудно подсчитать, что одна скважина при суточном дебите 1 тыс. т может дать в течение года 365 тыс. т нефти.

Этими особенностями в первую очередь объясняются и низкие издержки добычи. Так, средние издержки добычи нефти в Саудовской Аравии составляют по разным оценкам от 4 до 7 долл. за 1 т, тогда как в США – от 60 до 80 долл., а в Северном море от 75 до 100 долл.

Следовательно, себестоимость нефти в этом бассейне – самая низкая в мире.

Статистика свидетельствует о том, что только в 1985–1990 гг. мировые разведанные запасы нефти возросли с 80–100 до 150 млрд т, причем основной прирост пришелся на страны Персидского залива. В свою очередь, это привело к дальнейшему росту обеспеченности добычи нефтяными ресурсами: в начале 1990-х гг. такая обеспеченность в Иране, Кувейте и ОАЭ достигла 100 лет и более, в Саудовской Аравии – 86 лет, что примерно в 2 раза выше среднемирового уровня. Заметно увеличились и ресурсы природного газа, особенно благодаря новым крупным открытиям в Иране (например, шельфовое месторождение-гигант Южный Парс). В этих условиях Иран предполагает в ближайшее время удвоить добычу газа, увеличив его внутреннее потребление и экспортную составляющую. Намечается также осуществление проекта транспортировки газа в Западную Европу по магистральному газопроводу, который пройдет через территорию Турции, Азербайджана, Армении и далее вдоль побережья Черного моря. Украина уже заключила соглашение с Ираном на поставку 25 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Армения рассчитывает получать по нему 7 млрд м<sup>3</sup>. Рассматривается также проект газопровода длиной 5 400 км в Пакистан и Индию. Считается, что

по размерам экспорта газа Иран может выйти на второе место в мире после России.

### ***Некоторая справочная информация о Саудовской Аравии***

Саудовская Аравия располагает четвертой частью всех мировых нефтяных запасов. Стоимость добычи Саудовской нефти – одна из наименьших в мире. Саудовская Аравия останется одним из крупнейших экспортеров нефти в мире в обозримом будущем. В течение января – марта 2005 г. Саудовская Аравия поставляла в США 250 тыс. т в день сырой нефти, или 15 % импорта США за этот период.

Экспорт нефти составляет 90–95 % всех экспортных доходов Саудовской Аравии, 70–80 % бюджетных поступлений, или около 40 % государственного ВВП. Несмотря на попытки диверсификации экономики страны, Саудовская Аравия остается зависимой от экспорта нефти. Активные капиталовложения (инвестиции) в нефтехимическую промышленность за последние годы увеличили важность нефтяного сектора для экономики страны.

Саудовская Аравия имеет 80 млрд т доказанных запасов нефти (включая 8 млрд т в нейтральной зоне). Около 2/3 саудовских запасов – это легкая и экстралегкая нефть. (Легкие сорта преимущественно добываются на побережье, в то время как тяжелые – на шельфе). Треть запасов составляет средняя и тяжелая нефть. Саудовская Аравия имеет 80 нефтяных и газовых месторождений и более 1 000 скважин. Тем не менее, около половины всех запасов нефти сконцентрированы на восьми крупнейших месторождениях: Гавар, Сафания и др.

Саудовская Аравия является одним из крупнейших экспортеров нефти. Объемы добычи нефти в Саудовской Аравии поддерживаются на уровне 1,6–1,7 млн т в день, однако утверждается, что страна может увеличить объемы добычи до 2,3 млн т в будущем и удерживать этот показатель в течение 50 лет. В июне 2005 г. первый вице-президент Саудовской компании *Aramco* Халид аль-Фалих заявил о том, что Саудовская Аравия может увеличить добычу до 1,85 млн т в день к 2009 г., а затем, возможно, до 2,3 млн т в зависимости от ситуации.

Некоторые месторождения – Абу Хадрия (280–300 млн т), Фадхили (150–215), Хармалья, Курсанья (540 млн т) и Манифа – законсервированы саудовцами в 1990-х гг., однако могут быть возвращены в строй для поддержания мощностей добычи. Так, в частности, *Aramco* стремится развивать береговые месторождения Абу Хадрия, Фадхили и Курсанья. В марте 2005 г. Саудовская Аравия подписала 8 контрактов на разработку месторождений Курса-

нья и Хавия. Добыча около 77 тыс. т в день средней нефти плотностью 35° API марки *Arab Light* с этого месторождения может начаться в ближайшие годы. Кроме этого, Саудовская Аравия может увеличить добычу *Arab Light* на миллиардном береговом месторождении Нуайим мощностью до 17 тыс. т нефти в день.

**Экспорт, порты, трубопроводы и транспортировка.** Саудовская Аравия является ключевым поставщиком сырой нефти для Соединенных Штатов. Азия, в частности, Китай, Япония, Южная Корея и Индия, в настоящее время имеют 60 % экспортной нефти и нефтепродуктов из Саудовской Аравии. Саудовская Аравия стала ведущей страной по количеству экспорта в США. В скором времени страна может увеличить долю экспорта в США по различным экономическим и стратегическим причинам.

Саудовская Аравия имеет два основных трубопровода. Один из них мощностью 770 тыс. т в день – *East-West Crude Oil Pipeline (Petroline)*, контролируется *Aramco* с 1984 г. До этого трубопровод контролировался компанией *Mobil*. Используется для транспортировки сортов *Arabian Light* и *Super Light* на нефтеперерабатывающие заводы Западной провинции и к терминалам в Красном море для экспорта на европейский рынок.

*Petroline* был построен в 1981 г. изначальной мощностью 285 тыс. т в день и расширен за время Ирано-иракской войны (танкерной войны в Персидском заливе) до мощности 500 тыс. т в день. В итоге к 1993 г. мощности *Petroline* возросли до 770 тыс. т в день.

**Нефтепереработка.** Саудовская Аравия имеет 8 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью около 270 тыс. т в день. Предполагается строительство НПЗ мощностью 60 тыс. т в день, стоимостью 4 млрд долл. США в Янбу.

**Природный газ.** Запасы природного газа Саудовской Аравии оцениваются в 6,6 трлн м<sup>3</sup> (2002), занимая четвертое место в мире после России, Ирана и Катара. Около 60 % доказанных запасов природного газа Саудовской Аравии сосредоточены на побережном месторождении Гавар и шельфовых месторождениях Сафания и Зулуф. Гавар имеет треть всех запасов природного газа страны. Новейшие залежи газа были открыты в 1990-х гг. в месторождениях, содержащих легкие сорта нефти, особенно в районе Наджид, южнее Рияда. Большое количество месторождений природного газа (Мазалидж, Аль-Манджура, Шаден, Нибан, Тинат, Аль-Ваар и др.) расположены в глубинах резервуара Хуфф, лежащем под месторождением Гавар. Природный газ также находится на северо-западе страны – Мидян и в юго-восточной пустыне Руб-аль-Хали. Только лишь Руб-аль-Хали может

содержать до 85 трлн м<sup>3</sup> газа. В июне 2004 г. природный газ был обнаружен в Фазране.

Другое крупное месторождение природного газа, называемое Дорра, расположено на шельфе месторождения Хафджи в Саудовско-Кувейтской разделительной зоне. Разработка Дорра крайне противоречива, поскольку на нее претендует также Иран, который называет это месторождение Араш. Морская граница между Кувейтом и Ираном остается недемаркированной, но Саудовская Аравия достигла соглашения с Кувейтом в июле 2000 г. о равном разделе Дорры. В настоящее время Иран сопротивляется шагам Кувейта и Саудовской Аравии, направленным на разработку месторождения своими силами.

В январе 2004 г. российский «Лукойл» выиграл тендер на разработку природного газа в Блоке-А близ Гафара. Предприятие будет действовать в рамках СП «ЛУКСАР» в доле 80/20 с *Aramco*.

## Глава 3. РОССИЙСКИЕ ШЕЛЬФЫ

### 3.1. Общий обзор

Начальные извлекаемые ресурсы углеводородов на континентальном шельфе Российской Федерации составляют около 100 млрд т в пересчете на нефть, в том числе более 13 млрд т нефти и около 79 трлн м<sup>3</sup> газа. Выявлено более 800 локальных структур, 130 из них подготовлены к глубокому бурению. Государственным балансом запасов полезных ископаемых учтены запасы УВ на 44 месторождениях на шельфе, включая 6 месторождений, расположенных на шельфе частично (Тота-Яхинское, Семаковское, Антипаютинское, Юрхаровское, Селекаптское – в Тазовской губе, Избер-баш – на побережье Каспийского моря):

➤ шельф Баренцева (включая Печорское) моря – 11 месторождений, в том числе четыре нефтяных (Приразломное, Варандей-море, Медынское-море, Долгинское), одно нефтегазоконденсатное (Северо-Гуляевское), три газоконденсатных (Штокмановское, Поморское, Ледовое), три газовых (Северо-Кильдинское, Мурманское, Лудловское); в работах в различной форме задействованы компании: «Газпром», «Росшельф», «Арктикморнефтегазразведка», *Wintershall, Conoco, Norsk Hydro, TotalFinaElf, Fortum*;

➤ шельф Карского моря (в том числе в Тазовской и Обской губах) – 11 месторождений, в том числе два нефтегазоконденсатных (Салекаптское, Юрхаровское), два газоконденсатных (Ленинградское, Русановское), семь газовых (Антипаютинское, Семаковское, Тота-Яхинское, Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Гугорьяхинское, Обское); в работах в различной форме задействованы компании: «Лукойл», «Лукойл-Астраханьморнефть», «ЮКОС», «Газпром», «Роснефть-Дагнефть», «Геотермнефтегаз», «Калмнефть», *JKX, CanArgo, J.P. Redd*;

➤ шельф Охотского моря – восемь месторождений, в том числе одно нефтяное (Одопту-море, Северный купол), пять нефтегазоконденсатных (Пильтун-Астохское, Одопту-море, Аркутун-Дагинское, Чайво, Лунское), одно газоконденсатное (Кириновское), одно газовое (Вениновское); в работах в различной форме задействованы компании: «Дальморнефтегеофизика»,

«Роснефть», «Роснефть-СМНГ», *Exxon/Mobil*, *SODECO*, *ONGC*, *RD/Shell*, *Mitsui*, *Mitsubishi*, *Texaco*, *BP*, *PGS*, *Hulliberton* и др.;

➤ шельф Японского моря – одно газовое месторождение (Изыльметьевское);

➤ шельф Каспийского моря – семь месторождений, в том числе пять нефтегазоконденсатных (Филановского, Инчхе-море, 170 км, Хвалынское, им. Ю. Корчагина, Самарское), одно газоконденсатное (Ракушечное), одно нефтяное (Избербаш, подводная часть);

➤ шельф Азовского моря – три газовых месторождения (Бейсугское, Западно-Бейсугское, Октябрьское);

➤ шельф Балтийского моря – два нефтяных месторождения (Калининградское, Кравцовское).

Из перечисленных 43 месторождений 33 выявлены и оценены до 1999 г. В результате геолого-разведочных работ поставлены на государственный учет 11 месторождений на шельфах Печорского, Карского и Каспийского морей.

По состоянию на 01.01.2004 г. запасы УВ морских месторождений, введенных в эксплуатацию, составляют не более 3 % общей суммы запасов промышленных категорий. В стадии разработки находятся четыре месторождения: Бейсугское (добыча свободного газа), Одопту-море (Северный купол) и Пильтун-Астохское (добыча нефти и газа), Избербаш (добыча нефти на морском продолжении не ведется). Подготовлены к промышленному освоению семь месторождений, законсервированы три, разведочные работы проводились на 29 месторождениях. Извлекаемые запасы промышленных категорий распределенного фонда составляют 60 % всего фонда недр шельфов России. Суммарная добыча УВ на морских месторождениях – более 20 млн т условного топлива.

**Перспективные и прогнозные ресурсы УВ** континентального шельфа России составляют в сумме 98,7 млрд т условного топлива (91,6 % начальных суммарных ресурсов (НСР)). При этом около 70 % аккумулируются в пределах шельфовых зон Карского и Баренцева (включая Печорское) морей. Доля нефти и конденсата в общем объеме ресурсов не превышает 10 %. В структуре ресурсного потенциала УВ преобладают (около 90 %) перспективные ресурсы (категория С<sub>3</sub>), весьма неравномерно распределенные по шельфам отдельных морей.

Итак, в Баренцевом и Карском морях сосредоточено 84 % уже известных запасов всего шельфа России. А на берегу, южнее, расположена огромная Западно-Сибирская низменность, в которой находится 63 % наших сухо-

путных ресурсов нефти. Все это – дно единого древнего моря, существовавшего в течение многих геологических эпох. Здесь-то и находится основная наша кормилица – Западно-Сибирская нефтяная провинция. Полуостров Ямал славен еще и тем, что Россия добывает на нем почти 80 % газа. На соседнем шельфе, по-видимому, сосредоточено 95 % запасов газа всего нашего шельфа.

Региональная структура НСР УВ континентального шельфа России характеризуется значительной дифференциацией по объемам запасов (категории А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>) и ресурсов (категории С<sub>3</sub>+Д<sub>1</sub>+Д<sub>2</sub>) (табл. 3.1). По объемам разведанных и предварительно оцененных запасов лидируют Баренцево (включая Печорское), Карское и Охотское моря, по объемам перспективных и прогнозных ресурсов – Карское, Баренцево (включая Печорское), Восточно-Сибирское и Охотское моря. Преобладание ресурсной составляющей (91,6 %) в общей структуре НСР УВ всего российского шельфа свидетельствует о значительных перспективах открытия новых морских месторождений и наращивания объемов запасов.

Таблица 3.1

**Структура начальных суммарных ресурсов УВ  
континентального шельфа России**

<i>Акватории (моря)</i>	<i>НСР УВ, млн т</i>	<i>Запасы, млн т</i>	<i>Ресурсы, млн т</i>	<i>Накопленная добыча, млн т</i>	<i>Число месторождений</i>
Баренцево	30314,20	4519,52	25794,68	–	11
Печорское					
Карское	41210,45	3731,81	37478,64	–	11
Лаптевых	3260,0	–	3260,0	–	–
Восточно-Сибирское	5583,0	–	5583,0	–	–
Чукотское	3335,0	–	3335,0	–	–
Берингово	1075,0	–	1075,0	–	–
Охотское	8735,20	1737,24	6977,96	20	8
Японское	485,60	4,55	481,05	–	1
Каспийское	3453,45	801,92	2651,53	–	7
Азовское	412,37	23,34	389,03	–	3
Черное	634,77	–	634,77	–	–
Балтийское	66,0	9,86	56,14	–	2
Тихий океан	113,0	0,75	112,25		–
<b>Итого</b>	<b>98678,05</b>	<b>10828,27</b>	<b>87829,78</b>	<b>20,0</b>	<b>43</b>

Шельфы Баренцева, Печорского, Карского морей относятся к Баренцево-Карской нефтегазоносной провинции.

Общие потенциальные запасы – 8,4 млрд т условного топлива.



Рис. 3.1. Основные перспективные структуры на шельфе Западной Арктики

По категориям А+В+С<sub>1</sub> запасы Приразломного оцениваются в 47,8 млн т, по категории С<sub>2</sub> – 35,4 млн т.

Практически повсюду на российском шельфе обнаружена связь его нефтегазоносных провинций и комплексов с соответствующими геологическими структурами на прилегающих участках суши. Но, как следует из мирового опыта, нефтегазоносность шельфа оказывается более высокой по сравнению с континентальной областью.

Таким образом, высокие перспективы российского шельфа и обеспеченность России углеводородным сырьем в обозримом будущем не вызывают сомнений. В то же время нельзя не отметить приуроченности основной части этих ресурсов к отдаленным (арктическим и дальневосточным) регионам с суровыми природно-климатическими условиями, а также их относительно слабую геолого-геофизическую изученность, которая в сотни раз ниже аналогичных показателей для шельфа Северного моря, Мексиканского залива и ряда других акваторий.

На шельфе Баренцева и Карского морей выявлены два крупнейших нефтегазоносных бассейна (Баренцево-Карский и Южно-Карский) общей

площадью 2 млн км<sup>2</sup> с потенциальными ресурсами не менее 50–60 млрд т условного топлива и открыты 10 месторождений, опробованных бурением. Геологические запасы только двух из них в Карском море (Русановского и Ленинградского) оцениваются в  $5 \times 10^{12}$  м<sup>3</sup> природного газа, что не может не впечатлять, если учесть, что вся мировая добыча газа составляет сейчас  $2 \times 10^{12}$  м<sup>3</sup>/год.

В 1992 г. начаты и продолжаются проектные и другие разработки по освоению Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море с запасами газа около  $3 \times 10^{12}$  м<sup>3</sup> и газоконденсата более 20 млн т, а также Приразломного нефтяного месторождения в районе Печорской губы, с геологическими запасами нефти более 200 млн т (рис. 3.2). Промышленная эксплуатация этих месторождений может продолжаться в течение 25–30 лет, что приведет в дальнейшем к заметному изменению мировой системы транспортировки нефтегазовых углеводородов и к широкому использованию для этих целей Северного морского пути. На акватории Баренцева моря уже сегодня возвышаются более 10 буровых платформ Норвегии и России.



Рис. 3.2. Расположение Штокмановского и Приразломного месторождений на арктическом шельфе России

Аналогичные масштабные работы намечаются и в некоторых других районах северного шельфа России, в том числе в районе Ямала, газоконденсатные месторождения которого могут давать в будущем до 80–100 млрд м<sup>3</sup> в год природного газа. Для транспортировки этого газа намечается строительство магистрального газопровода через Байдарацкую губу.

Моря в Арктике относятся к категории замерзающих. Для проведения поисково-разведочных работ акватории условно разделены на глубины 0–15 м, 15–60 м, 60–300 м и более. Для каждого интервала глубин разработаны свои технологии освоения месторождений.

Даже беглого взгляда на геологическую карту достаточно, чтобы вообразить, будто многочисленные месторождения нефти и газа на шельфе Северного Ледовитого океана и морей напоминают драгоценное ожерелье страны, обращенное лицом на север и восток. И это действительно так, ибо в XXI веке основные энергетические ресурсы будут добываться из-под дна морского.

**Стратегия замыслов и решений.** Стратегия изучения и освоения шельфа, по мнению специалистов, должна учитывать два немаловажных обстоятельства. Во-первых, за счет государственного бюджета может быть осуществлена лишь незначительная часть поисково-разведочных работ. Поэтому необходима законодательная основа для привлечения уже на этом этапе средств инвесторов, интерес которых подкреплялся бы некими гарантиями со стороны государства, например, путем создания привилегий для первооткрывателей на основе лицензий на геологическое изучение и тому подобных преференций. Во-вторых, уже сегодня ясно, что в большинстве открытых на шельфе месторождений основные запасы составляют газ и газоконденсат. Между тем известно, что страна начинает испытывать дефицит не газа, а нефти. Следовательно, как считают в Министерстве природных ресурсов, целесообразно усилить поисковые, научно-исследовательские работы именно в направлении выявления нефтяных месторождений.

Освоение углеводородного потенциала шельфа нашей страны – это принципиально новая страница развития ее топливно-энергетического комплекса, по крайней мере, до конца XXI в.

Предполагается, что прибыль, полученная в результате успешного освоения шельфа, может существенно укрепить федеральный бюджет и оказать влияние на развитие не только нефтегазовой отрасли экономики. Например, только реализация проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» за 30 лет даст России доход около 80 млрд долл., из которых Сахалинской области

достанется половина. Таким образом, регионы, на территории которых будут разрабатываться шельфовые запасы, имеют прямой интерес в осуществлении подобных проектов. Более того – освоение шельфа сегодня просматривается едва ли не единственной стратегией развития российского Севера и Дальнего Востока, испытывающих настоящий энергетический голод.

Основой государственной политики на шельфе, вероятно, должно быть систематическое проведение лицензионных раундов с благоприятными условиями, как для государства, так и для инвесторов всех форм собственности, в том числе и иностранных. Мы видим, что стратегически правильная, продуманная политика таких стран, как Норвегия, Китай и Индия, приводит к существенным результатам. Например, в Китае для работ на шельфе иностранными компаниями в 1997 г. было вложено около 5 млрд долл. США. Из них половина пошла на оплату китайских сервисных компаний.

В 1991–1992 гг. были проведены международные тендеры «Сахалин-1» и «Сахалин-2», по которым три года спустя подписаны соглашения о разделе продукции. Разумеется, в этих проектах не обходится без проблем, но практика показывает, что даже самым крупным, мощным нефтяным и газовым компаниям в одиночку не по силам обеспечить огромные инвестиции, необходимые для быстрого освоения акваторий.

Предполагается, что правильная организация освоения российского шельфа может ежегодно приносить в бюджет до 10 млрд долларов США и более. В 1995 г. правительством Российской Федерации была утверждена «Концепция изучения и освоения углеводородных ресурсов Баренцево-морской провинции». В течение трех следующих лет была разработана аналогичная концепция для шельфов морей Дальнего Востока и Северо-Востока России. Завершена разработка «Концепции изучения и освоения углеводородных ресурсов шельфа РФ на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу». Она должна стать основой государственной стратегии в новой, по сути, отрасли экономики страны.

В соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2020 г.» подготовка запасов и освоение нефтяных и газовых месторождений на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей – одно из наиболее перспективных направлений развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России. Доля морей в общем приросте запасов углеводородного сырья в России может достигнуть 10–15 % к 2010 г. и далее будет расти.

Начальные суммарные ресурсы морской периферии России, по сегодняшним оценкам, составляют 133,5 млрд т условного топлива, или около 100 млрд т извлекаемых ресурсов, распределенных в 16 крупных морских нефтегазоносных провинциях и бассейнах.

Наибольшая доля ресурсов – около 62,7 % – приходится на моря Западной Арктики: Баренцево, Печорское и Карское (рис. 3.3). За ними, в порядке убывания, следуют Охотское, Восточно-Сибирское и Каспийское моря.

Освоение континентального шельфа России способно сыграть определенную стабилизирующую роль в динамике добычи нефти и газа, смягчая или нивелируя возможный спад, прогнозируемый рядом экспертов за счет истощения континентальных месторождений.

Углеводородный потенциал континентального шельфа в целом способен обеспечить высокие уровни добычи, которые при благоприятных условиях могли бы составить до 20 % всего предполагаемого объема добычи нефти и до 45 % всего объема добычи газа.

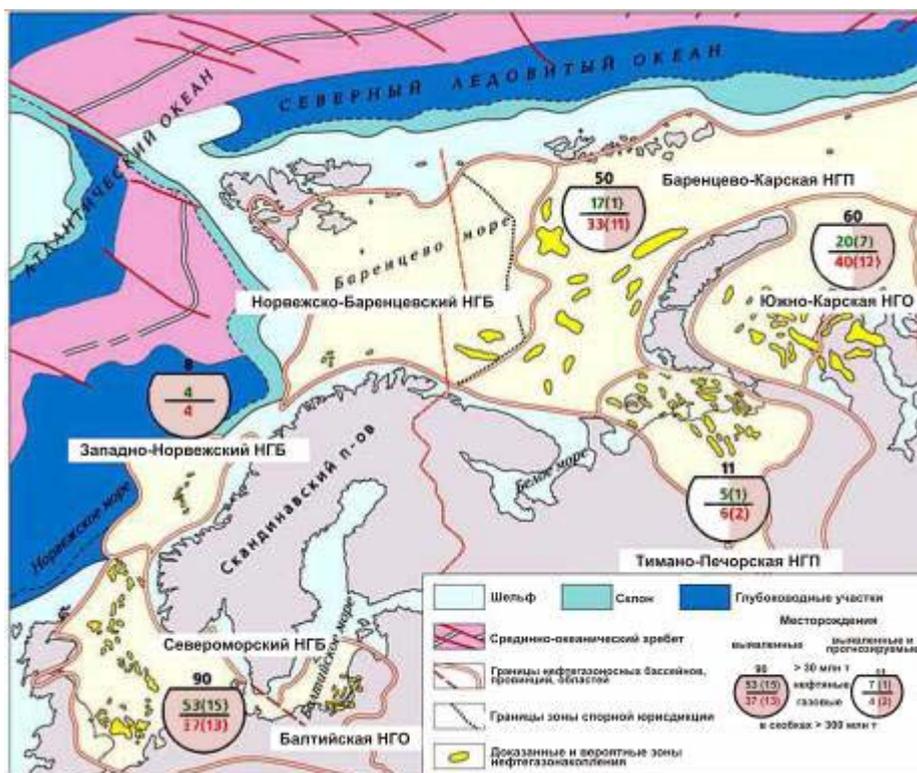


Рис. 3.3. Нефтегазоносные бассейны, области и провинции северо-западных окраин Евразии

Суммарный прирост геологических ресурсов во всех указанных регионах за период реализации «Стратегии...» может составить от 30 до 45 млрд т условного топлива.

Анализ зарубежного опыта освоения морских нефтегазовых ресурсов показывает, что имеется два пути. Стратегически взвешенная и четкая политика таких, например, государств, как Норвегия, Китай и Индия, привела к их обогащению за счет иностранных инвестиций в морскую нефтегазовую отрасль. В то же время подобные вложения стали лишь средством выкачивания углеводородов при временных, незначительных льготах для таких государств, как Нигерия, Индонезия, Мексика.

Для освоения морских месторождений, особенно в арктических и дальневосточных морях с тяжелыми гидрометеороусловиями и удаленностью от обжитых мест, помимо создания организационно-правовых условий, требуются огромные инвестиции, измеряемые в конечном итоге десятками миллиардов долларов. Например, подсчитано, что для реализации проектов «Сахалин-1, -2, -3, -5» необходимо более 30 млрд долл., а освоение Штокманского месторождения потребует более 20 млрд долл.

***Организация прибрежно-морских нефтегазодобывающих комплексов.*** В России предпринимаются попытки создать прибрежно-морские федеральные нефтегазодобывающие комплексы в районах с высокой концентрацией промышленных запасов углеводородов, которые можно разделить на две группы.

К первой относятся Печороморский и Южно-Баренцевский, Южно-Карский, Северосахалинский, Каспийский и Балтийский районы. При этом наиболее перспективны первые два (рис. 3.4). Ранее предполагалось, что здесь начиная с 2010 г. будет добываться до 50 млрд м<sup>3</sup> газа с выходом в 2020 г. на уровень добычи 30 млн т нефти и 130 млрд м<sup>3</sup> газа.

Нефтегазодобывающий комплекс Печороморского и Южно-Баренцевского районов должен формироваться на базе запасов уже открытых месторождений нефти – Приразломного, Северо-Медынского, Северо-Гуляевского, Варандей-море, Поморского, Долгинского, и развиваться по мере поиска и развития многочисленных компактно расположенных перспективных объектов (структуры Полярная, Алексеевская и др.). Извлекаемые запасы нефти этих структур и месторождений составляют 600–700 млн т.

Запасы газа в основном сосредоточены в Западно-Баренцевской провинции и составляют более 4 000 млрд м<sup>3</sup>. Основа газодобывающего комплекса – Штокмановское газоконденсатное месторождение, запасы

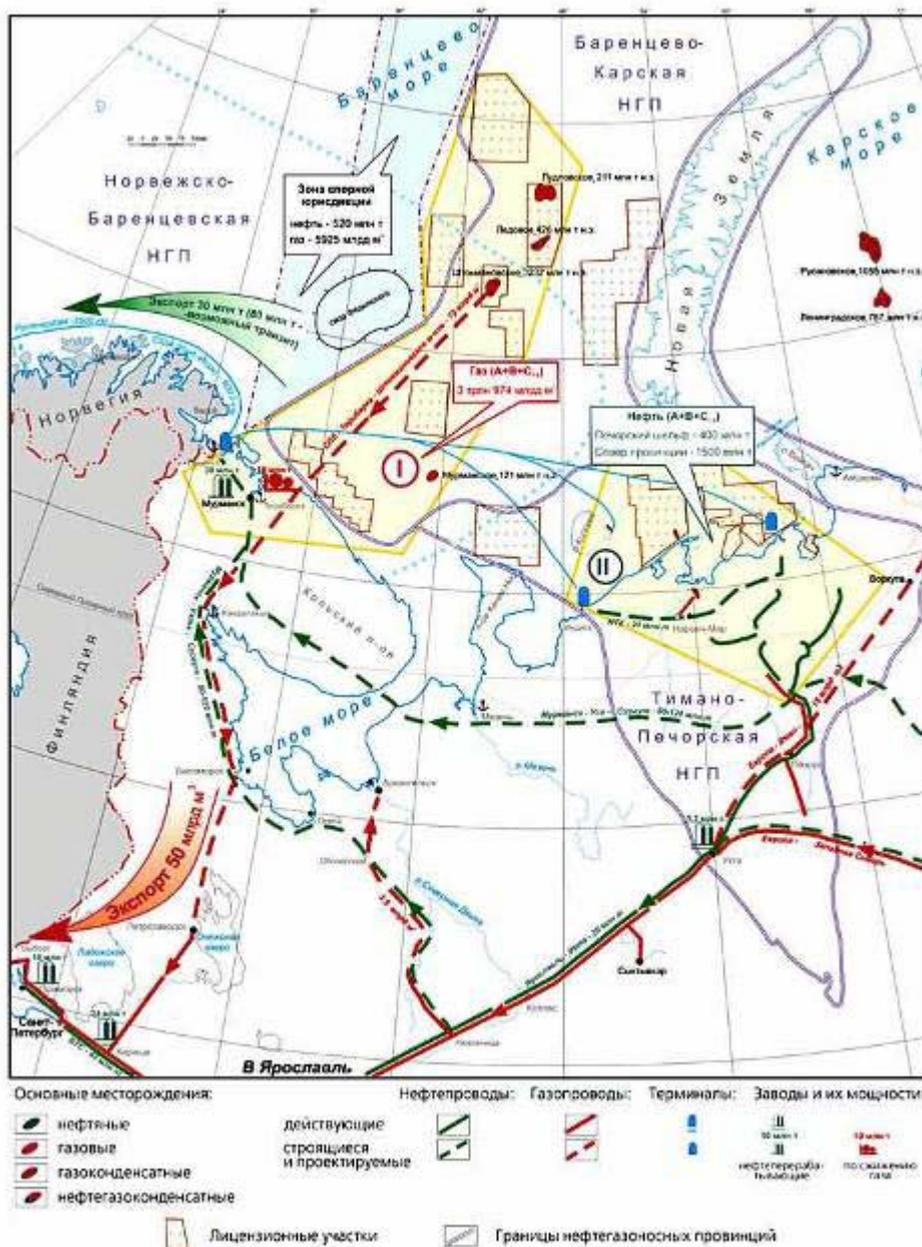


Рис. 3.4. Схема развития территориально-экономических комплексов Северо-Запада России. Нефтегазодобывающие комплексы Штокмановско-Мурманский (I), Печорский (II)

которого (3,2 трлн м<sup>3</sup>) вместе с Ледовым (500 млрд м<sup>3</sup>) и Лудловским (220 млрд м<sup>3</sup>) создают его надежную ресурсную базу. Здесь выявлено еще несколько перспективных структур – Туломская, Териберская и др. Общие ресурсы этого перспективного района газодобычи оцениваются не ниже 5–6 трлн м<sup>3</sup> газа.

Южно-Карский нефтегазодобывающий комплекс характеризуется наличием двух крупнейших газовых месторождений – Русановского и Ленинградского, а также гигантских месторождений п-ова Ямал (Харасавейского и Бованенковского), месторождений южно-карского мелководья (Харасавейское море, Крузенштерновское, Западно-Шараповское), многочисленных открытых на суше и мелководной акватории месторождений (Самкантское, Юрхаровское, Каменномысское, Северо-Каменномысское, Антипаютинское, Симаковское, Тота-Яхинское). Разработку месторождений Южно-Карского района необходимо увязывать с разработкой месторождений п-ова Ямал и использованием для транспорта морского газа системы газопроводов на полуострове.

Северо-Сахалинский нефтегазодобывающий комплекс является наиболее подготовленным к промышленному освоению районом на шельфе России (рис. 3.5). Он охватывает и месторождения суши о-ва Сахалин. Морскими работами здесь открыто шесть крупных газоконденсатных и нефтегазовых месторождений и одно газовое. Суммарные извлекаемые ресурсы района оцениваются не ниже 1 700 млн т нефти и 4 500 млрд м<sup>3</sup> газа. В настоящее время это единственный район добычи нефти в море. На Пильтун-Астохском месторождении добыто более 5 млн т нефти. В будущем здесь прогнозируется еще несколько крупных нефтяных (более 30 млн т) и свыше десятка газовых и газоконденсатных месторождений от 30 до 300 млн м<sup>3</sup> каждое. Оптимальная добыча в 2020 г. может достигнуть 45 млн т нефти и 60 млрд м<sup>3</sup> газа. Для транспортировки сырья дополнительно к существующим планируется построить новые нефте- и газопроводы. Предусматривается строительство нефтеперерабатывающего завода и завода по сжижению газа. Формирование Северосахалинского нефтегазодобывающего комплекса знаменует собой начало развития нефтегазовой отрасли на Востоке России.

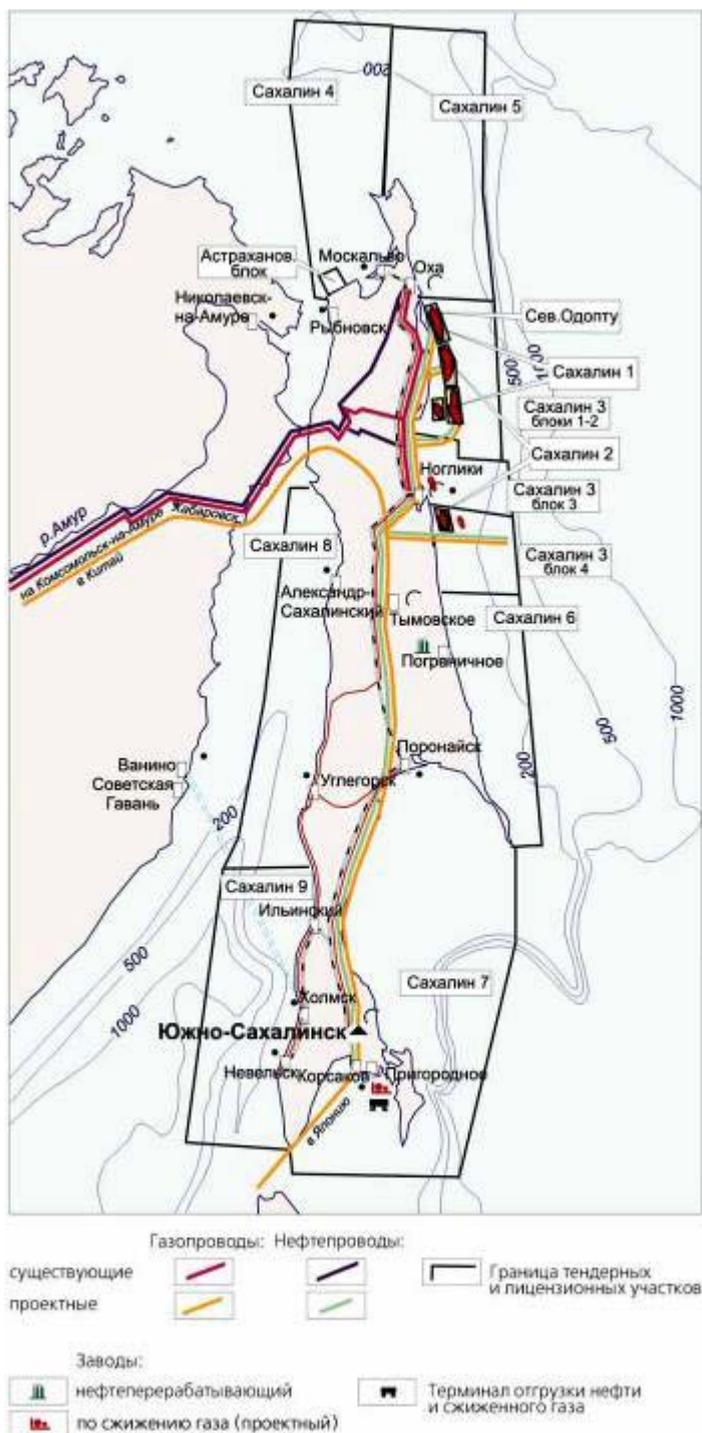


Рис. 3.5. Схема освоения нефтегазоносных районов Сахалина и островного шельфа

Каспийское море характеризуется наиболее сбалансированной структурой запасов и ресурсов всех категорий, развитой инфраструктурой и наличием месторождений на побережье и в акватории. Начальные извлекаемые ресурсы шельфа составляют 1 046 млн т нефти и 1 905 млрд м<sup>3</sup> газа.

На шельфе планируется разработка пяти месторождений нефти, газа и конденсата и разведка еще пяти-шести перспективных структур. В результате их освоения в 2020 г. может быть обеспечена добыча до 10 млн т нефти и 40 млрд м<sup>3</sup> газа.

Балтийский нефтегазодобывающий район по своим потенциальным ресурсам имеет местное, региональное значение. Сравнительно небольшие запасы нефти компенсируются развитой наземной инфраструктурой Калининградской области и ее уникальным географическим положением в Европейском регионе, практически лишенном естественных энергоресурсов. Максимальный уровень годовой добычи нефти здесь составит 1 млн т.

В 2004 г. добыли промышленную нефть и на шельфе Балтийского моря: месторождение Кравцовское было открыто в 1983 г. и находится в 22,5 км от побережья Калининградской области. Первая на российском шельфе Балтики добывающая морская ледостойкая стационарная платформа Д6 (рис. 3.6) была принята Госкомиссией в феврале 2004 г., а первая тонна нефти добыта в июле. Геологические запасы нефти категорий С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> здесь составляют 21,5 млн т, а извлекаемые – 9,1 млн т. Объем инвестиций в обустройство месторождения составил 7,7 млрд рублей. Эксплуатация месторождения Кравцовское в короткие сроки привела к почти двойному увеличению объемов добычи нефти в Калининградской области – с учетом сухопутной части они составляют сегодня 1,5 млн т в год.

Все производственные процессы на морской платформе осуществляются по технологии «нулевого сброса», когда промышленные и бытовые отходы вывозятся на берег для утилизации. Затраты на обеспечение экологической безопасности проекта превысили 174 млн рублей. От платформы на сушу проложен подводный трубопровод длиной 47 км. По нему пластовая продукция – смесь нефти и попутного газа – транспортируется на нефтесборный пункт «Романово», где доводится до товарной кондиции путем сепарации, обезвоживания и обессоливания. Подготовленная нефть перекачивается на комплексный нефтяной терминал «Лукойл I» в п. Ижевское по береговому подземному трубопроводу, а оттуда танкерами отправляется на экспорт.



Рис. 3.6. Платформа Д6 и побережье Балтийского моря

Вторая группа нефтегазодобывающих комплексов включает Магаданский, Западно-Камчатский, Хабаровский в Охотском море, Берингоморский, Чукотский, Южно-Лаптевский и ряд других перспективных районов. Контуры их формирования недостаточно ясны в связи со слабой изученностью ресурсов нефти и газа акваторий и в большинстве случаев – с отсутствием соответствующей инфраструктуры. Однако, как и другие нефтегазодобывающие комплексы, они будут призваны решать как федеральные, так и местные задачи энергоснабжения.

**Пути транспортировки и экспорта.** Создаваемые прибрежно-морские нефтегазодобывающие комплексы в значительной степени смогут использовать существующую и проектируемую (в целях освоения месторождений севера Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазовых провинций) систему нефте- и газопроводов, рассчитанную на обеспечение внутренних и экспортных потребностей России.

Для транспортировки на юг Сахалина с последующим вывозом на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона газа морских месторождений севе-

росахалинского шельфа проектируется газопровод, который протянется от северной части острова до его южной оконечности.

Второй важнейший способ перевозки нефти и, вероятно, сжиженного газа морских месторождений – Северный морской путь.

Наконец, в случае открытия крупных запасов газа на юге моря Лаптевых возможны варианты подключения этого района к системе газопроводов севера Западной Сибири, а в случае особо крупных открытий – строительство газопровода (с использованием действующей системы газопроводов месторождений Республики Саха-Якутия) на российский Дальний Восток с дальнейшим выходом на страны зарубежной Азии.

При освоении нефтегазовых ресурсов шельфа приходится в первую очередь учитывать существующую инфраструктуру прибрежных нефтегазодобывающих территорий, и, прежде всего, действующую и планируемую систему трубопроводов.

## 3.2. Арктический шельф

### История, тенденции, перспективы

Считается, что более доступные ресурсы газа и нефти континентального шельфа России сосредоточены на шельфах западно-арктических морей: Баренцева, Печорского и Карского (рис. 3.7). В настоящее время здесь открыто девять крупных и уникальных по запасам месторождений газа (Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Северо-Камен-номысское, Каменномысское-море, Ледовое, Лудловское; акваториальные части Харасавэйского и Крузенштерновского месторождений) и четыре месторождения нефти (Приразломное, Медыньское-море, Долганское, Варандей-море). Из числа перспективных объектов прогнозируется открытие еще не менее 28 крупных и уникальных месторождений углеводородов. С учетом этого на перспективу до 2030 г. основные объемы поисково-разведочных работ ОАО «Газпром» планирует сосредоточить именно на шельфе арктических морей.

Исторически сложилось так, что северные просторы России изучались с чисто утилитарными целями, определенными временем, в котором жили отважные полярные исследователи. Поэтому объявлять своими владениями территории, заполненные льдами, желающих было немного. В 1926 г. СССР назвал своими «полярными владениями» 5,8 млн км<sup>2</sup> – акваторию от Кольского п-ова и Берингова пролива до Северного полюса. Со стороны мирового сообщества возражений не последовало, и такое секторное деление Арктики признавали все государства. Так продолжалось до тех благо-

словенных пор, пока в этих краях не были открыты перспективные нефтегазовые месторождения.

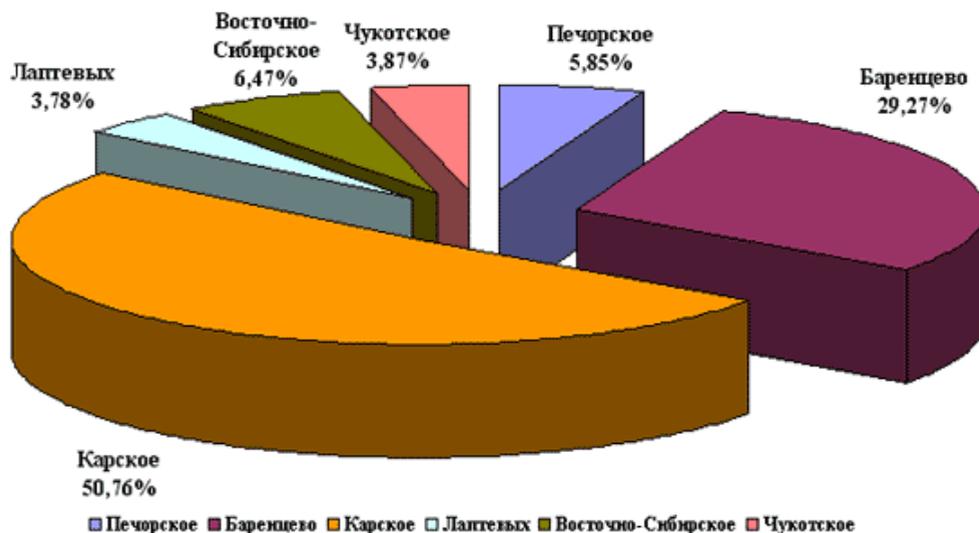


Рис. 3.7. Распределение начальных суммарных ресурсов УВ по морям Российской Арктики

Российскими специалистами энергетический потенциал нашего шельфа оценивался, если руководствоваться границами 1926 г., в объеме, который превышает 88 млрд т условного топлива. В 1982 г. ООН приняла Конвенцию по морскому праву, которая определяет: государства, имеющие под дном своих прибрежных вод полезные ископаемые, могут отстаивать свое право на них, если докажут их континентальное происхождение. Конвенция вступила в силу в ноябре 1994 г., когда ее ратифицировали 60 государств. Россия присоединилась к ней двумя годами позже. Сегодня ученые полагают, что весь накопленный за десятилетия отечественный опыт и результаты научной и хозяйственной деятельности в Арктике позволяют доказать права России и на участки океанической территории, которые находятся за границей двухсотмильной экономической зоны страны, т. е. отстаивать свои исторически сложившиеся пределы. Однако и в двухсотмильной зоне морские владения России занимают 4,1 млн км<sup>2</sup>.

Согласно «Государственной стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа РФ», сырьевая база углеводородов арктических морей России должна обеспечить в 2020 г. уровни добычи нефти в 40 млн т, а газа – 220–230 млрд м<sup>3</sup>.

Изучение и освоение углеводородных ресурсов шельфа арктических морей, согласно стратегии, будет проводиться на основе применения трехуровневого недропользования, включающего систематические региональные исследования, а также поисково-разведочные работы и разработку месторождений.

В качестве основной задачи государственная стратегия определяет минимизацию затрат федерального бюджета. Это обстоятельство диктует необходимость участия государства (федерального бюджета) только в работах первого уровня. Работы второго и третьего уровня будут проводиться полностью за счет средств недропользователя. На наш взгляд, такая позиция – тупиковая. Государство должно обеспечить за счет федерального бюджета изучение и разведку акваторий.

На шельфе Баренцева моря главным районом проведения поисково-разведочных работ определен район Штокмановского месторождения. Его сырьевая база формируется за счет собственно этого месторождения, соседних крупных месторождений Ледовое и Лудловское и объектов-сателлитов. Начальные суммарные ресурсы газа этого района составляют 29 % начальных суммарных ресурсов газа Баренцева моря. Около 50 % ресурсов газа сосредоточено на Штокмановском газоконденсатном месторождении, все они учтены по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

Первоочередным объектом работ является именно Штокмановское месторождение, рассматриваемое в качестве базового в формируемом районе добычи газа. На месторождении планируется проведение доразведки. К объектам второй очереди подготовки запасов и освоения отнесены Лудловское и Ледовое месторождения, третьей очереди – объекты-сателлиты. Основным перспективным стратиграфическим комплексом района являются среднеюрские отложения. Глубины их залегания 2 500–3 000 м, ожидаемый продукт по всем объектам – газ и конденсат.

### **Баренцевоморский и Печорский бассейны**

Баренцевоморский нефтегазоносный бассейн сформировался как область устойчивого и длительного погружения земной коры, в процессе которого образовались толщи осадочных пород с определенными составом, строением, прогрессивным литогенезом, условиями залегания. Все это обуславливает образование, накопление и сохранность в них промышленных залежей нефти и газа. Учение о нефтегазоносных бассейнах и происходящих в них процессах, развиваемое В. Е. Хаиным, Б. А. Соколовым, В. В. Семеновичем, Ю. К. Бурлиным и многими специалистами самого различного

профиля, позволяет с позиций историко-генетического анализа объяснить эволюцию нефтегазоносного бассейна окраины древней платформы и дать прогноз поиска крупных зон нефте- и газонакопления.

Баренцевоморский шельф как наиболее перспективный, несмотря на многообразие моделей его тектонического строения и оценки перспектив нефтегазоносности, все же остается недостаточно изученным. Первые исследования этого региона велись в сухопутной части Тимано-Печорского бассейна. В последнее двадцатилетие геофизические исследования в акватории Печорского и Баренцева морей активно проводились НПО «Севморгео», ГПО «Арктикморнефтегазразведка», трестом «Севморнефтегеофизика», ОАО «Газпром», ДП «Газфлот», АО «Росшельф». По мере накопления материалов региональных сейсмических работ, исследований скважин появлялись крупные обобщающие научные труды по геологическому строению и нефтегазоносности этого региона во ВНИИОкеанологии, ВНИИгазе, ВНИГРИ и в других институтах. Это позволило выявить современный структурный план, выделить литофациальные зоны, благоприятные для формирования резервуаров различного типа, и открыть первые гигантские газовые и газоконденсатные месторождения. Геофизическими работами разной степени детальности изучены структура и характер разреза большей части шельфа Баренцева и особенно Печорского морей. Однако эволюция бассейнов этого региона и их геотектонические позиции во многом остаются дискуссионными. От достоверности геологической модели зависит надежность оценки раздельного прогноза зон нефте- и газонакопления в пределах шельфа Баренцева моря и прилегающей северной части Печорской плиты, что сегодня наиболее актуально.

Баренцево море расположено в западной части Евразийского шельфа. Граница с Атлантическим океаном проходит по линии мыс Нордкап – о-в Медвежий – мыс Серкапп – архипелаг Шпицберген. От Северного Ледовитого океана оно отделяется по линии мыс Лаура – архипелаг Шпицберген – о-в Белый – архипелаг Земля Франца-Иосифа. С Карским морем граница проходит по линии восток о-ва Грэм-Белл (запад архипелага Земля Франца-Иосифа) – мыс Желания на севере архипелага Новая Земля – мысы Кузов Нос – Рогатый – Белый Нос (Пай-Хой). На юге Баренцево море ограничено побережьями Норвегии, п-овов Кольского и Канин, а также линией побережья от хребта Пай-Хой до п-ова Канин.

Баренцево море почти полностью является шельфовым, в нем преобладают глубины 100-350 м и только вблизи границы с Норвежским морем они увеличиваются до 600 м.

Рельеф дна сложный, со многими пологими подводными возвышенностями и понижениями. Наиболее крупной рекой, впадающей в море, является Печора.

Климатические условия юго-западной части моря благодаря влиянию теплого течения Гольфстрим довольно мягкие: в Мурманске средние температуры января выше  $-8^{\circ}$ , средние температуры июля и августа лишь немного выше  $+10^{\circ}$ . Максимальные приливы отмечены около мыса Нордкап (до 4 м), а также в Горле Белого моря и в фьордах Мурманского побережья (до 7 м).

Южная часть моря не замерзает, за исключением отдельных фьордов Мурманского побережья. Наибольшая длительность ледового периода (до 8 месяцев) отмечается в юго-восточной части моря.

Район Баренцева моря практически асейсмичен, за исключением его запада, где зафиксированы землетрясения с глубинами от 10 до 33 км; мелко-глубинные сейсмические события зафиксированы на архипелаге Новая Земля (пролив Маточкин Шар и юго-запад южного острова) с магнитудами до 6,8.

*Основные черты геологического строения Баренцевоморского региона.* Баренцево море имеет континентальную кору докембрийского возраста гетерогенного строения, которая в пермское и мезозойское время претерпела несколько этапов деструкции.

Выделяются районы с возрастом формирования континентальной коры архейского, гренвильского и байкальского возрастов. Первая развита в пределах подводного продолжения Восточно-Европейской платформы, вторая – на Баренцевоморской (Свальдбардской) плите, третья – в Тимано-Печорской провинции.

Информация о строении Баренцева моря складывается из данных о геологии обрамляющих участков суши или островов, данных бурения, а также основана на результатах интерпретации геофизических данных.

Структуры Баренцева моря расположены на сочленении нескольких крупных тектонических областей – Восточно-Европейской платформы (Балтийского щита, Мезенской и Тимано-Печорской синеклиз), ранне-киммерийского Пайхой-Новоземельского покровно-складчатого сооружения, Предпайхойского и Предвайгачского прогибов, а также байкалид Тиманского кряжа. На западе регион граничит со структурами Атлантического, а на севере – Северного Ледовитого океанов.

Восточнее расположен Карско-Ямальский сектор Западно-Сибирской плиты.

*Типы бассейнов.* Бассейны Баренцевоморского шельфа (Баренцевоморский, север Тимано-Печорского и Свальбардский) объединяет общая история развития, несмотря на их структурные различия и разновозрастность основных формационных комплексов. Это бассейны древней континентальной окраины, в которых плитный чехол лежит на пенепленизированных поверхностях погребенных рифтовых структур и сводовых поднятий.

По времени формирования осадочного чехла и тектонической активизации бассейна в пределах Баренцевоморского шельфа выделяются два типа окраинно-платформенных бассейнов.

Первый тип объединяет Тимано-Печорский и Свальбардский бассейны, которые сформировались на окраине платформы под воздействием примыкающих складчатых систем. Тектоническая активизация и становление основных структур этих бассейнов приходится на рифей – палеозой. Последовательно выделяются три стадии: рифтогенная с развитием авлакогенов, синеклизная и инверсионная. Первая стадия охватывает рифей – ранний палеозой до среднего девона. При формировании структуры бассейна она сыграла главенствующую роль. В Тимано-Печорском бассейне по нижнепалеозойскому комплексу отложений выделяются линейные структуры рифтогенной природы, разделенные жесткими блоками фундамента.

Ко второму типу относится Баренцевоморский бассейн, формирование которого непосредственно связано с влиянием обрамляющих океанических окраин. В отличие от предыдущего типа бассейнов, которые завершают свое активное развитие в палеозое одновременно с затуханием орогенеза примыкающих складчатых систем, Баренцевоморский бассейн продолжает интенсивно развиваться под воздействием процессов, протекающих в океанических впадинах Атлантического и Северного Ледовитого океанов. В истории его развития, помимо первого этапа древней платформы, общего с бассейнами предыдущего типа, выделяется новый этап параплатформенного развития, т. е. активизированной древней платформы. В результате бассейн имеет двухъярусное строение: нижний ярус плитного чехла соответствует этапу древней платформы, а верхний, наложенный, ярус плитного чехла сформировался на этапе активизации древней платформы.

Фундамент Баренцевоморского региона в целом одновозрастен фундаменту Восточно-Европейской платформы. Структурное омоложение Баренцевоморского региона отмечается в отдельных тектонических зонах, главным образом рифтогенной природы. Еще А. Д. Архангельский, Г. Штилле и Н. С. Шатский выделяли в акватории Баренцева моря древнюю платформу Баренцию. Эту концепцию подтверждает общность верх-

непротерозойского разреза на разобщенных территориях. В палеозое Баренцевоморский бассейн представлял собой часть платформы с системой континентальных рифтов в низах осадочного чехла и нижне-среднепалеозойским надрифтовым комплексом.

*Тектоническое районирование бассейнов Баренцевоморского шельфа.* Палеозойский авлакоген – основной геоструктурный элемент нижнего комплекса бассейна параплатформенного развития – сформировался в субширотном направлении от Норвежского моря до о-ва Новая Земля.

Баренцево-Ямальский прогиб занимает место современной Южно-Баренцевской впадины и пересекает о-в Новая Земля в зоне Кармакульского синклинория. Совокупность субширотных прогибов раннепалеозойского и рифей-вендского возраста, испытавших активное погружение и компенсированное осадконакопление в палеозое, представляла собой единый Центрально-Баренцевский авлакоген. Авлакогенная природа данной геоструктурной зоны подтверждается характером ее глубинного строения. Зона ограничена разломами, ее мощность характеризуется минимальными значениями для суши (35–40 км), по структуре она приближается к субкеаническому типу. Сокращение общей мощности земной коры происходит главным образом за счет утонения гранитно-метаморфического слоя.

Современные структуры зоны развития Центрально-Баренцевского авлакогена представляют собой валообразные инверсионные поднятия, разделенные узкими линейными прогибами. Примерами таких структур являются прогибы Нордкап, Хамерфест, седловины Лудловская, Штокмановская и др. Грабенообразные структуры, возможно, являются солёносными, общая мощность осадочного чехла превышает 10–12 км.

Зона палеозойского рифта имеет продолжение и на восток, в пределы Карского и Западно-Сибирского бассейнов, где выделены аналогичные структуры. Однако зона рифтогенеза, выделяемая в плане по наличию магнитных максимумов, имеет более древнее заложение, поэтому можно допустить, что в ее пределах еще в рифее заложилась система грабенов (авлакогенов), которые в раннем или среднем палеозое могли регенерировать или «подновляться» подобно тому, как это происходило на древних платформах.

*Перспективы нефтегазоносности ниже-среднетриасовых и среднеюрских отложений.* Изучением геологического строения и перспектив нефтегазоносности недр шельфа Баренцева моря занимается большое количество научно-исследовательских и производственных организаций России и Норвегии.

На начальном этапе поисково-разведочных работ на нефть и газ в этой акватории основное внимание акцентировалось на изучении терригенных средне-нижнетриасовых отложений, поскольку они относятся к числу регионально нефтегазоносных во многих районах Арктического сектора Земли.

Это привело к открытию в Баренцевом море небольших месторождений: Мурманского, Северо-Кильдинского газовых, а также Песчано-озерского, Тарского (на о-ве Колгуев) нефтяных. В северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в этих же отложениях выявлен ряд газоконденсатных и газовых (Коровинское, Кумжинское, Василковское, Хыльчюуское), нефтяных и газонефтяных (Варандейское, Торавейское, Южно-Торавейское и Наульское) месторождений. В процессе изучения этих месторождений установлено, что породы-коллекторы характеризуются резким изменением литологического состава, толщины и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Именно вследствие этого продуктивная площадь в этих залежах составляет менее 30 % от площади ловушек. Основными регионально-распространенными породами-покрышками являлись кунгуро-артинские (более надежные) и верхнетриасово-нижнеюрские глинистые отложения.

По направлению к погруженным частям Южно-Баренцевской впадины, где строение триасовых отложений сильно осложнено магматогенными массивами, выделяемыми по сейсмоотражающему горизонту (СОГ), вероятность обнаружения скоплений УВ промышленного значения снижается. В этом же направлении последовательно сокращается возможность вскрытия отложений нижнего и низов среднего триаса, залегающих на глубинах более 7 км. В целом эффективность поисково-разведочных работ на триасовые отложения оказалась невысокой, так как эти породы очень полифациальны, литологически резко изменчивы и неоднородны по коллекторским свойствам. На этом основании, а также после открытия в среднеюрских отложениях уникального по запасам газа Штокмановского газоконденсатного месторождения триасовые отложения уже не рассматривались в качестве основного поискового объекта.

На втором этапе изучения нефтегазоносности недр Южно-Баренцевской впадины изучались вышележащие юрские отложения. В среднеюрских открыты промышленные скопления газа и конденсата в пластах Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> и выявлены крупные месторождения; Штокмановское, Ледовое и Лудловское.

В скважине Крестовая-1 средне- и верхнеюрские отложения отсутствуют в разрезе. Установлено также, что в среднеюрских разрезах скважин Се-

веро-Кильдинская-80 и Арктическая-1 упомянутые выше продуктивные пласты отсутствуют.

Судя по скважинам, пробуренным в южной части Южно-Баренцевской впадины и на Печороморском шельфе, в южном и в восточном направлениях происходит заметное последовательное сокращение толщины и песчаности среднеюрских отложений. Продуктивных горизонтов в их разрезе в южной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба не обнаружено.

Сравнение трех выявленных в средней юре месторождений показывает, что в северном направлении происходит усложнение их строения за счет тектонической нарушенности. Наблюдаются не только экранирование залежей нарушениями, замещение коллекторов слабопроницаемыми породами, но и ухудшение качества регионального флюидоупора.

Отсутствие среднеюрских отложений и верхнеюрской региональной покрышки фиксируется также в наиболее приподнятых прибортовых частях Центрально-Баренцевской зоны поднятий, а наличие коллекторских горизонтов контролируется крупными поднятиями – Восточно-Федынским выступом, Лудловской седловиной и, вероятно, Восточно-Персейским выступом.

Первая попытка уточнения пространственного распространения среднеюрских газонасыщенных горизонтов в Восточно-Баренцевском газонефтеносном бассейне (ГНБ) была сделана в 1994 г. В результате определены границы области развития глубоководных фаций юрского комплекса, распространения регионального верхнеюрского флюидоупора, области повышенных его толщин, а также вероятных зон газонакопления по газонасыщенным горизонтам среднеюрских отложений.

Покрышками служат верхнекелловейско-волжские черные битуминозные глины и аргиллиты (в Баренцевом море они рассматриваются как нефтематеринская толща), а также бат-келловейские и нижнебайосско-верхнеааленские глинистые отложения. Первая покрышка распространена регионально, при вскрытой максимальной толщине 438 м, вторая – субрегионально, при максимальной толщине около 300 м, и третья, состоящая из двух пропластков, зонально, при суммарной максимальной толщине до 85 м. Все три покрышки имеют хорошие экранирующие качества.

В то время уже было установлено, что в восточном и северо-восточном направлениях от Штокмановского месторождения сокращается количество газонасыщенных горизонтов в рассматриваемых отложениях. Так, в их разрезе на Ледовом и Лудловском месторождениях продуктивные горизонты Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> замещены глинами.

Продуктивность меловых отложений в исследуемом регионе еще не установлена. Предполагается газоносность нижнемеловых песчано-алевролитовых пород в пределах Лунинского выступа.

Таким образом, создалась ситуация, настоятельно требующая комплексного анализа геологических критериев нефтегазоносности по рассматриваемым нефтегазоносным комплексам. В этих целях были составлены схематические карты геологических критериев нефтегазоносности для ниже-среднетриасовых и среднеюрских отложений. Результаты этих исследований были опубликованы.

Выделены высокоперспективные и перспективные участки:

- по ниже-среднетриасовым отложениям – на своде Федынского, Гусиноземельском и Куренцовском, Надеждинско-Мурманском, Северо-Кильдинском, Лунинском выступах, Альбановской седловине;
- по среднеюрским отложениям – на Восточно-Федынском выступе и в южной части поднятия Гимет;
- совместно по ниже-среднетриасовым и среднеюрским отложениям – на Лудловской седловине, Ферсмановско-Демидовском и Восточно-Персейском выступах.

Понятно, что наибольшего внимания заслуживают участки, в которых продуктивность связывается как с ниже-среднетриасовыми, так и со среднеюрскими отложениями. Однако большой практический интерес представляют также участки в бортовой части свода Федынского, на Гусиноземельском, Куренцовском, Восточно-Федынском и Лунинском выступах, перспективы которых связываются соответственно с ниже-среднетриасовыми и среднеюрскими отложениями отдельно.

На структурах Вернадского, Средней и в присводовой части Ферсмановской можно предполагать обнаружение залежей газа в пластах Ю<sub>0</sub> и Ю<sub>1</sub>, а на Демидовской – в пласте Ю<sub>0</sub>. Обнаружение газовых и газоконденсатных залежей вероятно также на структурах Западно-Штокмановской (в пластах Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub>) и Западно-Лудловской (в пласте Ю<sub>0</sub>).

Баренцевоморская плита может рассматриваться как авлакогенная структура, развившаяся на планетарном рифте палеозойского заложения.

Развитие авлакогена в инверсионной стадии завершилось образованием в современной структуре крупных валобразных поднятий – основных зон концентрации ресурсов УВ, преимущественно газообразных. Планетарный рифт, на котором сформировался Центрально-Баренцевский авлакоген, очевидно, имеет продолжение на Карском шельфе и в Западной Сибири.

Зоны преимущественного нефтенакопления тяготеют к авлакогенам, завершившим свое развитие в палеозое, или к внешним бортовым частям активизированных на мезо-кайнозойском этапе авлакогенов и локализуются на сопряженных с ними жестких платформенных блоках.

Большие объемы углеводородов обусловлены разнообразием материнских пород палеозоя. В Норвежском секторе доминируют верхнеюрские материнские породы. Открытие нефтяного месторождения *Goliath* в Бассейне Хаммерфеста является наглядным примером того, что нефть может сохраняться при минимальной биодеградации, даже на очень малых глубинах залегания.

Источниками накопления газа в пределах южной части бассейна Баренцева моря являются материнские породы палеозоя, причем материнские породы мезозоя считаются незрелыми в пределах всего бассейна. Тектоническое строение российской части бассейна Баренцева моря сложно из-за существования целого ряда этапов тектонической реактивации. Участок Доуральского передового прогиба характеризуется преимущественно мезозойским сжатием с зонами интенсивного складкообразования и обратного сбросообразования. Площади южной части бассейна Баренцева моря характеризуются резким опусканием в период мезозоя, в окружении системы сбросов и устойчивыми площадями, деятельность которых была возобновлена поднятиями триаса, раннего мела и третичного периода.

*Нефтегазоносность триасовых формаций.* В пределах арктического сектора земного шара триасовые отложения распространены очень широко. На зарубежном арктическом шельфе и прилегающем побережье (Северная Аляска, Северное и Норвежское моря) в них выявлены крупнейшие по запасам залежи нефти и газа. Известны месторождения УВ в триасовом комплексе и в прибрежных районах Тимано-Печорской провинции, на о-ве Колгуев и в Баренцевом море.

В Арктике для триасового нефтегазонакопления благоприятным геодинамическим режимом был рифтогенный, в условиях глубокого погружения платформ. К классическому примеру активного проявления мезозойского, точнее триасового, рифтогенеза можно отнести рифтовые системы Северного и Норвежского морей. К каждому рифту приурочены нефтяные и газовые месторождения мезозойского возраста. В западной части Баренцева моря рифты установлены в районе газовых месторождений Тромсе (Норвегия).

В российском секторе Баренцева моря рифты в палеорельефе мощностей выражены довольно слабо. Вместе с тем развитие в регионе сравни-

тельно узких и вытянутых прогибов, выполненных триасовыми отложениями мощностью от 4–5 км до 6–7 км, дает основание отождествлять эти узкие линейные прогибы с рифтами триасового возраста.

Учитывая благоприятное воздействие рифтогенного геодинамического режима на преобразование органики, Восточно-Баренцевская палеовпадина выделена как возможный очаг триасового нефтегазообразования. В триасовый период Восточно-Баренцевская область характеризовалась большой мощностью триасовых отложений и сравнительно высоким температурным воздействием на осадки и содержащуюся в них рассеянную органику. Все это создавало наиболее благоприятные условия по сравнению с другими регионами Арктики для триасового нефтегазообразования. Возникшие УВ, вероятно, скапливались непосредственно в зоне триасовых рифтов или же насыщали сопряженные с ними поднятия и валы.

В связи с этим благоприятные условия для накопления залежей УВ в триасовых отложениях могли существовать в пределах современной Центрально-Баренцевской антеклизы и современного вала Адмиралтейства в Баренцевом море.

На о-ве Колгуев и в прибрежных водах триасовый разрез характеризуется чередованием песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов. Породы нижнего и среднего триаса мало отличаются от разреза побережья, где выявлены и разведаны нефтенасыщенные песчаники на месторождениях Корвинское, Кумжинское, Васильковское и др. На о-ве Колгуев нефтегазоносность связана с песчаниками нижнего и верхнего триаса.

Палеогеографическая обстановка в Баренцевом море характеризовалась отложениями мелководных лагун и, возможно, дельт, заливаемых мелким морем. Здесь установлена преимущественная газоносность отложений, причем залежи сухого газа выявлены в юго-западной части акватории (месторождения Мурманское, Северо-Кильдинское).

Генезис УВ в мелководных морских отложениях триаса Баренцева моря рассматривается двояко. Согласно первому представлению, УВ находятся во вторичном залегании и проникли из подстилающих палеозойских отложений. Согласно второй точке зрения, сероцветная толща, обогащенная ОВ, является нефтегазоматеринской. Вторая точка зрения, более убедительная, учитывает наличие благоприятной для нефтегазообразования мелководной морской сероцветной формации, гумусовый тип ОВ с умеренным газовым потенциалом, невысокие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, резко ухудшающиеся с глубиной и в северном направлении.

Среднетриасовые глины имеют битуминозный коэффициент 10–20 %, что свидетельствует о присутствии сингенетического битумоида в этих отложениях, и рассматриваются как нефтематеринские. Следует отметить, что в триасовых отложениях широко распространены и красноцветные образования, состоящие из чередований конгломератов, красноцветных песчаников и алевролитов, местами туфов общей мощностью 1,5–2 км. Нефтеносные песчаники здесь встречаются редко. Образование нефтяных и газовых залежей в триасовых отложениях акватории арктического сегмента Земли относится преимущественно к началу и концу этого периода.

В целом перспективы нефтегазоносности триасовых отложений южного и Баренцева моря оцениваются весьма положительно. Однако сложное строение разреза, прерывистый характер распространения коллекторов и его свойства затрудняют более интенсивное ведение поисково-разведочных работ. Основным направлением таких работ должно быть выявление новых нефтяных залежей в триасовых отложениях южных и юго-западных районов моря.

*Нефтегазоносность меловых формаций.* Осадконакопление в меловое время в арктических морях России связано главным образом с платформенным режимом. Породы мелового возраста, так же как и юрские отложения, занимают до 70 % площади Заполярья, включая шельф.

Меловые отложения привлекают внимание благодаря открытию в них многочисленных залежей нефти и газа: за рубежом в Северном море, в бассейне архипелага Свердруп, в устье р. Маккензи, в прибрежной зоне Северной Аляски (месторождение-гигант Купарук и др.). В Карском море в меловых отложениях также обнаружены крупные газовые и газоконденсатные залежи (месторождения Русановское, Ленинградское). Определенные перспективы имеют и некоторые районы Баренцева моря, где мощности меловых пород значительны.

В современной структуре Российского сектора Арктики можно выделить несколько обособленных областей развития платформенных меловых осадочных пород: Печорскую, Баренцево-Северо-Карскую, Южно-Карскую и Анабаро-Предверхоанскую.

Баренцево-Северо-Карская область развития меловых отложений является наиболее обширной и включает северную часть Карского моря (Северо-Карский прогиб) и Баренцево море, которое на северо-западе и севере ограничено архипелагами Шпицберген и Земля Франца-Иосифа. На юго-востоке область ограничена о-вами Новой Земли. Западная граница простирается вдоль Кольской тектонической ступени на расстоянии 150–200 км от

современного берега континента. На юге граница проходит по широте о-ва Колгуев.

В большинстве случаев меловые породы региона представлены морскими мелководными песчано-глинистыми формациями, вскрытыми в скважинах на Мурманской, Северо-Кильдинской, Штокмановской и других структурах. В Баренцевом море наиболее глубокой (до 2 200 м) по меловым отложениям является Южно-Баренцевская впадина, где наблюдается довольно равномерное увеличение мощности от центральной части к ее бортам.

В Северо-Баренцевской и Северо-Новоземельской впадинах меловой комплекс по геофизическим данным сокращается до 1–1,5 км. Все рассматриваемые области прогибания вытянуты вдоль Новой Земли и имеют субмеридиональное простирание.

На шельфе Баренцева моря, кроме того, выделяются многочисленные районы сокращенной мощности отложений мела. На северо-западе это современные Свальбардская, Центрально-Баренцевская антеклизы, Западно-Баренцевская синеклиза, где мощность меловых осадков не превышает 300 м.

Таким образом, общая тенденция изменения мощности меловых отложений на внутренней части Баренцевского шельфа довольно закономерна. В среднем мощности невелики и колеблются от 0 до 1 000 м, лишь иногда достигая 1 500–2 000 м.

В Баренцевом море меловой комплекс залежей углеводородов не содержит, однако потенциальные возможности его нефтегазоносности благоприятны. В песчано-глинистой формации этого региона отчетливо выделяется глинисто-алеврито-песчаная толща апта – нижнего альба и преимущественно алеврито-глинистая толща среднего – верхнего альба и верхнего мела. Первая может рассматриваться как коллекторская, а вторая как экранирующая. Залежи нефти и газа могут быть обнаружены здесь за счет вертикальной миграции из юрско-триасовых отложений по тектоническим нарушениям.

Особого внимания заслуживают неокомские отложения, подошва которых в центральной части Баренцева моря залегает на глубине до 2 500–3 100 м, а мощность достигает 700 м. Эти отложения характеризуются специфическими сейсмической записью, типом слоистости и внутренней микроструктурой. Выделяются три сейсмофациальные зоны с увеличением мощности с востока на запад, что свидетельствует о восточном источнике сноса терригенного материала. Наиболее перспективной предполагается западная часть клиноформ.

Таким образом, потенциальная нефтегазоносность меловых отложений (преимущественно неокомских) Баренцева моря может быть связана лишь с центральными и западными районами Южно-Баренцевской впадины, которая характеризуется мелководной песчано-глинистой формацией и значительными (до 2 000 м) мощностями мелового комплекса (мощность неокома 700 м). В апт-нижеальбских отложениях Южно- и Северо-Баренцевской впадин могут быть открыты вторичные залежи нефти и газа.

Меловые формации на остальной части шельфа Баренцева моря имеют небольшие глубины залегания и сокращенную мощность (до 1 000 м), что резко снижает их перспективность. Особенно это относится к акваториальной части Тимано-Печорского региона, где меловой комплекс представлен озерно-аллювиальными терригенными породами с малыми (до 400 м) мощностями.

***Рифы Кольско-Канинской моноклинали – новый перспективный объект в Баренцевом море***

В последние годы существенно повысился интерес к Кольскому шельфу Баренцева моря. В первую очередь это связано с геологическими результатами, которые были получены по материалам сейсмических работ 2D, выполненных ФГУП «Севморнефтегеофизика». На Кольской моноклинали работы по изучению геологического строения этого региона начались в конце 1970-х – начале 1980-х гг. Планомерное изучение Кольской моноклинали с использованием современной аппаратуры и методики полевых работ и применения новых методов цифровой обработки началось с середины 1990-х гг. и продолжается по настоящее время. Объем сейсморазведочных работ 2D (1995 г., 1999–2000 гг.) составил 10 224,45 пог. км.

Кольско-Канинская моноклинали является переходной структурой от приподнятого Балтийского кристаллического щита к структурам Баренцево-морского мегапрогиба. В норвежской части шельфа Баренцева моря моноклинали раскрывается в сторону платформы Финнмарк. На северо-западе структура переходит в прогибы Западно-Баренцевской впадины, а на северо-востоке – через ряд тектонических ступеней в Южно-Баренцевскую впадину. Через Западно-Кольскую седловину моноклинали сочленяется с Центрально-Баренцевским поднятием. На востоке Кольско-Канинская моноклинали переходит в Коргинско-Седухинскую ступень Печорской плиты, а на юго-востоке граничит с Канинско-Тиманским орогеном, отделяющим моноклинали от Мезенской синеклизы.

Осадочный чехол в целом характеризуется моноклиналильным погружением всех отложений на северо-восток, в сторону Южно-Баренцевской

впадины. Характерной особенностью строения осадочного чехла Кольской моноклинали является уменьшение мощностей и последовательное выклинивание мезозойских и палеозойских комплексов отложений по направлению от моря к суше.

В геологическом строении Кольской моноклинали принимают участие кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста, выведенный на поверхность в пределах Балтийского кристаллического щита, и осадочный чехол, сложенный породами от верхнепротерозойских до четвертичных.

Кольско-Канинская моноклинали в настоящее время является потенциально нефтегазоносной областью Баренцевской нефтегазоносной провинции. Исходя из ее тектонической позиции, основные перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с верхнепалеозойскими литолого-стратиграфическими комплексами, в которых открыты залежи углеводородов на платформе Финнмарк. Однако на Кольской моноклинали, особенно в нижней части разреза, не исключено распространение отложений, отсутствующих на платформе Финнмарк, но продуктивных в северо-западных районах Печорской плиты.

Перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений Кольской моноклинали связываются с ловушками неструктурного типа. В отложениях девона, в его верхней части, предполагаются ловушки, связанные с органогенными постройками. В карбонатном среднекаменноугольно-нижнепермском комплексе основным типом ловушек являются многочисленные органогенные постройки, приуроченные к разным стратиграфическим уровням. Основными объектами, представляющими нефтегазопоисковый интерес, являются органогенные постройки пермского возраста.

Предполагаемые мощности рифогенных образований составляют до 80 м. При наличии над рифогенными карбонатами органогенных карбонатно-кремнистых и кремнистых пород (спикулитов) мощности перспективного интервала могут увеличиться на несколько десятков метров. Области распространения предполагаемых рифогенных построек вытянуты узкими полосами субпараллельно древней береговой линии или образуют подковообразные формы. Наибольшее количество построек приурочено к центральной и восточной частям моноклинали, где существовали мелководные и лагунные обстановки осадконакопления. На некоторых участках площади контуры пермских органогенных построек совпадают с зонами распространения органогенных построек в отложениях карбона.

На платформе Финнмарк в 100–150 км к западу от Кольско-Канинской моноклинали, в верхнепермских (кунгурско-казанских) рифогенных по-

стройках открыто несколько месторождений нефти с запасами по каждой ловушке до 20 млн т. Известно, что в позднекаменноугольно-пермское время платформа Финмарк и Кольская моноклиналь являлись частью единой карбонатной платформы. Единое геологическое развитие позволяет предположить аналогичную схему осадконакопления и сходный литолого-фациальный состав каменноугольно-пермских отложений.

*Перспективы нефтегазонасности области перехода суша-море периферии Карско-Баренцевоморской провинции.* Переходная область суша-море рассматриваемого региона на юго-западной окраине Карско-Баренцевоморской провинции имеет сложное и зональное геологическое строение. Ее специфика заключается в том, что здесь помимо раннедокембрийских кристаллических образований фундамента развиты осадочные толщи не только фанерозоя, но и верхнего протерозоя (верхний рифей и венд) с реальной мощностью до 8 км.

В пределах переходной области выделяются три структурных зоны, различающиеся по составу, строению и возможной перспективности осадочных толщ.

Первая, юго-западная зона по существу является краевой частью Русской платформы. Верхнепротерозойские осадочные толщи здесь отличаются спокойным залеганием и неметаморфизованы. Общая их мощность увеличивается в юго-восточном направлении. В том же направлении возрастает и их возможная перспективность на углеводородное сырье. Здесь в 1998 г. была выделена потенциально продуктивная Кильдинско-Беломорско-Мезенская площадь (Митрофанов и др., 1998, 1999). Продуктивными на данной площади могут быть верхнепротерозойские, а на юго-востоке и фанерозойские толщи.

Вторая, срединная зона соответствует Варангер-Тиманскому складчато-разрывному поясу, который ограничивает Русскую платформу с северо-востока. Это зона нарастания мощности верхнепротерозойских толщ, сформированная на месте глубокой части рифейского рифтового прогиба. В зоне проявлены надвиговые структуры, масштаб и амплитуда которых, как и складчато-разрывных дислокаций, возрастают по направлению к Тиману. По ряду причин перспективными в данной зоне могут быть структурные ловушки, в том числе весьма сложные, для выявления которых необходимо проведение дополнительных геофизических и геологических работ. Вмещающими для скоплений углеводородов в зоне могут быть верхнепротерозойские отложения, включая участки в поднадвиговых структурах.

Третья зона, северо-восточная, отвечающая переходу от наиболее глубокой части начального рифейского рифтового прогиба к его северо-восточному ограничению и образующая основание Кольской моноклинали, является наименее изученной. Вероятно, и в этой зоне основное значение в локализации скоплений углеводородов могут иметь структурные ловушки разных типов в рифейских и фанерозойских толщах. Можно предполагать, что метаморфические преобразования рифейских отложений в третьей зоне значительно ниже, чем во второй, или вообще отсутствуют, что повышает их перспективность. Источником углеводородов для процессов нефте- и газонакопления в пределах фанерозойской и верхнепротерозойской частей разреза могут служить и фанерозойские толщи. Для прогнозирования, по-видимому, понадобится учет структур, связывающих площади суши и моря, а также неизбежный дополнительный объем геолого-геофизических работ.

*Зональный прогноз нефтегазоносности акватории Баренцевоморского шельфа.* Нефтегазогеологическое районирование Баренцевоморского бассейна проводится с учетом его двухъярусного строения. Чтобы понять процессы, которые обусловили формирование не только ловушек, но и скоплений УВ, недостаточно лишь определить строение верхних мезозойских НГК и современной структуры бассейна. Необходимо учитывать глубинное строение бассейна, эволюцию его тектонических элементов на палеозойском этапе для объяснения причин генерации и аккумуляции УВ. В результате многолетних работ, проводимых на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ им. Ломоносова, а также при поддержке научных исследований в акватории Баренцева моря норвежской компанией «Статойл», были выделены основные зоны нефтегазонакопления, имеющие продолжение как в российском, так и в норвежском секторах Баренцева моря. Состав УВ и характер их размещения подтверждают единство процессов образования залежей в пределах каждого выделенного структурно-тектонического элемента.

Оценивая роль палеозойского комплекса отложений, тектонического строения фундамента и его влияния на нефтегазоносность, необходимо отметить, что тектонически активные структурные элементы палеозойского комплекса осадочного чехла сохранили свою подвижность и на современном в геологическом времени этапе. Несомненно, неотектонические знакопеременные подвижки повлияли на распределение современных скоплений нефти и газа. Однако пространственное размещение тектонических блоков остается унаследованным и определяет положение наблюдае-

мых сегодня неотектонически активных районов, с которыми и связываются более высокие перспективы нефтегазоносности.

Наиболее крупной и перспективной ЗНГН является зона развития активизированного на мезозойском этапе авлакогена древнего заложения (палеозойского). Эта зона занимает большую центральную часть бассейна и протягивается в субширотном направлении. В ее пределах выделяются линейные структуры Штокмановской и Лудловской седловин, поднятия Центральной банки, Демидовский вал, прогибы Нордкап, Хамерфест. Глубинные корни этой зоны продолжают как в акваторию Норвежского моря на запад, так и в акваторию Карского моря на восток. Современное распределение нефтегазоносности в пределах этих регионов показывает их общность и однотипность развития, что позволяет отнести эти зоны к единому поясу нефтегазонакопления.

Зона развития активизированного на мезозойском этапе авлакогена древнего заложения дважды прошла основные этапы тектонического развития, необходимые для образования природных резервуаров, ловушек и последующего формирования самих УВ: растяжение во время континентального рифтогенеза, активное погружение и инверсию. Высокая тектоническая энергия этой ЗНГН способствовала массовому образованию УВ и их переносу в газообразном состоянии. Как следствие, формируются газоконденсатные скопления, перспективы открытия которых в пределах зоны наиболее вероятны в локальных структурах, выявленных сейсмикой.

Возможными объектами поиска нефтяных месторождений в Баренцево-морском бассейне кроме собственно субаквального продолжения Тимано-Печорского бассейна является зона Центрально-Баренцевских поднятий, где палеозой доступен для бурения. Эти зоны считаются перспективными на нефть в отложениях палеозоя. Наиболее крупной из таких структур является свод Федьинского и расположенная южнее группа локальных складок. Данную зону конседиментационных поднятий следует рассматривать как крупную зону возможного нефтенакопления. Кольская моноклинали – также интересный объект для поиска нефтяных месторождений. В этой зоне прослеживается цепочка рифогенных образований нижней перми, протягивающаяся из Тимано-Печорского региона через о-в Колгуев вдоль моноклиналичного склона Балтийского щита. В пределах Кольской моноклинали выделяется зона выклинивания палеозойского комплекса, благоприятная для формирования литологических и стратиграфических ловушек УВ.

Приновоземельская область перспективна на образование скоплений в рифовых резервуарах нижнепермского возраста, а также в песчаных телах верхнепермско-триасового возраста. Формирование скоплений в этой зоне связывается с восходящей миграцией нефти из нижележащих отложений палеозоя.

В пределах акваториальной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна к перспективным на поиски нефтяных углеводородов отнесена восточная часть акватории: валы Медынский, Гуляевский, Сорокина, акватория Хорейверской впадины, пограничная область Печорской и Баренцево-морской плит. Здесь предполагается наличие в ловушках углеводородов нефтяного ряда, повышенной плотности, но обогащенных легкими фракциями, за счет подтока легких углеводородов из более глубоких горизонтов. Основные перспективы связываются с отложениями пермско-каменноугольного карбонатного и пермско-триасового терригенного комплексов.

Штокмановское газоконденсатное месторождение – одно из крупнейших в мире месторождений газа. Площадь месторождения – 1 400 км<sup>2</sup>. Глубина моря – 300–400 м. Расстояние от берега – 600 км. Возможность стабильной добычи – 50 лет. Сочетание большой глубины моря и ледовых нагрузок привело к необходимости создания добывающих платформ нового типа. Проектные решения по типу платформ для освоения месторождения и схем



Рис. 3.8. Проектные решения по типу платформ для освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения и схемы его подводного обустройства

подводного обустройства представлены на рис. 3.8. Для доставки газа на берег со столь удаленного месторождения будет проложен морской газопровод длиной 600 км. Большая часть добытого газа будет сжиматься. Для этой цели на Кольском п-ове предусматривается строительство завода по получению жидкого газа (СПГ) с морским терминалом. В соответствии с проектом планируется годовая добыча газа в объеме 67,5 млрд м<sup>3</sup>, при этом объем сжиженного газа – 28,2 млн т (или 45 млрд м<sup>3</sup>) и сухого газа – 22,5 млрд м<sup>3</sup>.

Общий объем капитальных вложений на освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения составит предположительно около 20 млрд долл. США.

*О проекте разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения.* Штокмановское газоконденсатное месторождение находится в 650 км к северо-востоку от Мурманска, в центральной глубоководной части Баренцева моря. Расстояние от берега (пос. Териберка) составляет 550 км. Толщина воды над месторождением – 280–380 м. Утвержденные извлекаемые запасы газа более 3 трлн м<sup>3</sup>.

В 2001 г. ВНИИГАЗом составлен проект разработки Штокмановского ГКМ. В составлении проекта участвовали НПО «Буровая техника», ЗАО «Росшельф». В проекте представлена новая геологическая модель месторождения, составленная с учетом всех геолого-геофизических данных с использованием компьютерной технологии. На ее основе разработана гидродинамическая модель. В создании этих моделей принимали участие специалисты фирм «НорскГидро», «Коноко», «Тоталь», «Фортум».

Были определены основные параметры разработки месторождения, конструкции и схемы размещения наклонных и горизонтальных скважин, принципиальная схема обустройства месторождения, транспорта газа до суши, мероприятия по защите окружающей среды и технико-экономические расчеты вариантов разработки. В проекте предусмотрено два типа платформ, наиболее соответствующих условиям эксплуатации Штокмановского месторождения. Они имеют близкие технико-экономические показатели и рассчитаны на одновременное бурение и эксплуатацию от 20 до 60 скважин с расположением их устьев на платформе.

Продолжаются исследовательские и проектно-конструкторские работы по созданию конструкции глубоководной платформы для обустройства месторождений типа Штокмановское. Предполагаемая платформа будет представлять собой гигантское сооружение, состоящее из стальных конструкций, оснащенное огромным производственным комплексом по бурению, добыче и подготовке газа и конденсата к транспорту, общей массой около 40 тыс. т. Платформа не имеет аналогов в мировой практике по условиям эксплуатации, так как должна быть способной круглогодично работать в неблагоприятных условиях крайнего Севера.

*О технологической схеме разработки нефтяного Приразломного месторождения.* На шельфе Печорского моря основным районом проведения поисково-разведочных работ определен район Приразломного нефтяного месторождения. Сырьевая база здесь формируется за счет открытых крупных месторождений Приразломного и Долганского и перспективных объектов-сателлитов. Начальные суммарные ресурсы нефти составляют 28 %

общих ресурсов нефти Печорского моря. На Приразломном и Долганском месторождениях большая часть ресурсов учтена по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

Первоочередными объектами работ являются Приразломное и Долганское месторождения, на которых предусматривается проведение доразведки и опоискование глубоких горизонтов. К объектам второй очереди подготовки запасов и освоения отнесены объекты-спутники. Основными перспективными комплексами района являются каменноугольно-нижнепермские карбонатные отложения, терригенный комплекс верхней перми – триаса, а также, возможно, девонские карбонатно-терригенные отложения. Глубины залегания перспективных комплексов 2 600–4 500 м, ожидаемый продукт – нефть и газ.

Приразломное нефтяное месторождение расположено на Печороморском шельфе в 55 км к северо-западу от прибрежного поселка Варандей, в 250 км от речного порта Нарьян-Мар и в 980 км от морского порта Мурманск. Глубина моря в районе исследований месторождения – 19–20 м. Месторождение открыто в 1989 г. ГПК «Арктикморнефтегазразведка». На нем пробурены одна поисковая и четыре разведочные скважины, в трех получены промышленные притоки нефти.

Проект обустройства и освоения этого месторождения является первым проектом в условиях Арктики, реализуемым силами российских научных, конструкторских, проектных организаций и промышленных предприятий. В соответствии с проектом с помощью одной платформы выполняются все комплексы технологических (доразведка, бурение, добыча, сбор, подготовка, хранение и отгрузка) операций в условиях сложной ледовой обстановки.

В тектоническом отношении Приразломная структура представляет собой двухкупольную антиклинальную складку северо-западного простирания размером по кровле каменноугольно-пермской толщи 17×4,5 км. Юго-западное крыло структуры осложнено разрывным нарушением – взбросом северо-западного простирания с амплитудой смещения около 150 м. В пределах структуры прогнозируются малоамплитудные разрывные нарушения, ориентированные вдоль большой оси складки. Поисково-разведочным бурением доказана промышленная нефтегазоносность каменноугольно-нижнепермских карбонатных отложений.

Выявленная залежь нефти массивно-пластового типа, тектонически-экранированная. Водонефтяной контакт установлен на глубине 2 500 м. В разрезе выделено три продуктивных горизонта, из которых основным по запасам нефти является первый продуктивный горизонт в нижнепермских отложениях. Этот горизонт представлен органогенными и органогенно-

обломочными известняками, характеризуется хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В составе выделяется несколько слабопроницаемых прослоев, которые расчленяют горизонт на подгорizontы 1a, 1b, 1b2, 1c. Разделы между горизонтами представлены уплотненными слабопроницаемыми прослоями тонкозернистых известняков толщиной не более 1,5 м и пористостью 3–6 %. Общая толщина первого продуктивного горизонта изменяется от 40 до 68 м, эффективная – от 38 до 64 м при среднем коэффициенте песчаности 0,94. Открытая пористость коллекторов составляет 14–21 %. Горизонтальная проницаемость изменяется в основном от 0,02 до 0,22 мкм<sup>2</sup>, составляя в среднем около 0,1 мкм<sup>2</sup>. Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной, по данным исследования керна, близко к 1.

Начальная нефтенасыщенность пород коллекторов этого горизонта изменяется от 0,73 до 0,85. По групповому углеводородному составу нефть относится к метаново-нафтеновому типу с содержанием серы 2–2,34 %, парафина 0,14–1,78 %, смол 8,7–10,6 %, асфальтенов 1,6–3,8 %. Газосодержание пластовой нефти равно 45 м<sup>3</sup>/т, вязкость изменяется по толщине продуктивного горизонта от 3,87 МПа·с (сводовая часть залежи) до 16,7 МПа·с (приконтактная часть залежи).

В соответствии с проектом накопленная добыча нефти по месторождению за весь срок разработки составит 74,6 млн т, максимальный уровень добычи – 6,5 млн т/год. Практически все скважины бурятся горизонтальными, причем некоторые из них имеют отводы от вертикали более 6 000 м. Предусматривается, что нефть с месторождения будет транспортироваться челночными танкерами ледового класса до Кольского залива, расположенного на расстоянии 1 100 км от платформы.

Основной элемент обустройства месторождения – стальная гравитационная ледостойкая платформа «Приразломная». Платформа, устанавливаемая в центральной части месторождения, предназначена для бурения скважин, добычи, подготовки, временного хранения и отгрузки нефти. В состав платформы входят: опорное основание (кессон) массой более 70 тыс. т, в котором расположено 14 танков нефтехранилища, рассчитанного на хранение 113 тыс. т нефти; верхнее строение массой около 40 тыс. т.

Проектная производительность платформы: добыча нефти – 22 тыс. т/сут, газа – 1 млн м<sup>3</sup>/сут, закачка воды – 32 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

К работе над технологической схемой были привлечены специалисты ВНИПИнефти, ИПНГ РАН, ПечорНИПИнефти, ОАО НПО «Буровая техника», АО «Росшельф» и зарубежной фирмы Ви-Эйч-Пи «Петролеум».

Технологические показатели разработки определены на фильтрационной модели по программе ЭКЛИПС.

Анализ технико-экономических показателей разработки свидетельствует об эффективности ее реализации при внутренней норме рентабельности 13,2 %. После утверждения технологической схемы на ЦКР РФ в 1998 г. были завершены работы по интерпретации данных сейсморазведки 3D. Кроме того, были предложены новые технологические решения разработки месторождения с участием фирмы «Винтерсхал АГ» и НПО «Буровая техника».

Эти предложения были включены в «Дополнение к технологической схеме нефтяного Приразломного месторождения», позволившее повысить технико-экономические показатели.

Важным эффектом от реализации проекта является использование научно-производственного потенциала России для решения научно-технических проблем. Так, к разработке материалов ТЭО обустройства Штокмановского и Приразломного месторождений было привлечено около 150 научных и конструкторских организаций.

Пятого ноября 1999 г. было подписано «Соглашение о совместной деятельности между ОАО Газпром, ЗАО Росшельф и Винтерсхалл АГ (Германия) по разработке Приразломного нефтяного месторождения» и утверждена программа работ по реализации этого соглашения. В соответствии с соглашением, одной из наиболее важных задач является проведение переинтерпретации трехмерной сейсморазведки и уточнение геологической модели месторождения, разработка новой маркетинговой политики и оптимальной структуры управления. Признано целесообразным рассмотрение сценария одновременного освоения прилегающих к месторождению Приразломное и других нефтяных месторождений, выявленных по результатам проведенных сейсморазведочных работ. Проектируемый объем мощностей платформы по подготовке, хранению и отгрузке нефти с месторождения Приразломное, годовые уровни добычи, срок разработки и срок эксплуатации платформы позволяют подключить сателлитные месторождения в период начала падения годовых уровней добычи с месторождения Приразломное.

К сожалению, реализация технологических схем освоения Приразломного месторождения замедлилась.

### **Карский бассейн**

Южная часть Карского моря охватывает заливы и губы рек, впадающих в Карское море, и собственно открытый шельф Карского моря. На шельфе Карского моря открыто 8 месторождений в Обской и Тазовской губах, а также 2 месторождения на открытом шельфе.

Согласно «Государственной стратегии ...», в южной части Карского моря уровни добычи к 2021 г. должны составить 10 млн т по нефти и 90–100 млрд м<sup>3</sup> по газу.

В настоящее время на шельфе Карского моря поисково-разведочные работы в небольших объемах проводятся в акватории Обской и Тазовской губ и на Приямальском шельфе. Сырьевая база первых двух акваторий формируется за счет открытых крупных газовых месторождений Северо-Каменномысского, Каменномысского-море, акваториальных продолжений открытых на суше месторождений Антипаютинского, Адерпаютинского и других перспективных объектов. Начальные суммарные ресурсы газа этого района составляют 22 % начальных суммарных ресурсов газа всего Карского бассейна. Большая часть ресурсов оценена по категориям С<sub>3</sub> и Д<sub>1</sub>. Около 15 % начальных суммарных ресурсов газа района сосредоточено на месторождениях Каменномысское-море и Северо-Каменномысское, а некоторая часть запасов учтена по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Эти месторождения определены в качестве базовых в формируемом районе морской добычи газа.

Определено, что основными объектами работ в ближайшее время будут открытые месторождения: Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, Адерпаютинское, Антипаютинское, Чугорь-Яхинское, Обское, Южно-Обский перспективный участок в ареале разрабатываемого Ямбургского месторождения суши с развитой газотранспортной инфраструктурой. Далее работы будут проводиться на перспективных структурах в северной части Обской губы: Бухаринской, Геофизической-море, Карпачевской, Преображенской, Восточно-Тамбейской с высоким газовым потенциалом. В качестве перспективных комплексов здесь определены сеноманские и апт-альбские отложения. Глубина залегания перспективных комплексов – 1 100–2 200 м, ожидаемый продукт – газ и конденсат.

На Приямальском шельфе сырьевая база формируется за счет уникальных по запасам газоконденсатных месторождений Ленинградского и Русановского, акваториальных участков Харасавэйского и Крузенштерновского месторождений и других перспективных объектов. Начальные суммарные ресурсы газа этого района составляют 48,4 % начальных суммарных ресурсов газа Карского моря. Большая часть ресурсов оценена по категориям С<sub>3</sub>

и Д<sub>1</sub>. Половина все начальных суммарных ресурсов газа района сосредоточена на Ленинградском и Русановском месторождениях, рассматриваемых в качестве базовых месторождений морской добычи газа на этом шельфе.

Первоочередными объектами работ определены акваториальные продолжения уникальных по запасам месторождений суши: Харасавэйского и Крузенштерновского, Ленинградское и Русановское месторождения, перспективные структуры Нярмейская и Скуратовская. К объектам второй очереди проведения поисковых работ отнесены объекты-сателлиты. Основными перспективными комплексами района являются сеноманские и апт-альбские отложения. Глубина их залегания 1 100–3 000 м, ожидаемый продукт – газ и конденсат.

Темпы геологоразведочных работ в целом определяются объемом сейсморазведочных работ 2D, направленных на выявление и подготовку к глубокому бурению перспективных структур, объемом собственно глубокого бурения, а также сейсморазведочными работами 3D, направленными на создание надежной геологической модели месторождения для проектирования разработки.

Основной объем поисково-разведочного бурения до 2010 г. определен на акваториях Обской и Тазовской губ с целью ускорения подготовки здесь запасов природного газа. В 2011–2020 гг. основной объем бурения планируется на Приямальском шельфе и шельфе Печорского моря, в 2021–2030 гг. – в Баренцевом море на перспективных объектах-сателлитах Штокмановского месторождения.

Реализация предлагаемой программы геологоразведочных работ на шельфе арктических морей России позволит обеспечить до 2030 г. значительные приросты запасов газа. Основной прирост запасов газа планируется получить по объектам Приямальского шельфа: более 50 % суммарного прироста запасов газа по шельфам арктических морей, причем большую часть прироста (35,3 %) – по открытым месторождениям.

Как уже упоминалось, к важнейшим на шельфе Карского моря принадлежат Русановское, Ленинградское, Харасавэйское и другие газоконденсатные месторождения со значительными запасами газоконденсата. Первые два находятся на удалении более 100 км от западного берега п-ова Ямал. Глубина моря в их пределах – от 75 до 150 м.

Для оценки геокриологических условий этих месторождений и прилегающих к ним районов, кроме инженерно-геологических изысканий, важное значение имеют выполненные исследования теплового потока (Цибуля, Левашкевич, 1992), результаты которых свидетельствуют, что северо-

запад п-ова Ямал и прилегающая к нему акватория Карского моря характеризуются повышенными тепловыми потоками ( $>70$  мВт/м<sup>2</sup>). Еще более высокие тепловые потоки (до 80 мВт/м<sup>2</sup>) установлены в Южно-Баренцевской впадине.

Метеорологическая изученность региона обеспечивается функционированием береговых гидрометеостанций, а также систематическими наблюдениями специализированных судов и попутными наблюдениями с различных плавсредств. Узловыми береговыми метеостанциями являются: «Маре-Сале» и «Харасавэй», основанные в 1953 г., а также действующая с 1933 г. метеостанция на о-ве Белый.

За ледовым режимом кроме береговых гидрометеорологических станций ведут наблюдения судовые гидрометеорологические экспедиции, ледаколы и транспортные суда, а также специальная авиация и космические спутники.

Большой интерес представляют результаты Международной морской экспедиции, проведенной в 1993 г. в Карском море на научно-исследовательском судне «Дмитрий Менделеев» (Лисицын, Виноградов, 1994). Было установлено, что в Карском море выделяются восточная и западная фациальные области. Для первой из них главным источником осадочного материала служит вынос рек Оби, Енисея и других водотоков. В донных осадках влияние речных вод отмечается до бровки шельфа (76° с. ш.). Западная же фациальная зона характеризуется накоплением материала, мобилизованного береговой абразией, особенно интенсивно в Байдарацкой губе.

А. П. Лисицын и М. Е. Виноградов, обобщая предварительные результаты, полученные этой экспедицией, подчеркивают, что в морях Карском и Лаптевых берет свое начало трансарктическая ветвь дрейфа льдов через Северный полюс к берегам Гренландии и Северной Америки. Отметим, что загрязнение арктических морей России может влиять на экологическую обстановку в глобальном масштабе.

Согласно данным, полученным Международной морской экспедицией, область смешивания морских и речных вод представляет собой так называемый маргинальный фильтр. Он обуславливает лавинное осаждение выносимого реками материала. В пределах маргинального фильтра Карского моря откладывается 90–95 % взвешенных и 20–40 % растворенных в воде веществ (Лисицын, Виноградов, 1994).

Кроме того, материалы экспедиции указывают на довольно высокую способность Новоземельского желоба и других подобных прогибов «удерживать» и захоронять попадающий в их контуры материал, в том числе и

радиоактивные отходы. Данный вопрос заслуживает дальнейших уточнений и особого внимания экологов. Проводившиеся в регионе морские геолого-геофизические работы охватывали предполевые обобщения геолого-геофизических и других материалов по приморской суше и островам, а также специализированный анализ морских карт с предварительным районированием морского дна по морфологии и глубинам его залегания. Комплекс непосредственно морских геолого-геофизических исследований включал:

- непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСП), частично сопровождавшееся многоканальными скоростными зондированиями;
- инженерно-геологическое бурение и геотехнические испытания в скважинах, а также геокриологические исследования;
- опробование верхней части разреза легкими техническими средствами;
- гидрометеорологические и литодинамические работы.

Эти материалы, безусловно, помогут в процессе освоения нефтегазоносных территорий Арктики.

Арктический сектор постепенно становится одной из потенциальных арен столкновения интересов ведущих мировых держав.

Любые работы на шельфе во много раз дороже соответствующих работ на суше. Например, стоимость бурения одной разведочной скважины в условиях Баренцева моря – 50 млн долл. и более, тогда как на суше это составит около 4–5 млн долл.

Что касается участков, то существует морское право, и нам предстоит еще очень «много поработать для того, чтобы какая-то часть этого арктического шельфа была признана за нами. У нас здесь будет много оппонентов – это и Канада, и США, сейчас по некоторым территориям идет спор с Норвегией. Так что, конечно, это очень здорово, что Российский флаг на дне Ледовитого океана, на самом Северном полюсе, но пока это имеет больше эмоционально-политическое значение, нежели правовое» (из интервью с ветераном нефтегазовой отрасли, президентом Союза нефтегазопроизводителей России Г. И. Шмалем).

### 3.3. Восточная Арктика и дальневосточные моря

На Лаптевоморском шельфе площадью 320 тыс. км<sup>2</sup> к настоящему времени выполнено 13,1 тыс. пог. км сейсмопрофилей. Шельф моря Лаптевых изучен региональными работами не полностью. Осадочные бассейны, выделенные на юге (мощность осадочного чехла более 10 км), в северной час-

ти не оконтурены. При нефтегазогеологическом районировании выделена самостоятельная Лаптевоморская нефтегазоносная область (НГО). Юго-западную часть моря Лаптевых занимает Анабаро-Хатангская НГО. В разрезе выделены три нефтегазоносных комплекса: позднепротерозойский карбонатный, верхнепермский терригенный и юрско-меловой терригенный. По последним оценкам прогнозные ресурсы определяются около 8 700 млн т, из них более 70 % приходится на нефть.

В Восточно-Сибирском и Чукотском морях предполагается наличие крупных локальных объектов с перспективной площадью до 1,0–1,5 тыс. км<sup>2</sup> и прогнозными извлекаемыми ресурсами более 1 млрд т условного топлива с преобладанием нефти. Здесь выявлено пять нефтегазоносных бассейнов (НГБ), из них наибольший интерес представляют Новосибирский, Северо-Чукотский и Южно-Чукотский. Южно-Чукотский НГБ залегает на эпимезозойской плите, мощность кайнозойской осадочной толщи достигает 4–5 км. В крупном по размерам (200 тыс. км<sup>2</sup>) Новосибирском НГБ мощность осадочной толщи более 10 км. Единичными профилями здесь намечено крупное (площадь более 1 200 км<sup>2</sup>) поднятие амплитудой более 400 м. Благоприятные геологические предпосылки позволяют прогнозировать здесь наличие многопластовых гигантских месторождений УВ. Северо-Чукотский НГБ отличается развитием мощной (не менее 13 км) осадочной толщи, в которой выделяются те же комплексы, что и в НГБ Аляски. Согласно официальной оценке, извлекаемые ресурсы Восточно-Сибирского и Чукотского морей составляют около 9 млрд т УВ, причем доля нефти не превышает 2,7 млрд т. Учитывая данные по корреляции с НГБ Аляски, эту оценку можно увеличить не менее чем в два раза.

В пределах шельфа Берингова моря выделяют три НГБ: Анадырский, Хатырский и Наваринский. Нефтегазоносность Анадырского и Хатырского НГБ представлена в их континентальных районах, где открыто шесть небольших месторождений УВ, из которых четыре разведано. Нефтегазоносность Наваринского бассейна доказана в американском секторе. Основная нефтегазоносность приурочена к отложениям неогена, однако нефтегазопроявления отмечаются во всем разрезе палеогена. Общая мощность осадочной толщи достигает 7 км. Потенциальные извлекаемые ресурсы шельфа Берингова моря оцениваются на уровне 1 млрд т условного топлива, однако такая оценка является минимальной.

Освоение углеводородных ресурсов шельфа Дальневосточных морей России имеет более чем полувековую историю. В ней можно выделить несколько крупных этапов. Перед каждым этапом исследований стояли раз-

ные задачи, возможность решения которых была обусловлена главным образом развитием технических средств и использованием соответствующих технологий, а также состоянием экономики и развития нашей страны.

**Первый этап – до 1975 г.** Первые морские геофизические исследования на шельфах Дальневосточных морей начались еще в 1937 г., когда впервые в истории СССР (а возможно, и в мире) в Охотском море и вдоль побережья о-ва Сахалин по отдельным профилям были выполнены гравиметрические исследования. В результате было получено представление об общих характеристиках аномального гравитационного поля в Татарском проливе, Сахалинском заливе и прилегающей к острову западной части Охотского моря.

В начале 50-х гг. XX столетия были проведены электроразведка и гравиметрические исследования в заливах и на прибрежном мелководье Сахалина, в том числе со льда. В 1954 г. на первой геологической конференции, проходившей в «нефтяной столице» Дальнего Востока г. Охе (о-в Сахалин), впервые было высказано предположение о том, что зоны нефтегазонакопления, выявленные на северо-востоке Сахалина, могут продолжаться на прилегающем шельфе Охотского моря.

Систематические морские геофизические исследования на шельфе Сахалина начались в 1956 г. с созданием в Дальневосточной государственной союзной геофизической конторе Министерства нефтяной промышленности СССР (г. Оха) первой морской сейсмической партии во главе с П. М. Сычевым (впоследствии д-р геол.-минерал. наук, известный ученый). В результате этих работ уже в 1959 г. была выявлена Одоптинская антиклинальная складка, в пределах которой позднее было открыто первое промышленное нефтяное месторождение в рассматриваемом регионе. Для интенсификации геофизических исследований на шельфе, выявления и подготовки к поисковому бурению перспективных структур в апреле 1967 г. была создана Тихоокеанская морская геолого-геофизическая экспедиция ВНИИМОРГЕО Министерства геологии СССР (ныне ОАО «Дальморнефтегеофизика»), а для осуществления буровых работ на шельфе в составе Сахалинского геологического управления в 1972 г. – Дальневосточная морская нефтегазоразведочная экспедиция.

Несмотря на недостаточно высокий технологический и технический уровень проводимых работ (плохо переоборудованные бывшие буксиры и рыболовецкие суда с ограниченным районом плавания, аналоговое сейсмическое оборудование), уже к середине 1970-х гг. на наиболее перспективных и технически доступных участках шельфа юго-западного, северного и северо-восточного Сахалина был выполнен довольно значительный

объем различных модификаций сейсмических, грави- и магнитометрических исследований, позволивших высоко оценить перспективы нефтегазоносности шельфа северо-восточного Сахалина. Практически работы проводились на энтузиазме сахалинских специалистов, часто с риском для жизни. Тем не менее полученные результаты впоследствии блестяще подтвердились открытием крупных месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина.

В июле 1971 г. с Одоптинской косы бригадой бурового мастера П. П. Касьянова объединения «Сахалиннефть» была пробурена под дно моря в пределы западного крыла Одоптинской структуры наклонно направленная скв. 26 с отклонением от вертикали 650 м, из которой были получены притоки нефти, а 23 января 1972 г. было завершено строительство наклонно направленной скв. 1 с рекордным отходом от вертикали 2 453 м, давшей промышленные притоки нефти.

Огромный потенциал сахалинского шельфа и его стратегическое значение в расширении ресурсной базы и повышении добычи газа в регионе впервые были обоснованы специалистами СахалинНИПИморнефти еще в начале 1970-х гг. Выполненные оценки показали, что прогнозные ресурсы нефти и газа шельфа Сахалина в несколько раз превышают нефтегазовый потенциал суши острова. Этими же работами были обоснованы высокая концентрация ресурсов и первоочередность их освоения в пределах Одоптинской и Ныйской нефтегазоносных зон.

Перспективы нефтегазоносности Сахалинского шельфа вызвали большой интерес в деловых кругах Японии, и после многолетних переговоров 28 января 1975 г. в Токио было заключено «Генеральное Соглашение о сотрудничестве в области разведки, обустройства месторождений, добычи нефти и природного газа на шельфе о-ва Сахалин и о поставках этих товаров в Японию» между Министерством внешней торговли СССР и японской компанией «Сахалин ойл Девелопмент Корпорейшн компани ЛТД (Содеко)». Заключение соглашения и предоставленные японской стороной кредиты позволили осуществить полное техническое переоснащение геофизических работ: были переоборудованы научно-исследовательские суда (НИС) «Поиск» и «Искатель» с установкой сейсмических станций SN 338, сейсмической косой длиной 2400 м и источником возбуждения «Вапоршок»; вычислительным центром типа «Сайбер-172» и соответствующим математическим обеспечением для обработки геолого-геофизических данных. В результате качество и информативность морских геофизических исследований на шельфах Дальневосточных морей достигли мирового

уровня. С этого времени начинается новый этап развития геологоразведочных работ на шельфе Сахалина.

**Второй этап – 1976–1990 гг.** В этот период на шельфе Дальневосточных морей был выполнен максимальный объем морских геологоразведочных работ.

На шельфе Сахалина в 1976–1983 гг. работы проводились за счет кредитов в соответствии с генеральным советско-японским соглашением, в дальнейшем – за счет средств госбюджета и капитальных вложений, выделяемых государством. Особенно резко объемы работ возросли после передачи всех работ на шельфе СССР в Министерство газовой промышленности СССР. Огромные средства были направлены на строительство специализированных геофизических НИС и плавучих буровых установок. За 1983–1988 гг. в Финляндии и Польше было построено пять геофизических НИС, оснащенных высокоэффективной аппаратурой лучших западных компаний. ВПО «Сахалинморнефтегазпром» получило четыре самоподъемных и одну полупогружную установки, а также уникальное буровое судно «Михаил Мирчинк». Всего в регионе было отработано около 350 тыс. км сейсмических профилей, на шельфе Сахалина пробурено 55 поисково-разведочных скважин, на Магаданском шельфе – три поисковых скважины (не дали положительных результатов).

Седьмого октября 1977 г. поисковой скв. 1, пробуренной специалистами Дальневосточной морской нефтегазоразведочной экспедиции Сахалинского ТГУ, на шельфе северо-восточного Сахалина было открыто первое Одоптинское нефтегазоконденсатное месторождение. В результате проведенных работ было открыто еще четыре крупных нефтегазоконденсатных месторождения: Чайвинское, Луньское, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское; кроме того, одно небольшое газовое (Венинское), а на шельфе юго-западного Сахалина – также одно небольшое газовое (Изыльметьевское). Коэффициент успешности по Сахалину в целом составил 0,5, а по его северо-восточной части – 0,8. В то же время утвержденные разведанные запасы нефти категорий  $C_1+C_2$ , по крупным месторождениям составляли около 430 млн т, газа – около 1,3 трлн м<sup>3</sup>.

**Третий этап – 1991–2008 гг.** В связи с распадом СССР начиная с 1991 г. в стране практически полностью прекратилось финансирование морских геологоразведочных работ. Лучшие предприятия отрасли оказались на грани развала.

Но все же в 1991 г. была введена в бурение Кириная структура, расположенная восточнее Лунского месторождения, на которой установлена промышленная газоносность песчаных пластов дагинского горизонта.

С 1992 г. геологоразведочные работы на шельфе Сахалина выполнялись, в основном, за счет собственных средств ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» и ОАО «Дальморнефтегеофизика» и иностранных инвестиций по сахалинским проектам. За этот период проведена сейсморазведка 3D на площади более 10 тыс. км<sup>2</sup> и сейсморазведка 2D объемом 9 тыс. км, пробурена одна поисковая и 10 разведочных скважин.

В 1992 г. началось крупномасштабное сотрудничество российской стороны с некоторыми иностранными фирмами США и Японии в области совместной разработки месторождений островного шельфа в рамках проекта «Сахалин-2» (Пильтун-Астохское и Луньское месторождения), а в 1994 г. – проекта «Сахалин-1» (Аркутун-Дагинское, Одоптинское и Чайвинское месторождения) на основе СРП.

Несмотря на все технические и финансовые трудности именно сахалинские нефтяники первыми начали разработку морских месторождений Сахалина, опередив на год международный проект «Сахалин-2»; 27 июля 1998 г. была закончена наклонно направленная скв. 202 с отклонением от вертикали 4 782 м при общей длине ствола 5 589 м, пробуренная под Северный купол Одоптинского морского месторождения, а 7 августа того же года начата промышленная добыча нефти. В настоящее время на месторождении пробурено 16 скважин, отход которых от вертикали превышает 6 000 м, а средние дебиты составляют 200 т/сут.

Эффективность такого подхода к освоению месторождений по сравнению с использованием дорогостоящих морских платформ оказалась настолько высокой, что оператор проекта «Сахалин-1» – компания *ExxonMobil* начала разработку северо-западной части Чайвинского месторождения наклонно направленными скважинами, пробуренными с берега, с отходом по горизонтали 8 000–10 000 м при вертикальной глубине 2 600 м. Для этих целей был специально создан крупнейший береговой буровой комплекс «Ястреб».

В 1999 г. в рамках проекта «Сахалин-2» была начата добыча нефти на Пильтун-Астохском месторождении.

В 2000 г. за счет средств ОАО «НК «Роснефть» пробурена поисковая скважина на Астрахановской антиклинальной складке. Хотя результаты бурения оказались отрицательными, с учетом данных сейсморазведки 2D и 3D они позволяют рассчитывать на наличие нефтяных и газовых залежей на восточном крыле и южной периклинали структуры.

В последние годы сахалинскими геологами и геофизиками была установлена связь некоторых залежей месторождений Сахалина с турбидит-

ными резервуарами, а сейсморазведочными работами на шельфе выделены крупные ловушки в резервуарах аналогичного генезиса. По имеющимся геолого-геофизическим данным, выделяются две крупные зоны их распространения: внешняя (глубина моря – 100–200 м), прослеживающаяся вдоль северо-восточного Сахалина и п-ова Шмидта; внутренняя, в виде полосы шириной 35–50 км, проходящая вдоль северо-восточного побережья Сахалина от залива Чайво до п-ова Шмидта, занимающая прибрежную часть острова и мелководную зону шельфа. В 2004 г. в результате бурения поисковой скважины на Кайганско-Васюганском участке (проект «Сахалин-5») альянсом ОАО «НК «Роснефть» и «Бритиш Петролеум» этот прогноз был подтвержден открытием месторождения Пела Лейч.

На шельфе северного Сахалина выделяется еще несколько перспективных направлений нефтегазопроисковых работ, из которых наиболее важным является освоение ресурсов, расположенных в транзитной зоне северного и восточного Сахалина на расстоянии от 1 до 10 км от берега. Здесь выявлена 21 ловушка, их локализованные извлекаемые ресурсы нефти категории С<sub>3</sub> составляют 182,5 млн т, газа – 522,5 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 26 млн т. Реальность и экономическая эффективность разработки таких ресурсов подтверждается опытом освоения Северного купола Одоптинского и северо-западной части Чайвинского месторождений. В результате работ, выполненных в последние годы специалистами СахалинНИПИморнефти, значительно возросла оценка как начальных геологических, перспективных, прогнозных, так и извлекаемых ресурсов. В настоящее время перспективные и прогнозные извлекаемые ресурсы в рамках шести сахалинских проектов оцениваются в 1,9 млрд т нефти и конденсата и около 5 трлн м<sup>3</sup> газа.

Приведенные данные подтверждают возможность создания на Сахалине в ближайшие годы крупного нефтегазодобывающего комплекса международного значения с ежегодными уровнями добычи нефти 50–70 млн т и газа 100–125 млрд м<sup>3</sup>, полностью обеспечивающего не только потребности Дальневосточного региона, но и экспортные поставки нефти и газа в страны восточно-азиатского региона.

В целях определения стратегии освоения ресурсов углеводородов шельфов Дальневосточных морей в СахалинНИПИморнефти выполнен подсчет начальных извлекаемых ресурсов. Преобладающая часть (около 80 %) начальных извлекаемых ресурсов углеводородов приурочена к различным участкам шельфа Охотского моря: северо-сахалинскому, хабаровскому, магаданскому и западно-камчатскому, в пределах которых в ближайшие 20 лет будут сосредоточены основные объемы геологоразведочных

работ. Совершенно очевидно, что в перспективе освоение этих ресурсов будет являться основным направлением развития морской нефтегазодобывающей отрасли на Дальнем Востоке.

### ***Геология и нефтегазоносность сахалинского шельфа***

Сахалин всегда был известен как регион, обладающий крупными запасами сырьевых ресурсов, имеющий очень выгодное географическое и геополитическое положение, благоприятствующее развитию внешних экономических связей. Сахалинская область из десяти областей Дальневосточного экономического региона занимает 4-е место по объему промышленного производства. В перспективе область будет одним из крупных транспортных узлов на линиях внешней торговли РФ с Японией, США, Северной и Южной Кореей, Китаем, Сингапуром, Индией и другими странами Азиатско-Тихоокеанского региона. Приграничное положение, незамерзающие морские порты, близость развитых стран АТР создают благоприятные условия для сотрудничества и вложения иностранного капитала.

История поисков нефти и газа на о-ве Сахалин насчитывает около 100 лет. До середины 1970-х гг. нефтегазопоскоковые работы концентрировались на суше Северного Сахалина. Всего на острове и прилегающем шельфе уже открыто 70 месторождений, в том числе 11 нефтяных, 17 газовых, 24 газонефтяных и нефтегазовых, 6 газоконденсатных и 12 нефтегазоконденсатных. Среди них по запасам нефти и газа 6 месторождений относятся к крупным, 8 – к средним и 56 – к мелким.

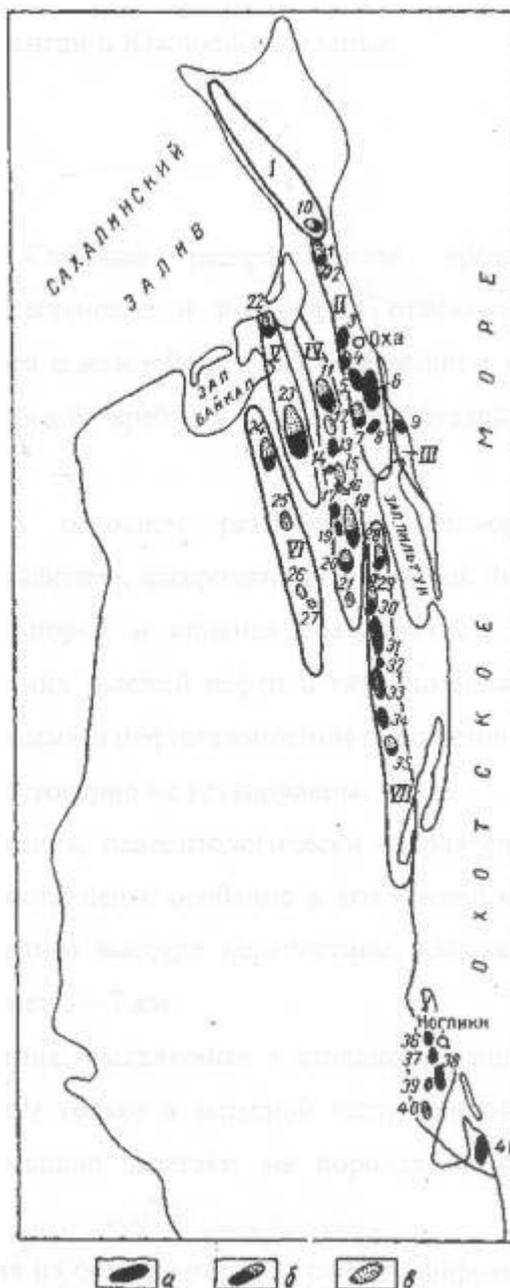
Интенсивные сейсморазведочные работы начаты на шельфе в 1977 г., и эту дату условно можно считать началом промышленного освоения шельфа Северного Сахалина. Всего на шельфе уже пробурено более 100 глубоких скважин и открыто 8 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти, газа и конденсата свыше 1 млрд т условного топлива (в пересчете на нефть). Шесть из них относятся к крупным, среди которых самые крупные нефтегазоконденсатные месторождения Лунское и Аркутун-Дагинское с геологическими запасами по сумме УВ  $\approx 500$  млн т условного топлива. Все крупные, а также средние по запасам месторождения выявлены в пределах Северо-Сахалинского прогиба. Небольшие по запасам месторождения выявлены в центральной и северо-западной частях Северного Сахалина. Нефтяное месторождение Окружное открыто в зоне Пограничного грабена на побережье Восточного Сахалина (рис. 3.9).

Рис. 3.9. Обзорная карта  
нефтяных и газовых месторождений  
Сахалинской области:

- а* – нефтяные месторождения;  
*б* – газонефтяные месторождения;  
*в* – газовые месторождения.

Месторождения:

- 1* – Колендинское;  
*2* – Южно-Календинское;  
*3* – Охинское; *4* – Южно-Охинское;  
*5* – Эхабинское; *6* – Восточно-  
Эхабинское; *7* – Тунгорское;  
*8* – Западно-Одоптинское;  
*9* – Одоптинское;  
*10* – Северо-Колендинское;  
*11* – Гиляко-Абунанское;  
*12* – Абановское; *13* – Нельминское;  
*14* – Западно-Эрринское;  
*15* – Эрринское; *16* – Южно-  
Эрринское; *17* – Западно-Сабинское;  
*18* – Сабинское;  
*19* – Морошкинское; *20* – Малосабин-  
ское; *21* – Южно-Кенигское;  
*22* – Некрасовское; *23* – Волчинка;  
*24* – Шхунное; *25* – Северо-  
Глухарское; *28* – Центрально-  
Гыргыланьинское; *27* – Крапивнен-  
ское; *28* – Кыдыланьинское;  
*29* – Южно-Кыдыланьинское;  
*30* – Мухтинское; *31* – Паромайское;  
*32* – Южно-Паромайское;  
*33* – Пильтунское; *34* – Нутовское;  
*35* – Горомайское; *36* – Лысая Сопка;  
*37* – Уйглекутское;  
*38* – Катанглинское, *39* – Западно-  
Катанглинское; *40* – Прибрежное;  
*41* – Старый Набиль



Основные нефтегазоносные и перспективные комплексы связаны с кайнозойскими отложениями, в толще которых последовательно выделяются 7 структурно-стратиграфических комплексов (снизу вверх): олигоценый (мачигарский), верхнеолигоценый (даехуриинский), ниже-

среднемиоценовый (уйнинско-дагинский), средне-верхнемиоценовый (окобыкайско-нижненутовский), нижнемиоценовый (верхненутовский), верхнемиоценовый (помырский) и плейстоценовый (дерюгинский).

Структурно-стратиграфические комплексы отличаются друг от друга по стилю и уровню дислоцированности и большей частью разделены поверхностями несогласий. Мачигарский, даехуриинский и уйнинско-дагинский комплексы характеризуются резким преобладанием дизъюнктивных дислокаций и широким развитием складчато-блоковых деформаций. В окобыкайско-нижненутовском, верхненутовском, помырском и дерюгинском комплексах в основном развиты складчатые структуры различной интенсивности. Формирование комплексов происходило на различных стадиях рифтового и пострифтового этапов развития Северо-Сахалинского осадочного бассейна (Харахинов, 1985).

Большинство месторождений, перспективных ловушек и зон нефтегазоаккумуляции относятся к структурному типу и приурочены к антиклинальным складкам различного генезиса. Они часто связаны с региональными зонами тектонических нарушений – взброснадвигами (Восточно-Эхабинская, Паромайская и другие зоны), конседиментационными сбросами. Структурно-литологические ловушки, связанные с зоной замещения песчаных пластов нижненутовского подгоризонта на глинистые, содержат залежи нефти и газа Одоптинской зоны нефтегазоаккумуляции. Ловушки этого типа выявлены в окобыкайско-нижненутовском комплексе на западном крыле Одоптинской антиклинальной и северной переклинали Венинской структуры, а также предполагаются в дагинском комплексе на западных крыльях Дагинской и Аяшской структур.

Для большинства локальных структур бассейна характерно сочетание кон- и постседиментационного развития. Заложение многих структур можно отнести к началу среднего миоцена – периоду активизации тектонических движений. Рост складок с различной степенью интенсивности и унаследованности продолжался в позднем миоцене и плиоцене. Постседиментационные тектонические движения (сахалинская фаза складчатости) в разной степени преобразовали облик этих структур, увеличив их амплитуду, степень интенсивности, осложненность разрывами. За счет этих движений сформированы и новые чисто постседиментационные структуры. Указанный период формирования ловушек практически совпадает со временем интенсивной генерации и эмиграции УВ в основных очагах нефтегазообразования.

Проницаемые (резервуарные) породы наблюдаются во всех стратиграфических подразделениях мезо-кайнозойского разреза. В них выделяются несколько типов природных резервуаров: пластовый, массивно-пластовый, массивный и линзовидный. Наиболее распространен пластовый тип, представляющий чередование песчаных, алевритовых и глинистых пластов. С ним связана большая часть залежей и запасов нефти, разведанных в регионе, и около половины запасов свободного газа. Оптимальными условиями аккумуляции УВ характеризуется пластовый резервуар с отношением коллекторов и флюидоупоров 1:4–2:3. Залежи массивно-пластового типа менее распространены, однако очень весомы по запасам УВ.

Резервуары массивного типа с трещинным и трещинно-поровым коллекторами предполагаются на северо-восточном шельфе в отложениях даехуриинского горизонта и пильском глинисто-кремнистом комплексе. К резервуару массивного типа в трещиноватой толще силицитов приурочена нефтяная залежь на месторождении Окружное.

Наименее распространен линзовидный тип резервуара. На Сахалине с ним связано несколько мелких залежей. На шельфе выявлен ряд ловушек, предположительно тяготеющих к линзам песчано-алевритовых пород в нутовской толще Восточно-Одоптинской зоны.

Большая часть запасов нефти и газа на месторождениях Сахалина и шельфа приходится на глубину, не превышающую 3 км. Распределение потенциальных ресурсов УВ на шельфе Северного Сахалина по стратиграфическим комплексам, глубине залегания и глубине моря характеризуется следующими цифрами: в неогене содержится 80 % всех потенциальных ресурсов; предполагается, что 87 % сосредоточено на глубинах до 3 км, 81 % – до глубин моря 100 м.

Распределение ресурсов УВ по глубине залегания определяется закономерностями изменения экранирующих и коллекторских свойств пород в зависимости от степени их катагенетической преобразованности, возраста и условий седиментации. Для палеогеновых и неогеновых отложений наблюдаются существенные различия в критических глубинах распространения поровых коллекторов: для первых они обычно не превышают 3,0–3,5 км, для вторых при благоприятных условиях могут достигать 5,0–5,5 км, но зона оптимального нефтегазонакопления с максимальной концентрацией ресурсов ограничивается 3,0–3,5 км. Этим объясняется приуроченность подавляющей части как разведанных запасов, так и прогнозных ресурсов к интервалу глубин до 3 км.

В последние годы в качестве нового перспективного направления нефтегазопроисловых работ на шельфе Сахалина рассматриваются ловушки в верхнемезозойском комплексе фундамента с кавернозно-трещинным типом коллектора, связанные с массивами серпентинитов (Толкачев и др., 1998). Комплекс разуплотненных серпентинитов перспективен на всем протяжении шельфа Северо-Восточного Сахалина (от Шмидтовского сектора на севере до Пограничного на юге), эти массивы фиксируются в магнитном поле положительными аномалиями. Наибольшим потенциалом обладают ловушки в пределах Трехбратской и Восточно-Одоптинской антиклинальных зон, для которых характерно благоприятное сочетание условий нефтегазообразования и аккумуляции УВ.

На возможную нефтегазонасыщенность трещинного коллектора, приуроченного к зоне распространения серпентинитов фундамента Восточно-Одоптинской зоны, указывали Терещенков (1996), Э. Г. Коблов и В. В. Харахинов (1997), которые оценивали плотность ресурсов в 65 тыс. т/км<sup>2</sup>. Они также полагали, что на долю фундамента приходится 17 % прогнозных ресурсов зоны, основные перспективы которой связаны с трещинными коллекторами дагинско-даехурийского комплекса (58 %) и частично с поровыми коллекторами окобыкайско-нижненутовского (16 %), верхненутовского (7 %) и дагинского (2 %) комплексов.

Образование массивов серпентинитов произошло в результате гидротермальной серпентинизации ультраосновных пород, входящих в Восточно-Сахалинский офиолитовый (гипербазитовый) пояс, протягивающийся вдоль одноименного коро-мантийного разлома.

Достоверная информация о фильтрационно-емкостных свойствах данного типа резервуаров отсутствует. Сведения о плотности этих пород были получены при изучении последних в процессе поисковых работ на хромиты на п-ове Шмидта по Южно-Шмидтовскому гипербазитовому массиву. Детальное описание толщи серпентинитов показывает ее неоднородность.

В строении толщи выделяются в различной степени серпентинизированные, а в тектонических зонах – милонитизированные дуниты, перидотиты и пироксениты, тремолит-серпентиновые и тальк-хлорит-серпентиновые сланцы. Определения плотности показали, что среди них присутствуют разуплотненные породы с сильно пониженными значениями плотности.

Данные породы были вскрыты также в скв. 28 на месторождении Окружное, где они состоят из серпентина, реликтов пироксена и примеси рудных минералов (магнетит). По данным лабораторных исследований (В. С. Ковальчук, Г. Я. Молошенко, А. И. Уткина), образцы серпентинита,

отобранные в интервале 2 908–2 973 м, содержат видимые включения битумоидов. Люминесцентно-микроскопическими исследованиями установлено, что в брекчированных разуплотненных серпентинитах в большом количестве содержатся легкие битумоиды, люминесцирующие зеленовато-голубыми и желтовато-зелеными тонами.

Содержание битумоидов в хлороформной вытяжке (0,47 % объема вытяжки) сопоставимо с данными анализа образцов кернa нефтенасыщенных терригенных коллекторов разрабатываемых месторождений Северного Сахалина.

Фильтрационно-емкостные параметры серпентинитовых коллекторов косвенно подтверждаются результатами изучения их скоростных параметров по данным сейсморазведочных работ. Определения скорости  $V_{\text{от}}$  по профилю в пределах серпентинитового массива выполнены на трех гидроточках. Рассчитанные значения пластовой скорости изменяются в следующих пределах: 892 – 3,68–4,45 км/с, 988 – 3,27–3,78 км/с, 1 036 – 3,44–3,86 км/с. По установленным для Сахалина зависимостям между скоростью и плотностью пород таким пластовым скоростям соответствуют значения плотности 2,25–2,52 г/см<sup>3</sup> и открытой пористости 4–16 %. Основываясь на этих оценках, при подсчетах запасов в перспективных ловушках с аналогичным типом резервуара в качестве средней оценки пористости было принято значение 10 %, минимальной и максимальной, соответственно, – 5 и 15 %.

Основной нефтематеринской толщей, как считают некоторые исследователи, являются глинисто-кремнистые отложения даехуриинского и пильского комплексов, сложенные перекристаллизованными опоками и кремнистыми аргиллитами. Они также выполняют роль покрывки. Породы комплексов мощностью 1,5–2,5 км включают ОВ с преобладанием сапропелевой составляющей и содержанием  $C_{\text{орг}}$  до 1,8 %, степень зрелости ОВ соответствует главной зоне генерации нефти (отражающая способность витринита 0,4–0,8 %). Принципиальная схема структурного взаимоотношения серпентинитового массива как аккумулирующего комплекса с нефтематеринской толщей для Трехбратской и северной части Восточно-Одоптинской антиклинальных зон иллюстрируется геологическим разрезом по широтному сейсмическому профилю 219 035, расположенному на траверсе Северо-Кайганской ловушки. По отложениям перекрывающих комплексов сейсморазведочными работами выявлен ряд ловушек, перспективных для проведения поисково-разведочных работ и на нижележащий мезозойский комплекс. Первоочередными объектами для поисково-разведочных работ являются Северо-Кайганская и Восточно-Одоптинская структуры, для которых отмечается совпадение структуры по даехуриин-

скому комплексу с локальными магнитными максимумами, отражающими положение серпентинитовых массивов. Оценка возможных запасов УВ по Восточно-Одоптинской структуре показывает, что здесь может быть открыто крупное нефтегазоконденсатное месторождение с геологическими запасами по сумме УВ около 300 млн т условного топлива.

***Действующие проекты освоения месторождений шельфа о-ва Сахалин.*** Проекты по освоению Сахалинских месторождений действуют на основе Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции», принятым Государственной думой 14 июня 1995 г.

По уточненным данным, на шельфе Сахалина открыты восемь месторождений нефти, газа и конденсата, в том числе шесть крупных по извлекаемым запасам. Разведанная сырьевая база этих месторождений (извлекаемые запасы категории  $C_1+C_2$ ) оценивается в 400 млн т нефти и конденсата, 1,0 трлн  $m^3$  газа, что превышает начальные разведанные запасы углеводородов Сахалина более чем в 4 раза.

Весь шельф острова разделен на перспективные блоки, получившие названия «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Сахалин-3», вплоть до «Сахалин-9», которые выставляются на международные тендеры.

На сегодняшний день Сахалинская область является единственным регионом в России, где практически ведутся успешные работы по освоению морских месторождений нефти и газа на условиях СРП по проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Получены лицензии на геологическое изучение Кайганско-Васкжанского блока в рамках проекта «Сахалин-5» (ОАО «НК «Роснефть»), Лопуховского блока в рамках проекта «Сахалин-4, -5» (ТНК), Керосинной и Рымникской структур в рамках проекта «Сахалин-6» (ЗАО «Петросах»), ведутся переговоры о концепции освоения «Сахалин-3», в состав которого входит четыре крупных блока. На один из них – Венинский, ранее не востребованный при проведении конкурсов, лицензию на геологическое изучение получила НК «Роснефть». По Киринскому блоку, участниками которого являются компании «ЭксонМобил», «ШевронТексако», «Роснефть» и «СМНГ», идет обсуждение возможностей получения лицензии на изучение и добычу, в том числе на обычных налоговых условиях.

После 2010 г. с учетом развития последующих шельфовых проектов («Сахалин-3», «Сахалин-5», «Сахалин-6»), на которых частично уже осуществляются работы по геологическому изучению, прогнозируется открытие новых месторождений нефти и газа на сахалинском шельфе.

В качестве первоочередных объектов увеличения нефтегазодобычи рассматриваются Южно-Астрахановский, Восточно-Осскойский, Усть-

Томинский и Северо-Венинский. Один из них (Восточно-Осскойский) расположен на суше, три других в транзитной зоне суша-шельф и доступны для освоения наклонно-направленным бурением с берега.

Проект «Сахалин-1» является вторым проектом СРП, который был подписан в 1995 г., вступил в силу в 1996 г., а первоначальный объем инвестиций составил более 145 млн долл. США.

В проект «Сахалин-1» входят три морских месторождения: Чайво, Одопту и Аркутун-Даги (рис. 3.10). Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» является оператором международного консорциума «Сахалин-1» (доля участия «Эксон Мобил» – 30 %). Партнерами по консорциуму являются японский консорциум «СОДЕКО» (30 %); дочерние компании российской государственной нефтяной компании «Роснефть»: «РН-Астра» (8,5 %) и «Сахалинморнефтегаз-Шельф» (11,5 %), а также индийская государственная нефтяная компания «ОНГК Видеш Лтд.» (20 %).



Рис. 3.10. Схема расположения участков проекта «Сахалин-1»

Потенциальные извлекаемые запасы по проекту «Сахалин-1» составляют 307 млн т нефти (2,3 млрд баррелей нефти) и 485 млрд м<sup>3</sup> газа (17,1 трлн кубических футов газа).

Проект «Сахалин-1» станет одним из крупнейших проектов в России с прямыми иностранными инвестициями. На сегодняшний день консорциумом освоено свыше 4,5 млрд долл. США инвестиций на различные виды разведочных работ, экологические исследования, проектно-конструкторские работы, модернизацию инфраструктуры, уплату налогов и прочие статьи расходов.

Проект принесет выгоды России, среди которых: прямые поступления, за все периоды разработки оцениваемые в 40 млрд долл. США, модернизация инфраструктуры, передача технологий, а также привлечение российских компаний в качестве подрядчиков и поставщиков в другие страны. С началом промышленного освоения месторождений проекта в фонд развития Сахалина в течение пяти лет будут перечислены средства в размере 100 млн долл. США. Проектом также будут выплачены бонусы на стадии добычи в размере 45 млн долл. По результатам независимой оценки социально-экономических аспектов проекта «Сахалин-1», на начальной стадии его реализации для российских граждан будет создано более 13 000 рабочих мест, прямо или косвенно связанных с проектом. Общая стоимость контрактов по проекту «Сахалин-1», заключенных к настоящему времени с российскими компаниями, превышает 3 млрд долл. США.

К выгодам для России также следует отнести поставку природного газа проекта «Сахалин-1» в Хабаровский край на Дальнем Востоке России. 26 сентября 2006 г были подписаны договоры купли-продажи газа с двумя покупателями в Хабаровском крае – ОАО «Хабаровскэнерго» и ОАО «Хабаровсккрайгаз». Эти договоры являются первыми такого рода соглашениями, заключаемыми между участниками инвестиционного проекта, реализуемого на основании соглашения о разделе продукции (СРП), и российскими покупателями на долгосрочные поставки газа по международным рыночным ценам и на коммерческих условиях. Поставки газа в Хабаровский край начались 1 октября 2005 г., одновременно с началом добычи на месторождении Чайво.

В 2006 г. начался экспорт нефти на мировые рынки с помощью специально построенных для этой цели трубопровода и терминала, расположенного в районе Де-Кастри в материковой части России. Газ, добываемый на начальном этапе, будет реализовываться на внутреннем рынке Дальнего Востока России. Экспорт остального газа по трубопроводу начнется после

заключения контракта с региональными покупателями. После разработки месторождения Чайво последует разработка месторождений Одопту и Аркутун-Даги.

*Особенности разработки месторождения Чайво.* Месторождение Чайво разрабатывается с использованием береговых и морских сооружений. В июне 2002 г. завершено строительство наземной буровой установки «Ястреб» для месторождения Чайво, конструкция которой разрабатывалась специально для целей проекта «Сахалин-1», она является наиболее сложной из наземных буровых установок в отрасли. Установка предназначена для бурения с берега скважин с большим отходом забоя от вертикали на морские эксплуатационные объекты. Такая уникальная технология бурения скважин сведет к минимуму воздействие на морскую среду в прибрежной зоне. В июне 2003 г. компания ЭНЛ приступила к бурению скважин с большим отходом забоя от вертикали (БОВ). Эти скважины бурятся под морским дном на расстояние до 11 км с целью вскрытия северо-западной части основного нефтеносного пласта месторождения Чайво. На сегодняшний день с БУ «Ястреб» пробурено семь скважин БОВ.

Добыча нефти и газа на месторождении Чайво также осуществляется с морской платформы «Орлан». Эта сталебетонная конструкция рассчитана на бурение до 20 скважин, на ней размещены буровой и жилой модули. С неё разрабатывается юго-западная часть основного нефтеносного пласта месторождения Чайво. Установка платформы «Орлан» на Чайво завершена летом 2005 г. С платформы ведется круглогодичное бурение одним буровым станком. На платформе предусмотрен минимум сооружений по подготовке продукции, так как вся добываемая продукция подается на Береговой комплекс подготовки (БКП) Чайво.

Мощность БКП Чайво составляет 250 тыс. барр. в сутки или примерно 12 млн метрических тонн нефти в год и 800 млн кубических футов в сутки или 8 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Нефть и газ поставляются на дальневосточный рынок России и на мировые рынки.

От БКП Чайво до нефтеотгрузочного терминала в Де-Кастри, расположенного на материковой части России, планируется строительство трубопровода диаметром 24 дюйма.

На терминале в Де-Кастри размещены резервуары для хранения нефти и отгрузочные сооружения для приема танкеров грузоподъемностью 110 тыс. т. Круглогодичная транспортировка нефти обычными танкерами будет возможна благодаря наличию ледоколов сопровождения. Зимой 2002 г. в акватории Татарского пролива, залива Анива и пролива Лаперуза были прове-

дены танкерные испытания. В них участвовал танкер «Приморье» с двойным корпусом и общей грузоподъемностью 105 177 метрических т, сопровождаемый двумя ледоколами. В результате испытания была продемонстрирована возможность безопасной эксплуатации крупных морских танкеров в прогнозируемых ледовых условиях данного региона на протяжении всей зимы.

*Проект «Сахалин-2».* В течение многих лет Россия, крупнейший в мире экспортер газа, является надежным торговым партнером Европы. В настоящее время разработка обширных запасов шельфа Сахалина – в непосредственной близости от активно развивающихся стран Азии – должна будет стать повторением такого же успеха на российском Дальнем Востоке.

Основным критерием выбора победителя по проекту «Сахалин-2» в 1992 г. являлась поставка газа на внутренний рынок и обязательность мер, направленных на снижение риска загрязнения окружающей среды. Победителем был назван наиболее слабый участник тендера консорциум «МММ», затем преобразованный в компанию «Сахалинская энергия». Состояние этой компании характеризуется следующими показателями: компания учреждена в 1994 г. тремя жителями Бермудских о-вов; уставной капитал – 100 млн долл. Компания «Сахалинская Энергия», Правительство РФ и администрация Сахалинской области 22 июня 1994 г. подписали соглашение о разработке Пилтун-Астохского и Луньского месторождений на условиях раздела продукции. Согласно экономической схеме СРП, при реализации продукции (сырой нефти и СПГ) вся прибыль в первую очередь идет на возмещение затрат СЭ, затем до достижения проектом рентабельности в 17,5 % прибыль будет делиться так: 10 % – России, 90 % – консорциуму, и лишь после достижения уровня рентабельности прибыль будет делиться примерно пополам. В соответствии с СРП проект «Сахалин-2» полностью освобожден от всех федеральных налогов, за исключением «роялти» – платы за пользование недрами (6 %), и налога на прибыль (32 %), также решением Сахалинской областной думы компания СЭ, все ее подрядчики и субподрядчики по проекту «Сахалин-2» освобождены от налогов, взимаемых в областной бюджет.

СРП предусматривает разовые выплаты российской стороне (бонусы) по достижении очередных этапов в реализации проекта (всего 50 млн долл.), взнос в фонд развития Сахалина (100 млн долл. в течение пяти лет) и возмещение ранее понесенных Россией затрат на геологоразведочные работы (около 160 млн долл.).

В 1998 г. на государственную экологическую экспертизу (ГЭЭ) были представлены материалы «ТЭО» обустройства Пильтун-Астохского лицензионного участка, по которым предполагалось начать добычу нефти еще в 1999 г. Экспертная комиссия, рассмотрев материалы «ТЭО», сочла возможной его реализацию.

Проект Компании предусматривает разработку двух месторождений: Пильтун-Астохского (главным образом нефтяного месторождения с попутным газом) и Лунского (преимущественно газового месторождения с попутным газоконденсатом и нефтяной оторочкой). Оба месторождения были открыты в 1980-х гг. Суммарные промышленные запасы углеводородов обоих месторождений составляют более 1 млрд барр. (150 млн т) нефти и более 500 млрд м<sup>3</sup> (18 трлн кубических футов) природного газа. Месторождения находятся на удалении около 15 км от северо-восточного побережья Сахалина в водах, покрывающихся льдом на 5–6 месяцев в год.

В рамках проекта «Сахалин-2» в 2006 г. добыта первая нефть.

Запасы нефти по проекту «Сахалин-2» равны объему полугодичного экспорта нефти из России, который в настоящее время составляет примерно 5 млн барр. в сутки. Запасы газа примерно соответствуют объему экспорта российского газа в Европу за 3,5 года.

На очереди новые проекты освоения Сахалинского шельфа.

### 3.4. Борьба за перспективную нефть в Арктике

Спуск российских батискафов на дно Ледовитого океана в районе Полюса вызвал бурю эмоций в западных СМИ. Россию обвиняют в наглой агрессии. США и Канада также планируют установить свой контроль над зоной, которая ныне считается нейтральной. Насколько серьезны и выгодны претензии на Арктику?

В 1911 г. сразу двое американцев заявили о том, что они первыми достигли Северного Полюса. Богач из Мэна Р. Пири (впоследствии адмирал) и бедный врач, эмигрант из Германии Ф. Кук. Споры между ними приняли столь скандальный характер, что решено было не присваивать звания первооткрывателя никому из них.

Русские вели исследования Ледовитого океана еще со времен Великого Новгорода. Поморы регулярно зимовали на Шпицбергене (который они называли Грумант) и Новой Земле, ходили через Карское море в Приобье в «златокипящую» Мангазею. По южному берегу Ледовитого океана русские казаки дошли до мыса Дежнева на Чукотке. Позднее царь Петр I организо-

вал Великую Северную экспедицию, открывшую море Лаптевых и Чукотское. Затем был офицер русской службы Беринг. Купец Шелихов положил начало почти вековому русскому освоению Аляски. В XIX веке и начале XX века русские власти и частные лица организовывали ряд экспедиций, в одной из которых принимал участие будущий адмирал Колчак. Известны также имена таких полярных исследователей, как Толь, Литке, Врангель, Санников, Вилькицкий, Седов. СССР на протяжении всей своей истории также вел в Арктике широкую научную и хозяйственную деятельность.

За советские годы была создана уникальная приполярная цивилизация с такими огромными по меркам Крайнего Севера городами, как Мурманск и Норильск. Освоен единственный в своем роде Северный морской путь.

Режим раздела Арктики на сектора начал складываться еще в XIX веке. Первый договор о разграничении по меридиану был заключен между Россией и США в 1867 г. после продажи Аляски. Наиболее полно правовой режим Советской Арктики регламентировался постановлением Президиума ЦИК СССР от 15 апреля 1926 г. «Об объявлении территорией Союза ССР земель и островов, расположенных в Северном Ледовитом океане». Именно тогда объявлены принадлежащими СССР (а теперь РФ) все земли и острова в пределах советского сектора Арктики между меридианами 32°4'35" восточной долготы и 168°49'30" западной долготы, расположенные в Северном Ледовитом океане к северу от побережья Союза ССР до Северного полюса. Исключение составляли лишь территории, признанные СССР до 15 апреля 1926 г. как принадлежащие иностранным государствам. Такой территорией считаются восточные острова архипелага Шпицберген.

Что касается водного пространства морей, оставался острым вопрос по Баренцевому морю. Остальные моря Ледовитого океана, прилегающие к материку Евразии, Россия считает, согласно положениям морской Конвенции 1958 г., своими окраинными морями.

Однако следует отметить, что границы в некоторых российских секторах Арктики оспариваются другими странами.

Очевидно, основой для окончательного решения вопроса могло бы стать постановление Международного суда ООН, принявшего в 1950-х гг. постановление относительно канадского сектора: если в течение 100 лет никто не докажет своих прав на этот регион, то наша страна получает его в бесспорное владение. Вряд ли кто-то сумеет хотя бы и за 200 лет доказать, что имеет права на российский арктический сектор.

Но в 1982 г. ООН приняла конвенцию по морскому праву, по которой дно морей и океанов и его недра за пределами 200-мильных экономических

зон принадлежат всем странам мира. Документ позволяет вести отсчет 200-мильной зоны от подводного края той части материка, на которой расположена страна. Норвегия ратифицировала конвенцию в 1996 г., Канада – в 2003 г., Дания – в 2004 г. Россия ратифицировала конвенцию в 1997 г. и полна решимости точно определить границы своего шельфа и морских экономических зон способами, предусмотренными международным правом.

США договор не ратифицировали, и это означает, что страна, претендующая быть светочем права и демократии для всего мира, намерена явочным (силовым) способом захватывать участки шельфа, принадлежащего другим странам. В споре с США главным доводом будет, очевидно, не столько сила права, сколько право силы. Причем под силой в первую очередь надо понимать способность реально разведывать и разрабатывать все доступные морские месторождения полезных ископаемых.

В наше время нефть и газ добывают на морском шельфе более 50 стран, а общее количество нефтяных вышек и платформ перевалило за 10 тыс. Морская нефтегазовая индустрия обеспечивает около 40 % мировой добычи углеводородов, и эта доля растет.

Россия пока не занималась морской добычей нефти и газа в широких масштабах. У нас не хватает опыта и опробованных технологий для таких работ. Между тем, обстановка подталкивает к решительным действиям.

Например, если Россия не сможет принять участия в разведке и разработке нефтегазоносной структуры Федьинской, находящейся в спорном районе на границе российской и норвежской зон, то она потеряет здесь свои права. Да и права на те участки, которые мы считаем бесспорно своими, еще придется подтвердить делом. Мир, остро нуждающийся в энергии, никому не может позволить лежать на своих ресурсах, как «собака на сене». Кроме США, Германия и Япония заявляли о необходимости применения к Северному Ледовитому океану общих принципов конвенции по морскому праву, имея в виду в том числе и право на разработку природных ресурсов Арктики. Попытка доказать свои права только военной силой приведет к долговременному и жесткому мировому соперничеству.

Шельф Ледовитого океана является одной из самых богатых углеводородами зон в мире. Если залежи нефти на дне Тихого океана оцениваются в 16 млрд т, Атлантического – в 47, Индийского – в 57 млрд т, то Ледовитого – в 83 млрд т условного топлива. В общей сложности это около 25 % мировых запасов.

Поиск и добыча углеводородов в арктических морях связана с огромными техническими трудностями. Пока готовятся к разработке наиболее

доступные ресурсы. Штокмановское месторождение находится в центральной части Баренцева моря на глубинах 280–360 м в 550 км от Кольского п-ова. Это очень сложные условия, и все же не такие, как в Карском море. Баренцево море в этом районе, по крайней мере, не замерзает даже зимой. Но в Карском море запасы нефти оцениваются в 28 млрд т.

По нашему мнению, именно Карское море заслуживает первоочередного освоения. По сути, это геологическое продолжение крупнейшей в мире Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Безусловно, освоение сухопутного Ямала и Карского моря – это главные стратегические направления для России в XXI в. В этом будут заинтересованы все: Европа, Азия, Америка. Этот проект аналогичен освоению космоса.



## **Глава 4. ПРОГНОЗЫ ОСВОЕНИЯ РОССИЙСКИХ АКВАТОРИЙ**

Российский шельф по своей протяженности и территории занимает первое место в мире. Его площадь составляет почти 22 % общей площади континентального шельфа Мирового океана. Роль столь крупной минерально-сырьевой базы в развитии топливно-энергетического комплекса важна не только для нашей страны, но и для Европы и мира в целом. Поэтому значителен интерес и желание участвовать в освоении месторождений со стороны крупных российских и зарубежных компаний и организаций, действующих в области морских нефтегазовых разработок и инжиниринга.

Для реализации концепции освоения ресурсов углеводородов на континентальном шельфе России необходимо создание новой подотрасли нефтегазодобычи, организация производства принципиально новых сооружений и привлечение инвестиций. Экономические проблемы освоения этих ресурсов связаны с привлечением больших объемов капитальных вложений, финансирование которых невозможно обеспечить без гарантий окупаемости и экономической эффективности.

Создание морского нефтегазодобывающего комплекса рассматривается как система взаимосвязанных, взаимодействующих, взаимозависимых составных элементов, которая создается и должна работать в особых условиях.

### **4.1. «Методика экономической оценки освоения морских месторождений как инвестиционного проекта»**

Разработана во Всероссийском научно-исследовательском институте природных газов и газовых технологий (ВНИИГАЗ) в 1996 г. В ней обобщен отечественный и зарубежный опыт оценки эффективности инвестиционных проектов. Методика апробирована в 1994–2004 гг. в процессе оценки эффективности инвестиций в освоение нефтяных и газовых месторождений на шельфах Баренцева, Печорского, Карского, Азовского и Каспийского морей, Обской и Тазовской губ.

Экономические оценки освоения месторождений углеводородов на суше и на море не имеют принципиальных коммерческих различий. Методика должна учитывать лишь особенности, присущие дислокации объектов освоения в условиях акваторий. Эти особенности следующие:

- оценка объектов осуществляется в условиях большей степени неопределенности, чем на суше;
- трудности для прогнозирования размеров возможных месторождений связаны с более низкой изученностью недр акваторий, чем на суше;
- освоение морских месторождений технически намного сложнее и дороже, чем на суше;
- огромное значение имеют знание и применение передового мирового опыта и инновационных технико-технологических решений по обустройству и разработке месторождений на шельфе;
- существующая статистика экономических показателей по месторождениям мирового шельфа ограничена и нуждается в привязке к конкретным объектам российского шельфа, что связано со значительными трудностями из-за отсутствия опыта освоения месторождений в труднодоступных ледовых акваториях;
- поиски, разведка и разработка запасов на шельфе сопровождаются более длительным периодом от открытия до освоения;
- необходим более строгий подход к экспертной оценке, принятию и утверждению проекта на проведение геологоразведочных работ и разработку месторождений;
- оценка морских месторождений в условиях действующей налоговой системы почти всегда показывает их маргинальность, т. е. нахождение на грани или за чертой рентабельности, поэтому необходимо обоснование приемлемого налогового режима для обеспечения нормативной окупаемости и эффективности на основе действующего законодательства.

С учетом высокой капиталоемкости морских нефтегазовых проектов и их территориальной отдаленности необходима комплексная оценка всех этапов освоения месторождения: поиск, разведка, разработка и магистральный транспорт.

Сущность экономической оценки сводится к определению динамического баланса доходов и расходов и их соотношений по оцениваемым проектным вариантам разработки за весь срок выработки запасов. Экономическая оценка выполняется с учетом ограничений, налагаемых технологическими возможностями и сроком службы гидротехнических сооружений, правилами ведения горно-геологических работ, требованиями охраны окружающей среды, потреб-

ностями внутреннего и мирового рынков в газе, конденсате, сопутствующих компонентах и продуктах их переработки.

Экономическая эффективность, структура, величина капитальных вложений и текущих затрат на освоение месторождений углеводородов на шельфе морей зависят от многих факторов. К особенностям разработки и обустройства месторождений на шельфе относится применение специфических технических средств: морских платформ, представляющих собой сложные комплексы бурового и эксплуатационного оборудования, навигационной аппаратуры и систем жизнеобеспечения, а также интенсивно развивающихся систем подводных добывающих комплексов. Для обслуживания стационарных буровых и эксплуатационных комплексов требуется значительное число специализированных судов, включая ледоколы, вертолеты и соответствующие береговые базы.

Проектирование разработки морского месторождения требует сложных технико-экономических расчетов по оптимизации вариантов разработки, схем обустройства и транспорта продукции.

В целом по арктическим морям эффективность геологоразведочных работ считается высокой. Стоимость подготовки 1 000 м<sup>3</sup> газа оценивается от 3,2 руб. на Приамальском шельфе, до 4,0 руб. на шельфе Баренцева моря. Этот показатель лучше, чем по сопредельной суше. Стоимость подготовки 1 т условного топлива на шельфе Печорского моря составляет 27,9 руб., что существенно выше аналогичного показателя по другим районам.

К сожалению, в настоящее время минерально-сырьевая база континентального шельфа Российской Федерации пока обладает относительно низкой инвестиционной привлекательностью, что объясняется следующими факторами:

- низкая геологическая изученность континентального шельфа Российской Федерации, высокие риски вложения инвестиций;
- неблагоприятное географо-экономическое размещение большинства месторождений и перспективных районов, значительно повышающее затраты на их изучение и освоение;
- слабая развитость инфраструктуры, обеспечивающей добычу и транспортировку ресурсов недр континентального шельфа;
- малопривлекательный, нестабильный фискальный режим, высокая доля изъятий государства;
- забюрократизированная система государственного управления и предоставления права пользования участками недр континентального шельфа;

– недостаточно развитая нормативная база, не адаптированная к специфике проведения работ на континентальном шельфе.

#### **4.2. «Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации на период до 2020 г.»**

Принята в 2001 г. Министерством природных ресурсов РФ. Основной целью является формирование ресурсной базы углеводородов, гарантирующей энергетическую и экономическую безопасность страны и устойчивое развитие топливно-энергетического комплекса страны в условиях возрастающих потребностей экономики в энергоресурсах.

Реализация настоящей стратегии будет способствовать решению следующих задач:

– воспроизводство минерально-сырьевой базы и обеспечение прироста запасов и добычи углеводородов в объемах, необходимых для устойчивого развития нефтегазовой отрасли и сопряженных с ней сфер промышленности и экономики страны;

– формирование прозрачной и эффективной системы государственного управления;

– совершенствование нормативно-правовой базы, регулирующей проведение работ по геологическому изучению, поиску, оценке, разведке и добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации;

– совершенствование системы взимания налогов и платежей в целях обеспечения стабильного фискального режима, позволяющих обеспечить благоприятные экономические условия для потенциальных недропользователей;

– решение проблем топливно-энергетического обеспечения промышленной и социально-бытовой сфер энергодефицитных прибрежных территорий Российской Федерации;

– формирование прибрежно-морских нефтегазодобывающих комплексов и стимулирование развития нефтегазотранспортной инфраструктуры;

– разработка и совершенствование информационной базы обеспечения реализации стратегии всеми видами данных о ресурсах недр и морской среде.

В соответствии с направлениями работ по изучению и освоению нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации, изложенными в стратегии, ожидается достижение следующих результатов к 2020 г.:

– будут аккумулированы извлекаемые суммарные ресурсы углеводородов в объемах 23–26 млрд т нефти и 90–100 трлн м<sup>3</sup> газа, включая запасы нефти в объеме 10–13 млрд т, газа – 10–20 трлн м<sup>3</sup>;

– накопленные объемы извлекаемых запасов и перспективных ресурсов гарантируют недропользователю возврат инвестиций на организацию широкомасштабной добычи нефти и образуют базу для развития региональных центров морской нефтегазодобычи, активного замещения старых нефтегазодобывающих регионов новыми морскими регионами после 2020 г.;

– ожидаемые объемы добычи нефти на участках недр континентального шельфа Российской Федерации составят к 2010 г. – до 10 млн т, к 2020 г. – до 95 млн т; объем добычи газа к 2010 г. – до 30 млрд м<sup>3</sup>, к 2020 г. – не менее 150 млрд м<sup>3</sup>;

– ожидаемые затраты федерального бюджета на реализацию стратегии на период с 2006 г. до 2020 г. составят около 33,2 млрд руб.;

– ожидаемый объем привлеченных инвестиций в развитие морского нефтегазового и судостроительного комплексов, составит 2,1–3,3 трлн руб.;

– ожидаемый суммарный доход бюджета Российской Федерации от реализации стратегии составит 3,2–4,0 трлн руб., в том числе от разовых платежей – до 150 млрд руб.;

– развитие региональных центров морской нефтегазодобычи обеспечит значительный рост энерговооруженности экономики приморских субъектов Российской Федерации и оптимизирует их социально-экономическую сферу.

Доля морей в общем приросте запасов углеводородного сырья в России может достигнуть 10–15 % к 2010 г. и далее будет расти.

Углеводородный потенциал континентального шельфа в целом способен обеспечить высокие уровни добычи, которые при благоприятных условиях могли бы составить до 20 % всего предполагаемого объема добычи нефти и до 45 % всего объема добычи газа.

Начиная с 2010–2015 гг. предполагается прирост нефтяных ресурсов за счет открытия новых морских месторождений. В Баренцевом море месторождения могут быть связаны с палеозойскими и триасовыми ловушками на бортах Восточно-Баренцевого прогиба, Северо-Баренцевого бассейна, Земли Франца Иосифа и Приновоземелья. В Карском море ожидается высокая нефтепродуктивность в юрско-меловых и более древних отложениях. Последние могут оказаться высокопродуктивными, в частности в Северо-Карском районе. Высокие перспективы связываются с крупными платформенными прогибами на юге моря Лаптевых, в центральной части Восточносибирского моря и в Чукотском море. Наконец, значительные ре-

сурсы нефти прогнозируются в триасовых и палеозойских отложениях Среднего и Северного Каспия. Суммарный прирост геологических ресурсов во всех указанных регионах за период реализации стратегии может составить от 30 до 45 млрд т условного топлива.

Энергетическая стратегия России все время уточняется, и жаль, что ее выполнение отстает от веления времени. Согласно оптимистическим прогнозам, в 2010 г. планируется добыть 489 млн т нефти и 665 млрд м<sup>3</sup> газа, а в 2020 г. – 520 млн т нефти и 739 млрд м<sup>3</sup> газа. При таких темпах добычи к 2020 г. из недр России и ее континентального шельфа суммарно будут извлечены огромные объемы углеводородного сырья – 25,6 млрд т нефти и 25,7 трлн м<sup>3</sup> газа.

С конца 1980-х гг. в нашей стране происходило снижение как ежегодной добычи, так и прироста разведанных запасов нефти и газа. Лишь за последние 5 лет уровень добычи увеличился – нефти на 90 млн т, газа – на 58 млрд м<sup>3</sup>. Эти позитивные тенденции и были использованы при планировании «Энергетической стратегии России...».

Однако более 70 % известных месторождений России уже вовлечены в освоение, и их средняя выработанность превышает 50 %. Динамика восполнения запасов отрицательна, добыча опережает разведку. Прирост разведанных запасов нефти и газа идет низкими темпами. На месторождениях континентального шельфа планируется к 2020 г. довести уровень добычи до 95 млн т нефти и 320 млрд м<sup>3</sup> газа. Предполагается, что доля морской добычи нефти составит к 2020 г. 20 %, газа – 45 % в общем объеме полученного углеводородного сырья.

Безусловно, ресурсная база континентального шельфа будет расширяться.

### **4.3. «Программа лицензирования северных и дальневосточных морей России»**

Утверждена в июле 2002 г. Определено 44 участка общей площадью 315 тыс. км<sup>2</sup> с суммарными извлекаемыми ресурсами около 8 млрд т условного топлива. Они будут распределяться между инвесторами на конкурсной основе. По предварительной оценке экспертов-экономистов, лицензионные сборы и другие платежи, полученные до 2020 г., могут превысить 5 млрд долл. Общий доход от налоговых поступлений за добычу нефти и газа на морских лицензионных участках превысит 70 млрд долл.

Тенденция превышения добычи нефти над восполнением ее запасов, которую можно наблюдать с 1994 г., становится по-настоящему угрожающей из-за опережающего увеличения темпов добычи. И сейчас, когда большинство частных нефтяных компаний заняты максимизацией добычи и прибыли, государство должно активно способствовать освоению долгосрочных проектов в районах Арктики и Крайнего Севера, жизненно важных для обеспечения экономической безопасности страны и развития экономики в целом. Продвигается реализация проекта освоения Приразломного нефтяного месторождения. Изготовление для него нефтедобывающей платформы контролируют ОАО НК «Роснефть» и ОАО «Газпром».

Приразломное месторождение является пилотным проектом освоения российского арктического шельфа, в рамках которого будут отрабатываться самые современные технологические решения. Они могут быть очень полезными для использования и в последующих шельфовых проектах на Крайнем Севере. А поскольку все арктические проекты высокочрезвычайно затратны, они требуют привлечения многомиллиардных инвестиций на сроки от 10 до 20 лет. И без иностранных инвесторов тут не обойтись. Однако государство пока не создало для работы на шельфе благоприятных условий ни для российских, ни для международных компаний.

Хотя в течение последних нескольких лет в российской нефтяной отрасли наблюдается устойчивый рост добычи за счет внедрения передовых технологий, он не является долгосрочным и не сможет обеспечить стабильный уровень добычи после 2015 г. Мировой опыт показывает, что с момента начала поисково-разведочных работ до начала фактической добычи проходит приблизительно 10 лет. Поэтому для обеспечения высокого уровня добычи после 2015 г. необходимо в самом ближайшем будущем начать процесс лицензирования российского шельфа. Нефтяные компании России сегодня готовы расширять сферу своей деятельности, осваивая участки моря. Отсутствие у российских компаний опыта работы на шельфе и соответствующих технологий можно компенсировать партнерством с сервисными компаниями, владеющими передовыми технологиями, и партнерством с зарубежными нефтяными компаниями.

В ноябре 2002 г. в Осло президент России В. Путин и премьер-министр Норвегии К. Бондевик подписали совместную декларацию, определяющую основные направления развития сотрудничества в нефтегазовой промышленности между Россией и Норвегией. Приведем некоторые из них:

- поддержка коммерческого сотрудничества между российскими и норвежскими компаниями в области геологоразведки, добычи, транспорта углеводородов;
- расширение сотрудничества в области передовых технологий, применяемых на континентальном шельфе и на суше в северных областях;
- положительное отношение к участию норвежских компаний в разработке Штокмановского месторождения;
- содействие организации сотрудничества между компаниями-поставщиками.

В июне 2003 г. обе стороны создали рабочую группу в области энергетики по исполнению намерений совместной декларации. В эту рабочую группу вошли представители органов власти и нефтегазовых компаний из обеих стран. Компания *Norsk Hydro*, уже в течение 14 лет участвующая в работах по проекту освоения Штокмановского месторождения, готова внести свою лепту и на этапе его обустройства, и на этапе добычи. Компания намерена на взаимовыгодных условиях делиться своим опытом в области технологий добычи углеводородов.

Норвежская сторона придает большое значение экологическим аспектам. Как известно, в 2001 г. были даже приостановлены буровые работы на одном из месторождений. Уже подготовлен региональный анализ воздействия на окружающую среду, который сейчас проходит стадию обсуждения и ляжет в основу общего административного плана для разработки норвежского сектора Баренцева моря. Этот план будет рассмотрен и утвержден правительством Норвегии.

Внести крупные капиталовложения в российские проекты намерена и французская компания *Total*, которая закупает 25 % всей сырой нефти, экспортируемой Россией на европейский рынок. Вице-президент *Total* сообщил о создании консорциума для проведения геологоразведочных работ на глубоководном шельфе Черного моря. Компания готова также предоставить в распоряжение российской стороны свой технологический опыт и финансовый потенциал для освоения месторождений в арктических морях.

Несмотря на высокий нефтегазовый потенциал всех акваторий России, их освоение происходит очень медленно, за исключением Сахалинского шельфа, где активно участвуют Япония, Индия и другие страны. Из общего объема добываемой нефти в России лишь 1 % приходится на акватории, и это только Сахалин. Реальные перспективы представляют Западная арктическая зона России: Баренцево, Печорское и Карское моря. Но пример

Штокмановского месторождения показывает, что расчетная рыночная рентабельность таких объектов невысока. Нужны дополнительные запасы.

Одна из главных причин – наличие ледовой обстановки. Требуются огромные затраты на сооружение надводных (надледных) платформ и подъездных путей. Возможен только один вариант – уйти под лед, т. е. все сооружения, включая буровые и промысловые платформы, и вся инфраструктура с жилыми модулями, должны быть подо льдом или преимущественно на дне. Обеспечение работоспособности и жизнеобеспечения должно сопровождаться субмаринным флотом. Для этого нужен научный, технологический и инновационный прорыв, которого пока не видно. Если этого не будет, то большая нефть и большой газ Арктики останется мечтой и нереализованной стратегией.



## Заключение

Для удовлетворения ресурсных потребностей в углеводородном сырье человек «шагнул» под воду, на дно морей и океанов. Уверено осваивая нефтегазоносные акватории, многие страны достигли больших результатов.

В связи с этим обозначились новые направления в науке и практике. В частности, специалисты по нефтегазовой геологии и геофизике и нефтяному делу вообще вынуждены учитывать «морские» факты для разработки новых научных направлений, методов и технологий изучения и освоения перспективных территорий. Нефтяное морское дело стало предметным объектом образовательных программ для разных уровней подготовки специалистов. Предложенный учебник является по существу первым опытом в этом направлении.

России необходимо активизировать морские работы на нефть и газ, особенно в Карском море. По существу, это северное продолжение крупнейшего в мире Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. Мощная инфраструктура севера и Ямала способна обеспечить быстрое развитие морского сектора газо- и нефтедобычи. Для этого надо использовать мощности «Газпрома». Сегодня борьба за нефть в жестоком рыночном мире идет по принципу «кто не успел, тот опоздал».

В инновационном плане для успешного освоения арктических морей надо уходить «под лед»: все конструкции, сооружения и транспорт должны быть подледными. Именно этот путь позволит России шагать «вперед планеты всей» и обеспечить энергетическую стабильность для многих стран мира на долгие годы.

Используя морские успехи, человеку давно пора заглянуть в глубины Земли. Мы уже летаем на другие планеты, а собственную матушку-Землю не изучили глубже 15 км. Надо создавать «подземные корабли». Сегодня это под силу цивилизованному миру. Образно говоря, тот, кто проникнет в центр Земли, будет владеть фундаментальными геологическими знаниями о многих процессах изменения вещества и энергии нашей планеты в ее очень динамичном развитии, а самое главное – научится управлять этими процессами.

Желаю всем новых знаний и добрых дел!

Выражаю благодарность Дульцевой Ольге Васильевне – магистру кафедры геологии нефтяных и газовых месторождений геолого-геофизического факультета Новосибирского государственного университета за помощь в подготовке к изданию этой книги.

Автор надеется получить замечания, пожелания и свежую информацию от коллег, аспирантов и студентов, а также от всех читателей. Все будет с благодарностью принято для улучшения последующего издания этой книги.

630090, г. Новосибирск

Пр. акад. Коптюга, 3

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

630090, ул. Правды, 5а, кв. 2

(383) 333 28 95 (раб.)

(383) 330 70 26 (дом.)

8-903-935-87-25 (моб.)

факс: (383) 330-79-08

e-mail: [ZapivalovNP@ipgg.nsc.ru](mailto:ZapivalovNP@ipgg.nsc.ru)

## Список использованной литературы

1. *Абрахам К.* Обсуждение стандартов в связи с разрушением добывающих мощностей Мексиканского залива // Нефтегазовые технологии, 2006. №3. С. 34–41.
2. *Арешев Е. Г., Гаврилов В. П., Донцов В. В.* Альтернативная модель формирования нефтяной залежи в фундаменте месторождения «Белый Тигр» // Нефтяное хозяйство. Освоение шельфа. 2004. № 9. С. 44–47.
3. *Арешев Е. Г.* Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии // М.: Зарубежнефть, 2003.
4. *Арешев Е. Г., Гаврилов В. П., Донг Ч. Л. и др.* Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М., 1997.
5. *Ашкрофт А., Шмидт В.* Активное бурение миоценовых отложений на глубоководном шельфе Мексиканского залива // Нефтегазовые технологии. 2006. № 1. С. 28–31.
6. *Белонин М. Д., Григоренко Ю. Н., Андреева Н. А. и др.* Актуальные проблемы прогноза и освоения углеводородных ресурсов северо-западных акваторий России. СПб., 1999.
7. *Высоцкий И. В., Оленин В. В., Высоцкий В. И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981.
8. *Высоцкий В. И., Гусева А. Н.* Нефти и газы месторождений зарубежных стран: Справочник. М.: Недра, 1977.
9. *Гаврилов В. П.* Геология и минеральные ресурсы Мирового океана. М., 1990.
10. *Геодекиян А. А., Забанбарк А.* Геология и размещение нефтегазовых ресурсов в Мировом океане. М., 1985.
11. *Геодинамика* и нефтегазоносность Арктики / Под ред. В. П. Гаврилова. М.: Недра, 1993.
12. *Гинсбург Г. Д., Грамберг И. С., Соловьев В. А.* Геология субмаринных газовых гидратов // Сов. геология. 1990. № 11.
13. *Гинсбург Г. Д., Соловьев В. А.* Субмаринные газовые гидраты. СПб., 1994.

14. *Городницкий А.* Океан. Нужен ли он нам сегодня? // Рус. журн. 24 авг. 2007.
15. *Глухова Н. В.* Методические аспекты экономики освоения месторождений углеводородов на шельфе морей // Нефтяное хозяйство. 2004. № 9.
16. *Грамберг И. С., Супруненко О. И., Шипелькевич Ю. В.* Перспективные объекты для обеспечения крупных приростов запасов нефти и газа в Баренцевом и Карском морях // Современные проблемы нефти и газа. М.: Научный мир, 2001.
17. *Грамберг И. С.* Арктический нефтегазоносный супербассейн // Нефтегазоносность Мирового океана. Л., 1984.
18. *Дмитриевский А. Н., Виноградов В. Н., Гаврилов В. П. и др.* Концепция и основные направления освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР. М., 1990.
19. *Дмитриевский А. Н. и др.* Магматогенно-осадочный комплекс как новый нефтеперспективный поисковый объект. ДАН СССР, 1992. Т. 322. С. 347–350.
20. *Дмитриевский А. Н., Каракин А. В., Баланюк И. В. и др.* Гидротермальный механизм образования углеводородов в срединно-океанических хребтах // Геология нефти и газа. 1997. № 8. С. 4–17.
21. *Дмитриевский А. Н., Киреев Ф. А. и др.* Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах фундамента // Изв. АН СССР. Сер. Геология, 1992. № 5. С. 119–128.
22. *Дмитриевский А. Н., Киреев Ф. А. и др.* О новом типе коллектора в породах кристаллического фундамента. ДАН СССР. 1990. Т. 315. № 1. С. 163–165.
23. *Запивалов Н. П., Павлов Ф. В.* Индия – путь к большой нефти. 1955–2005. Новосибирск: Гео, 2005.
24. *Запивалов Н. П.* Нефтегазовый вектор Индии: прошлое, настоящее, будущее // Нефтяное хозяйство. 2006. № 2.
25. *Запивалов Н. П.* Индийская одиссея продолжается // Наука в Сибири. 2006. № 9.
26. *Запивалов Н. П.* Мозговой штурм на Малабарском берегу // Наука в Сибири. 2006. № 48.
27. *Запивалов Н. П.* Нефть и газ России для Индии // Нефтяное хозяйство. 2007. № 6.
28. *Запивалов Н. П.* Морская нефть – новая веха человечества // Нефтяное хозяйство. 2008, июнь, № 6. С. 54–58.
29. *Зейбольд Е., Бергер В.* Дно океана. М., 1984.

30. *Каракин А. В.* Анализ теплового режима термомеханической модели осевых зон медленно раздвигающихся срединно-океанических хребтов // Теоретические и экспериментальные исследования по геотермике морей и океанов. М.: ИФЗ АН СССР, 1984. С. 27–37.

31. *Коблов Э. Г.* Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа Сахалинской нефтегазоносной области // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. М., 1997.

32. *Коблов Э. Г., Харахинов В. В.* Зональный и локальный прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря // Там же.

33. *Козловский Е. А.* Мировой океан – резерв минерального сырья в XXI веке // Природно-ресурсные ведомости. 2005. №3–4.

34. *Кузнецов О. Л., Каракин А. В.* Концепция трещиноватой структуры и флюидного режима в верхней коре // Геоинформатика. 2002. № 3. С. 11–15.

35. *Лебедев Л. И.* Строение и нефтегазоносность современных гетерогенных депрессий. М., 1978.

36. *Левченко В. А.* Некоторые закономерности распределения ресурсов нефти и газа в недрах Мирового океана // Нефтегазоносность Мирового океана. М., 1984.

37. *Мейзе Р.* Проблемы бурения сверхглубоких скважин в глубоководных водах шельфа // Нефтегазовые технологии. 2005. № 5.

38. *Мурзин Р. Р.* О стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа России // Материалы Международной конференции «Российский шельф: Бизнес-аспекты освоения нефтегазовых месторождений»). М., 2004.

39. *Нейлор Д., Маунтней С. Н.* Геология континентального шельфа северо-западной Европы / Пер. с англ. М. Н. Афонского; под ред. И. В. Высоцкого. М., 1978.

40. *О стратегии* изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа России // Нефтяное хозяйство. 2004. № 9.

41. *Павлова Г. Н.* Нефтегазовый потенциал Сахалина: итоги и перспективы // Нефть, газ & СРП. 2004. № 2.

42. *Плэмондон В.* Тенденции развития глубоководной активности в Мексиканском заливе // Нефтегазовые технологии. 2005. № 10.

43. *Поспелов В. В., Шнип О. А.* Цеолиты нефтесодержащих пород шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа. 1995. № 7.

44. *Размышляев А.* Сто лет без бед // Нефть и капитал. 2004. № 12.

45. *Рыбаков А. А.* Нефть в мире. [www.nefte.ru](http://www.nefte.ru). Доступ 3.03.1999.

46. *Рябухин Г. Е.* Нефтегазоносность верхнепалеозойских и триасовых формаций Арктики // Всесоюзная конференция по комплексному освоению нефтегазовых ресурсов на арктическом шельфе СССР: Сб. тр. МИНХ и ГП. М., 1990.

47. *Рябухин Г. Е.* Тектоника акваторий восточных Арктических морей в связи с нефтегазоносностью // Некоторые аспекты геологии, нефтегазоносности и разработки нефтяных и газовых месторождений арктических морей: Изв. вузов. Геология и разведка. 1985. № 4.

48. *Рябухин Г. Е.* Формации и перспективы нефтегазоносности юрских отложений северных акваторий Арктики // Геология нефти и газа. 1991. № 12.

49. *Рябухин Г. Е.* Юрские и меловые формации Арктики и их нефтегазоносность // Всесоюз. конф. по комплексному освоению нефтегазовых ресурсов на арктическом шельфе СССР: Сборник тр. МИНХ и ГП, 1990.

50. *Сорохтин О. Г., Ушаков С. А.* Развитие Земли. М.: Изд-во МГУ, 2002.

51. *Тимонин А. Н.* Направление поисково-разведочных работ ОАО «Газпром» на континентальном шельфе России до 2030 г. // Нефтяное хозяйство. 2004. № 9.

52. *Трифонов А.* Северное ожерелье России // Нефть России. 1999. № 10.

53. *Хайн В. Е., Соколов Б. А.* Роль флюидодинамики в развитии нефтегазовых бассейнов // История нефти в осадочных бассейнах / Под ред. Б. А. Соколова. М.: Изд-во МГУ, Интерпринт, 1994.

54. *Хведчук И. И.* Освоение углеводородных ресурсов шельфа Арктических и Дальневосточных морей: прошлое, настоящее, будущее // Нефтяное хозяйство. 2005. № 6.

55. *Courteney S.* Sequence Stratigraphy Applied to the Hydrocarbon Productive Basins of Western Indonesia. AAPG Intern. Conf. And Exhib., Southeast Asian Basins, Kuala Lumpur, Malaysia, 1994.

56. *Hong L. Y., Zakerie A. A.* Regional Malay basin geology and hydrocarbon habitat. Int. Symposium «Geology, exploration and development potential of energy and mineral resources of Vietnam and adjoining regions». Hanoi, 1994. P. 79.

57. *Ru K., Zhou D., Chen H.* The development of extensional basins on the northern shelf of South China sea. – 2-nd Intern. Conf. On Asian Mar. Geol. Tokyo, 1992.

58. *Zapivalov N. P., Pavlov F. V.* India – way to big oil, 1955–2005. – India: Oil and Natural Gas Corporation Ltd., 2006.

59. *Zapivalov N. P.* Russian Oil and Gas Phenomenon in the beginning of the 21<sup>st</sup> Century // Proceedings of Petrotech-2005, 6<sup>th</sup> Int. Conference and Exhibition, January 16-19, 2005, New Delhi, India. – CD.

60. *Zapivalov N. P.* New way to big oil for India // DEW: the Complete Energy Journal, India. – 2007. – Vol. 16, № 03, January.

61. [www.brasemb.ru](http://www.brasemb.ru)

62. [www.gasonline.ru](http://www.gasonline.ru)

- 
63. [www.gazetachel.ru](http://www.gazetachel.ru)
  64. [www.goelib.ru](http://www.goelib.ru)
  65. [http://students.web.ru/db/geol search/](http://students.web.ru/db/geol%20search/)
  66. <http://expert.org.ua>
  67. [www.morneft.ru](http://www.morneft.ru)
  68. [www.mineral.ru](http://www.mineral.ru)
  69. [www.resurs.org](http://www.resurs.org)
  70. [www.sakhalin1.ru](http://www.sakhalin1.ru)
  71. [www.sakhalin2.ru](http://www.sakhalin2.ru)
  72. [www.uadaily.net/](http://www.uadaily.net/)
  71. [www.utro.ru/](http://www.utro.ru/)



Учебное издание

Запивалов Николай Петрович

# НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АКВАТОРИЙ МИРА

Учебное пособие

Редактор *С. В. Исакова*

Подписано в печать 09.07.2009 г.  
Формат 70x100 1/16. Офсетная печать.  
Усл.-печ. л. 21. Уч.-изд. л. 16,25. Тираж 300 экз.  
Заказ №

Редакционно-издательский центр НГУ  
630090, Новосибирск-90, ул. Пирогова, 2